



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ
Antonínská 548/1, 601 90 Brno
IČ: 00261305, DIČ: CZ00216305

Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií
Technická 3082/12, 616 00 Brno
Kontakty: UEEN FEKT, tel.: 54114 6220, fax: 54114 6210
e-mail: fekt-ueen@vut.cz, <https://www.ueen.fekt.vut.cz>

Analýza technických řešení pro stabilizaci napětí s využitím akumulace *Odborná zpráva*

PB1.01 - Zajištění stability dodávky a kvality elektrické energie u
průmyslových objektů

Zpracovatel: Vysoké učení technické v Brně
Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií
Technická 3058/10
616 00 Brno

Řešitelský kolektiv:

doc. Ing. Petr Mastný, Ph.D.

doc. Ing. Lukáš Prokop, Ph.D.

doc. Ing. David Topolánek, Ph.D.

Ing. Jan Morávek, Ph.D.

Ing. Branislav Bátora, Ph.D.

Ing. Martin Vojtek, Ph.D.

Verze: 20243105.r1

1 Předmět analýzy – zadání

Předmětem analýzy je •Rešerše v současnosti používaných technických řešení pro stabilizaci napětí odběrného místa v souladu s ČSN EN 50160 (poklesy napětí, napěťové disbalance, přerušení dodávky) s fokusem na problematiku rychlosti odezvy řídicích smyček u jednotlivých částí systému, především částí inverter/baterie. Součástí bude definice možností řešení pro beznapěťový a přímý přechod napájení zákazníka mezi DS a záložním systémem a definice akumulčních technologií vhodných pro eliminaci různých typů napěťových výpadků.

A) Vstupní analýza možností akumulace v bateriích typu Li-Ion a Redox-Flow.

Technické srovnání základních parametrů baterií z pohledu využití pro „systémové a podpůrné služby“

B) Analýza možností využití obou typů baterií pro vybrané funkce podpory provozu distribuční sítě

Analýza bude provedena z hlediska možnosti využití:

- 1) pro regulaci napětí v DS,
- 2) pro kompenzaci jalového výkonu v síti,
- 3) pro omezení přetížení sítě (distribution congestion relief),
- 4) jako záložní zdroj pro krizové řízení,
- 5) jako náhrada distribuční kapacity, odložení investic do P/D kapacity (grid construction deferral),
- 6) pro kompenzaci asymetrie v DS,
- 7) pro omezení mikrovýpadků napětí na úrovni 22 kV při přechodných poruchách na nadřazené lince 110 kV,
- 8) jako možnost omezeného ostrovního provozu v případě výpadků napájení z nadřazené sítě,
- 9) pro poskytování primární regulační energie (nebudou řešeny legislativní problémy s tím spjaté),
- 10) identifikace dalších možností akumulace z pohledu distribuce.

Obsah

1 Předmět analýzy – zadání	2
2 Rešerše současného stavu na poli akumulace	6
2.1 Lithiové baterie	6
2.2 Průtokové baterie	7
3 Využití akumulace energie v distribuční síti	10
3.1 Odložení spotřeby elektrické energie v čase - Electric Energy Time-shift (Arbitrage)	10
3.2 Regulační energie a regulace frekvence – Regulation & Frequency response	11
3.3 Točivé, netočivé a doplňkové záložní zdroje - Spinning, Non-Spinning, and Supplemental Reserves	12
3.4 Stabilizace výroby z obnovitelných zdrojů – Load Following/Ramping Support for Renewables	12
3.5 Start ze tmy – Black start	13
3.6 Oddálení investic do distribuční soustavy a podpora napětí – Distribution Upgrade Deferral and Voltage Support	13
4 Základní parametry akumulačního systému	15
4.1 Výkon akumulačního systému a vybíjecí čas	15
4.1.1 Jmenovitý výkon akumulačního systému	15
4.1.2 Nouzové navýšení výkonu (přetížitelnost)	15
4.1.3 Vybíjecí čas	15
4.2 Energetická a výkonová hustota	15
4.3 Prostorová náročnost	15
4.4 Účinnost akumulačního systému	16
4.5 Provozní náklady akumulačního systému	16
4.6 Doba odezvy	16
4.7 Nabíjecí čas	16
4.8 Samovybíjení a vlastní spotřeba	16
4.9 Mobilita	16
4.10 Dodávka jalového výkonu	17
4.11 Komunikace a řídicí systém	17
4.12 Vyvedení výkonu	17
4.13 Srovnání požadavků na výkon a dobu vybíjení akumulačního systému	17
4.14 Současný stav technického řešení	18
5 Případová studie možnosti využití baterií v provozu DS	20
5.1 Popis možností regulace a způsobu řízení zdroje bateriového systému pro účely studie	20
5.1.1 Symetrická/asymetrická regulace P, Q a U	20
5.1.2 Regulační rozsah měniče	20
5.1.3 Časová odezva regulátoru měniče bateriového systému	20
5.1.4 Kritéria pro regulaci měničů	21
5.1.5 Způsob zapojení baterií a měničů	22
5.2 Respektované způsoby vyvedení výkonu do rozvodny R110/22kV	22
6 Popis testovací soustavy	24
6.1 Uvažovaná zjednodušení a parametry jednotlivých prvků	25

7 Analýza možnosti regulace napětí	27
7.1 Symetrická regulace	27
7.1.1 Regulace napětí na úrovni VN	27
7.1.2 Regulace napětí na úrovni VVN	29
7.2 Asymetrická regulace.....	32
7.2.1 Regulace napětí na úrovni VN	32
7.3 Zhodnocení	35
7.3.1 +VC (SAF) – Voltage Conditioner (Serial Active Filter)	37
7.3.2 DVR (Dynamic Voltage Restorer)	37
7.4 Regulace amplitudy řízením činného výkonu	37
7.4.1 Možnost regulace amplitudy napětí na hladině VN.....	38
7.4.2 Možnost regulace amplitudy napětí na hladině VVN	38
8 Analýza kompenzace napěťové nesymetrie	40
8.1 Regulace amplitudy a fáze napětí	40
8.1.1 Možnost regulace fázového posunu napětí na hladině VN	40
8.1.2 Regulace fázového posunu napětí na hladině VVN	41
8.2 Možnost redukce činitele napěťové nesymetrie	42
8.2.1 Redukce p_u v uzlech na hladině VN	43
8.2.2 Redukce p_u v uzlech na hladině VVN	43
8.3 Zhodnocení	45
8.3.1 Možnost redukce napěťové nesymetrie na úrovni VN (22 kV)	45
8.3.2 Možnost redukce napěťové nesymetrie na úrovni VVN.....	45
8.3.3 Regulace nesymetrie napětí - kapacita bateriového systému	46
9 Kompenzace jalového výkonu v síti	47
9.1 Zhodnocení	50
9.1.1 Asymetrická regulace Q	50
9.1.2 Kompenzace Q- kapacita bateriového systému	50
10 Analýza využití baterie pro omezení přetížení sítě	52
10.1 Regulační rozsah P výkonu ve vybraných místech sítě	52
10.2 Zhodnocení	55
10.2.1 Asymetrická regulace P	56
10.2.2 Optimalizace zatížení - kapacita bateriového systému.....	56
11 Analýza akumulace jako zdroje pro krizové řízení	57
12 Analýza využití baterie jako náhrady distribuční kapacity	58
12.1 Návrh parametrů bateriového systému.....	58
12.2 Zhodnocení	59
13 Analýza možnosti omezení mikrovýpadků v síti.....	60
13.1 Určení hloubky poklesu napětí způsobeného zkraty	60
13.1.1 Výpočet napěťového poklesu.....	61
13.2 Zhodnocení	61
13.2.1 Reakční časy systému při regulaci krátkodobých poklesů a mikrovýpadků	61
13.2.2 Možná řešení s využitím bateriového systému	62

14 Poskytování podpůrných služeb.....	63
14.1 Požadavky na regulaci soustavy (Regulační a systémové možnosti)	63
14.2 Primární regulace frekvence bloku	65
14.3 Sekundární regulace výkonu bloku (SR)	65
14.4 Minutová záloha 5 minutová	65
14.5 Minutová záloha 15 minutová kladná	66
14.6 Minutová záloha 15 minutová záporná	66
14.7 Snížení výkonu	66
14.8 Sekundární regulace U/Q	66
14.9 Schopnost ostrovního provozu	66
14.10 Start ze tmy	67
14.11 Vyrovnávací trh s regulační energií	67
14.12 Obecné podmínky pro podpůrné služby ES	67
14.13 Zhodnocení možností využití akumulátoru k poskytování podpůrných služeb ES.....	68
14.13.1 Podpůrná služba primární regulace	68
14.13.2 Podpůrná služba sekundární regulace	70
14.13.3 Podpůrná služba terciální regulace	70
14.14 Měřené průběhy frekvence za časové období.....	71
14.15 Závěrečné zhodnocení	74
15 Podpora omezeného ostrovního provozu v případě výpadků napájení z nadřazené sítě	75
16 Identifikace dalších možností akumulace z pohledu distribuce	76
Závěr.....	78
Literatura.....	82
Příloha 1	84
Příloha 2	85
Příloha 3	86
Příloha 4	87

2 Rešerše současného stavu na poli akumulace

S ohledem na zadání studie je oblast uvažovaných akumulacních systémů pro podporu sítě zaměřena na Lithium-iontové a průtokové akumulacní systémy typu Redox-flow, přestože je v současné době pro komerční řešení dostupné několik různých technologií pro akumulaci elektrické energie, které byly úspěšně aplikovány jak u centralizovaných, tak distribuovaných aplikací akumulacních systémů různých velikostí. Masivnějšímu nárůstu počtu realizovaných instalací tak brání především klíčové parametry těchto systémů jako např.: hustota energie, výkon, životnost, nabíjecí schopnosti, bezpečnost a cena.

Za pokročilé akumulacní systémy lze považovat technologie založené na Lithium-iontových (Li-ion), sodno-sírných (NaS), olověno-kyselinových a olověno-uhlíkových akumulátorech. Li-ion akumulátory jsou obecně vhodné pro aplikace s požadavkem na relativně rychlé vybíjení (méně než 2 hodiny), přičemž trvalé hluboké vybíjení zkracuje jejich životnost. Z těchto důvodů jsou vhodné především pro oblast regulace frekvence nebo jako záložní zdroj (Uninterruptible Power Source – UPS). NaS akumulátory mírně zaostávají za Li-ion akumulátory z pohledu dostupného výkonu a energie, ale zvládají delší dobu vybíjení (4 – 8 hodin) a obecně jsou vhodnější pro vyrovnávání zátěže a obchodování na trhu s elektřinou. Olověno- kyselinové akumulátory jsou z technologického hlediska vyspělé, mají dobrou životnost a jsou relativně levné. Nevýhodou je nízká hustota energie a krátká životnost při cyklování.

Odlišnou technologii představují průtokové baterie, které byly primárně vyvinuty pro výkony v rámci MW jako alternativa k přečerpávacím vodním elektrárnám. Přestože prošly průtokové baterie dlouholetým vývojem, dosavadní praktické aplikace se omezují spíše na demonstrační účely, přestože se v poslední době v Japonsku a Číně projektují systémy s výkonem 5 - 20 MW. Zájem o průtokové baterie pramení především ve výhodách ve srovnání s tradičními akumulátory. Oddělený kapalný elektrolyt umožňuje plné využití uložené energie, vysoký počet vybíjecích cyklů a dlouhou životnost systému. Průtokové akumulátory čelily překážkám, jako je nízká hustota energie a náročnost návrhu technologického uspořádání systému. Z těchto důvodů nebyly realizovány aplikace ve větším výkonovém rozsahu.

Tab. 2-1: Srovnání typů akumulace z hlediska oblasti využití

Technologie	Primární aplikace	Typické vlastnosti	Problematická oblast
Li-ion	• Kvalita el. energie • Regulace frekvence	• Vysoká energetická hustota • Dostatečný počet vybíjecích cyklů • Vysoká účinnost při nabíjení a vybíjení	• Vysoké výrobní náklady • Extrémní citlivost na přehřátí a přebíjení s tendencí k tvorbě plynů • Nesnášenlivost k dlouhodobému hlubokému vybití
Průtokové akumulátory	• Stabilizace výroby z OZE • Vyhlazení odběrových a výrobních špiček • Odložení spotřeby • Regulace frekvence • Kvalita el. energie	• Vysoký počet vybíjecích cyklů • Nižší účinnost při nabíjení a vybíjení • Velmi dlouhá životnost	• Rozvíjející se technologie s omezenou mírou komerčního využití • Komplikovaný návrh řešení • Nižší energetická hustota

2.1 Lithiové baterie

Lithium-iontová baterie (zkráceně Li-Ion baterie) je typ baterie běžně používaný ve spotřebitelské elektronice. Kvůli vysoké hustotě energie vzhledem k objemu se hodí pro přenosná zařízení. V současnosti je to v této oblasti nejvíce používaný typ. Článek používá chemicky vysoce reaktivní a snadno vznětlivé lithium. Kladná elektroda sestává většinou z lithiokobaltového oxidu, do jehož

krystalové mřížky byly vpraveny ionty lithia. Sloučeniny uhlíku a grafitu, rovněž obsahující lithiové ionty, tvoří zápornou elektrodu - tato kombinace má jmenovité napětí 3,6 V. Elektrolytem jsou agresivní organická rozpouštědla (propylen- nebo ethylenkarbonát) - pokud vyteče, hrozí poleptání pokožky či koroze uvnitř přístroje. Tomuto nebezpečí čelí většina výrobků uzavřením do stabilního kovového pláště.

Lithium-iontové akumulátory pojmu při stejné velikosti asi třikrát více energie než olovené akumulátory a nemají paměťový efekt, což jsou jejich hlavní přednosti. Před nabíjením je není nutno úplně vybit. Samovybití za 24 hodin je u nich zanedbatelně malé a teprve po měsíci postrádají necelých 10 % energie.

Je umožněno rychlé nabíjení i vybíjení, tudíž jsou vhodné pro dynamické akumulační systémy. Z pohledu zatížení životního prostředí jsou, jak výrobou, tak následnou recyklací, mnohem ohleduplnější. Ve srovnání s olovenými akumulátory je pořizovací cena těchto akumulátorů a akumulačních systémů z nich sestavených vysoká. S ohledem na technologický vývoj lze předpokládat, že se pořizovací cena lithiových akumulátorů v následujících letech sníží a tyto akumulátory bude možné použít jak centralizovaně, tak decentralizovaně. Tyto akumulátory mají vysokou životnost, více než 5000 nabíjecích cyklů.

Lithiumiontové akumulátory je možné skládat do větších celků podle požadovaného napětí, výkonu a energie. Jistou nevýhodou je potřeba sofistikovaného řídicího systému (BMS – Battery Management System), který zajišťuje kontrolu a regulaci nabíjecího/vybíjecího procesu jednotlivých článků.

Tab. 2-2: Obecné parametry lithiových baterií

Parametr	Hodnota
počet nabíjecích/vybíjecích cyklů	>5000 cyklů při 80% DOD (Depth of Discharge)
hustota energie (Wh/kg)	150-200 kWh/m ³
požadavky na uložení (teplota, vlhkost, výměna vzduchu...),	sucho, ventilace 20-25°C
provozní teplota	od 0°C do +45°C
doporučená provozní teplota	od +15°C do +25°C
vybíjecí čas, max. vybíjecí proud kontinuálně	není definován
samovybití	<3%/měsíc při 20 °C
max. hladina vybití	0% (optimálně 30% - delší životnost)
náklady na jednotku energie (Kč/kWh)	2,75-13,75
Poznámka	vysoká hustota výkonu, možnost nabíjení vysokými proudy, možnost mezidobíjení

2.2 Průtokové baterie

Průtokové baterie jsou poměrně novou technologií. Jsou nabíjeny stejně jako konvenční baterie, ale uložení energie je realizováno prostřednictvím tekutého elektrolytu. Tento elektrolyt je pomocí čerpadel vháněn do zásobních tanků a z nich je zpět přiváděn do chemického článku, jak ukazuje Obr. 2-1.

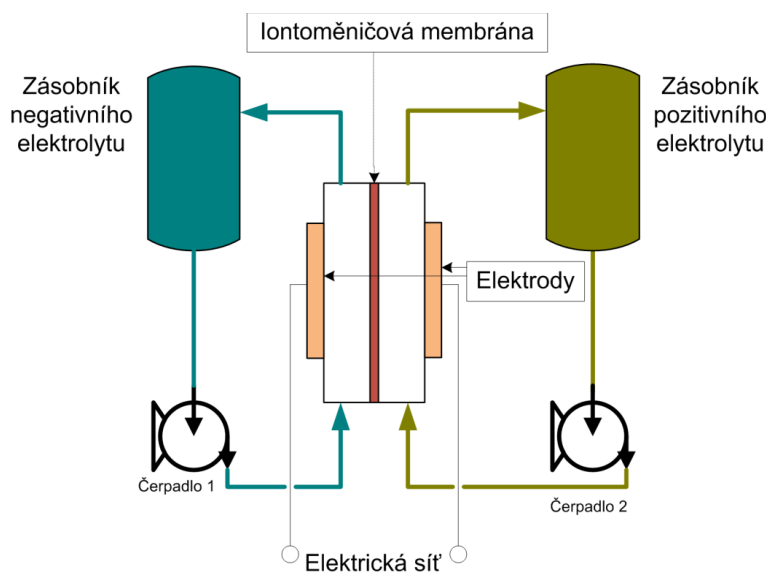
V současnosti je k dispozici několik typů průtokových baterií pracujících na následujících principech:

- elektrochemické oxidace a redukce vanadu – VRFB,
- uskladnění pomocí halogenu Br – ZnBr,
- roztok Polysulfid Bromidu (PSB, Br/S).

Vanadiová redoxová baterie disponuje ojedinělými vlastnostmi, které vhodně umožňují akumulaci elektrické energie z obnovitelných zdrojů. Její ojedinělost spočívá především v neomezených počtech cyklů nabití a vybití, tudíž nedochází ke znehodnocování elektrolytu. Obvykle udávaná životnost u baterií se pohybuje v řádech stovek až tisíců cyklů, kdy následně dochází k nevratnému poškození elektrod a je nutná výměna baterie. U redoxových baterií obecně tato výměna odpadá.

Při nabíjení dochází k iontové výměně mezi dvěma elektrolyty, proto je na oddělení dvou elektrolytů nutná ionto-propustná polymerní membrána. Tato membrána, která je jediným oddělovacím prvkem mezi dvěma elektrolyty, má životnost převyšující 15.000 cyklů. Tento aspekt značí velkou výhodnost baterie pro nasazení do celoročního provozu s nízkou mírou nutných odstávek pro údržbu systému.

Akumulační kapacita průtokové baterie je dána množstvím elektrolytu v zásobnících, přičemž prakticky dosažitelná objemová energetická hustota elektrolytu úplného nabíjecího/vybíjecího cyklu je uváděna v rozsahu (15 až 25) kWh.m⁻³ (ideálně dosažitelná hodnota činí 28 až 43 kWh.m⁻³). Měrná hmotnost VRFB článku dosahuje 6,5 až 10 kg.kW⁻¹ u větších zařízení, u malých výkonů výrobce uvádí max. 12,5 kg.kW⁻¹. Měrná hustota elektrolytu je přibližně 1,4 kg.dm⁻³, hmotnost elektrolytu představuje přibližně 90% hmotnosti celého zařízení. V porovnání s klasickými akumulátory má elektrolyt v nabitěm stavu při cirkulaci ve VRFB článku jen nepatrné samovybíjení. Pokud je nabitý elektrolyt uskladněn mimo článek, zůstává nabitý prakticky po neomezenou dobu.



Obr. 2-1: Princip funkce průtokové baterie

Prostorová náročnost instalace souvisí především s akumulací kapacitou, přitom oddělené skladování elektrolytu od vlastních VRFB, umožňuje snadné přizpůsobení instalace prostorovým podmínkám. Pro nejčastější akumulací kapacitu (doba cca 8 h) se uvádí, že 85 až 90% zastavěné plochy zabírají zásobníky elektrolytu, vlastní články VRFB a řídicí a kontrolní elektronika pak zbývajících (15 až 10) %.

Tab. 2-3: Základní parametry průtokové baterie

Výkon	200 kW
Kapacita	1600 kWh
Počet nabíjecích/vybíjecích cyklů	neomezeno (životnost >20 let), membrána cca 15000 cyklů
Reakční doba	< 20 ms (8 ms změna režimu)
Napětí	480 V AC (s integrovaným DC-AC měničem)
Účinnost	< 70 %
Vybíjecí doba	závislá na výstupním výkonu
Vlastní spotřeba	< 200 W
Samovybíjení	< 1% za rok
Provozní teplota	-40 °C – + 50 °C

Rozměry	(6,09 x 2,43 x 5,8) m
Hmotnost	57000 kg – 191000 kg
Hustota energie	8 – 13 Wh.kg ⁻¹ (15 – 25 kWh.m ⁻³)

3 Využití akumulace energie v distribuční síti

Do poloviny 80. let 20. století byly akumulační systémy provozovateli sítě vnímány pouze jako prostředek k energetickému vyrovnání denního diagramu zátěže spočívající v akumulaci přebytečné energie z uhelných a jaderných elektráren k vykrytí odběrových špiček v průběhu dne. Úvaha využít akumulační systémy pro další podpůrné služby sítě závisí na rozvoji technologie akumulačních systémů s využitím baterií, setrvačníků, ultrakapacitorů a ostatních systémů.

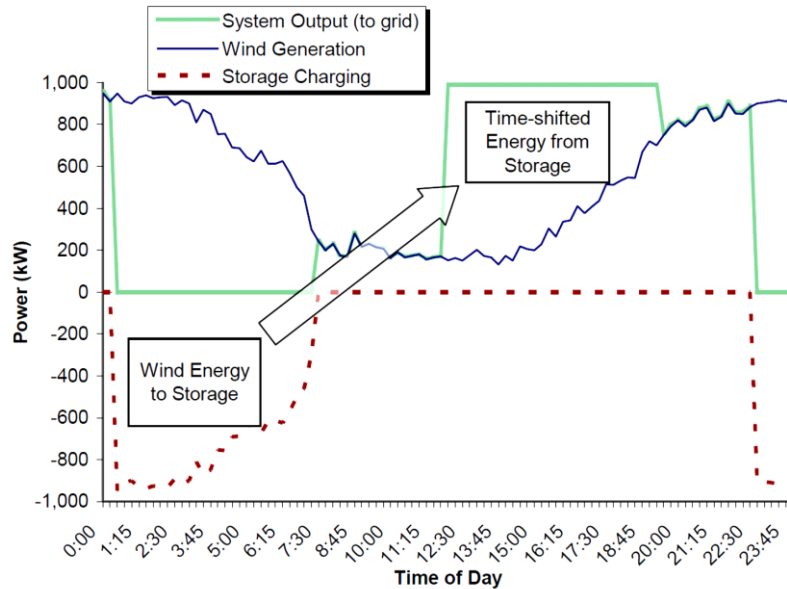
Následující Tab. 3-1 vychází ze studie [1], ve které je uvedeno 18 systémových služeb v pěti oblastech. Z uvedených služeb je zřejmé, že akumulační systémy mohou sloužit k podpoře výroby, přenosové a distribuční soustavy a dále také ve spotřebitelských systémech. Vybrané aplikační oblasti, realizovatelné z komerčního a technologického hlediska jsou podrobněji popsány níže.

Tab. 3-1: Oblasti využití akumulace v síti

Velkokapacitní energetické služby	Podpůrné služby	Podpora přenosové soustavy	Podpora distribuční soustavy	Energetické služby na úrovni zákazníka
Obchodování s elektrickou energií – odložení spotřeby	Regulace frekvence	Odložení investic	Odložení investic	Kvalita el. energie
Navýšení výkonu soustavy	Točivé, netočivé a doplňkové záložní zdroje	Odlehčení soustavy	Regulace napětí	Spolehlivost dodávky
	Regulace napětí			Obchodování s elektrickou energií – odložení spotřeby (v maloobchodním měřítku)
	Black start			Vyrovnání odběrového diagramu

3.1 Odložení spotřeby elektrické energie v čase - Electric Energy Time-shift (Arbitrage)

Odložení spotřeby v čase spočívá v nákupu levné elektrické energie k dobíjení akumulačního systému v době, kdy je v síti přebytek elektrické energie, takže uložená energie může být použita (prodána) v pozdější době za vyšší cenu. Alternativně lze úložiště využít k akumulaci přebytečné energie pocházející z produkce obnovitelných zdrojů energie (OZE), které by jinak musely omezit výrobu (Obr. 3-1).

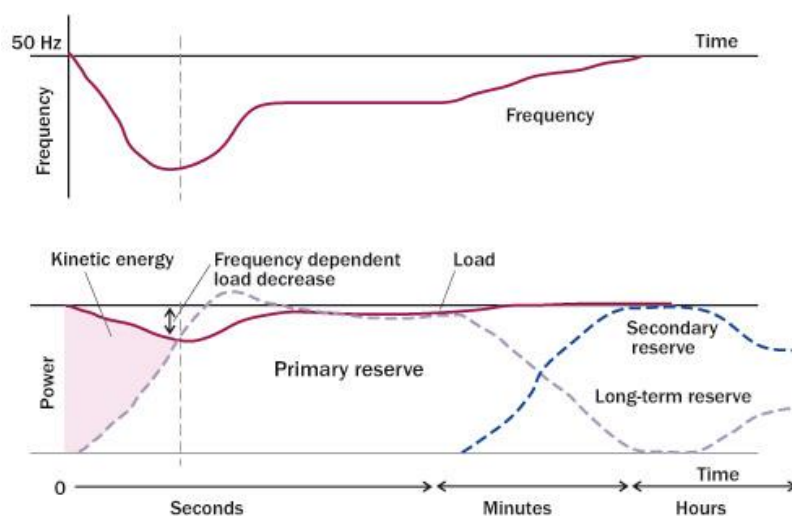


Obr. 3-1: Časové odložení energie vyrobené větrnými elektrárnami

3.2 Regulační energie a regulace frekvence – Regulation & Frequency response

Regulační energie a regulace frekvence souvisí s podpůrnými službami definovanými provozovatelem přenosové soustavy. Regulační energie slouží k zajištění a dodržení plánovaných toků energie ve sledovaných uzlech vzniklých v důsledku nerovnováhy mezi výrobou a spotřebou. Podpůrný akumulací systém tak může výhodně poskytovat dodatečnou regulační energii pro zajištění vyrovnané energetické bilance.

S výkonovou bilancí úzce souvisí regulace frekvence, která je v rámci podpůrných služeb zajištěna primárním regulátorem frekvence (jeho statikou) a sekundární regulací frekvence. Vliv jednotlivých způsobů regulace je uveden v Obr. 3-2. Jak je z obrázku zřejmé, regulace frekvence vyžaduje rychlou reakční odezvu v rozmezí několika sekund až minut. Důležitým parametrem, který definuje pokles frekvence při výpadku výkonu je výkonové číslo, které popisuje frekvenční chování sítě. Odpovídá podílu poruchové změny výkonu ΔP a odchylky kmitočtu Δf způsobené touto poruchou. Vlastní bateriový zdroj tak může vzhledem ke své relativně omezené kapacitě a při vhodně navržené statice (výkonovém čísle) prospět systému zejména v oblasti primární regulace frekvence.



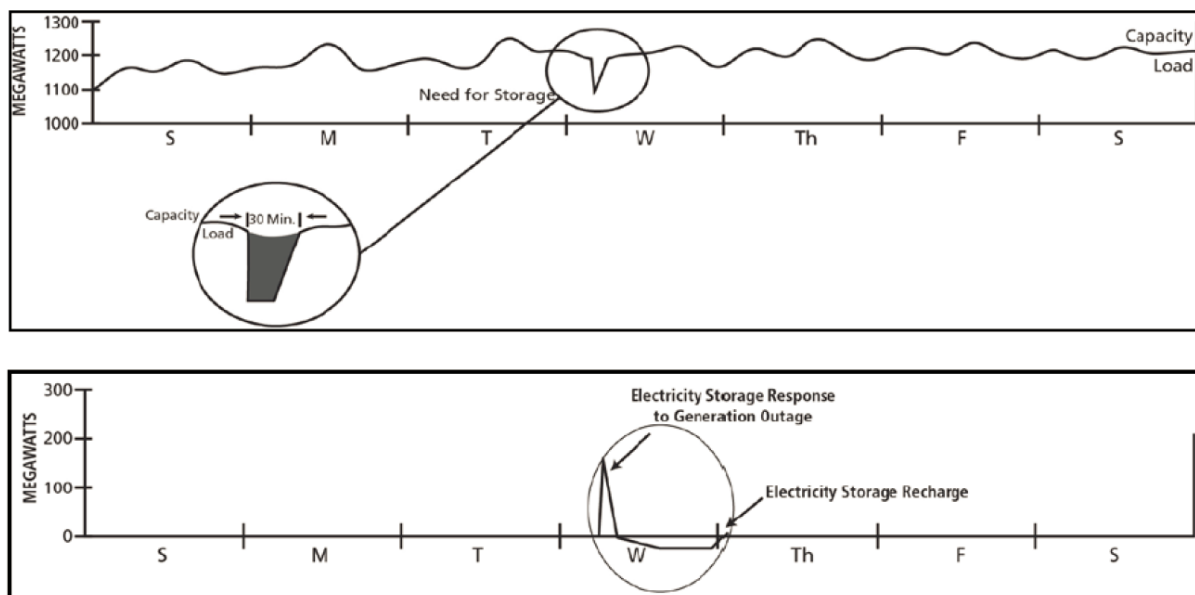
Obr. 3-2: Vliv primární, sekundární a terciární regulace na frekvenci sítě [1]

3.3 Točivé, netočivé a doplňkové záložní zdroje - Spinning, Non-Spinning, and Supplemental Reserves

Provozování elektrizační soustavy vyžaduje rezervní kapacitu výkonu dostupnou v případě neočekávaného výpadku/přetížení. V obecné rovině by výkon záložního zdroje měl odpovídat výkonu největšího zdroje v soustavě – v praxi potom 15-20% celkového výkonu soustavy. Základní typy záloh lze dle [1] rozdělit do tří kategorií. Točivé (přifázované) záložní zdroje schopné reagovat v rozmezí 10 sekund – 10 minut pro regulaci frekvence, jako záskok v případě výpadku výrobního zdroje nebo úseku vedení. Netočivé (nepřifázované) zdroje schopné provozu v rozmezí několika desítek minut. Doplňkové záložní zdroje představují podporu pro síťové služby v rozmezí několika hodin.

Podpurná akumulace se v určitém ohledu liší od klasických točivých záloh, které musí být v provozu např. se sníženým výkonem. Vzhledem k rychlostem použitých měničů, nemusí být průběžně v režimu vybíjení (dodávky energie do sítě). Pouze musí být připravené a schopné začít dodávat/odebírat energii do sítě podle potřeby (disponovat potřebnou akumulovanou elektrickou energií/volnou akumulační kapacitou).

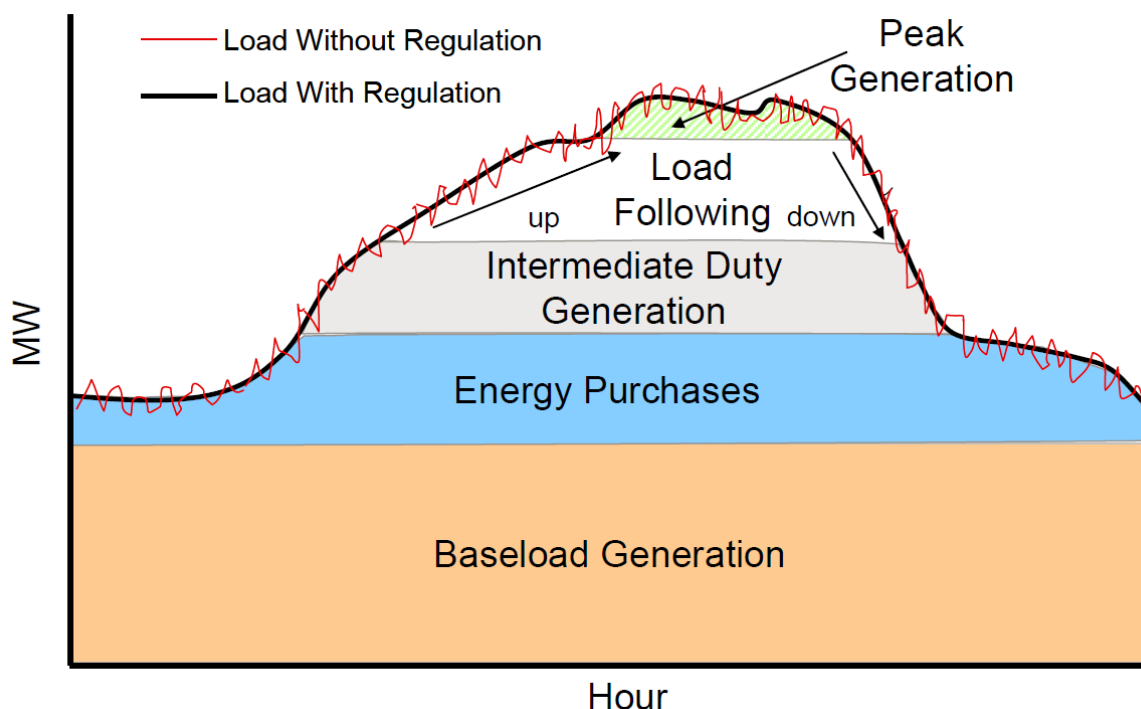
Záložní zdroje musí být schopné reagovat na řídicí povely. Na Obr. 3-3 je znázorněna odezva systému na výpadek výrobního zdroje. V dolní části obrázku je znázorněno vybíjení podpurného akumulárního systému v průběhu výpadku výrobního zdroje a následné opětovné nabíjení akumulárního systému po vyrovnání odběrového diagramu s využitím jiných zdrojů.



Obr. 3-3: Záložní akumulární systém a jeho odezva na řídicí povel [1]

3.4 Stabilizace výroby z obnovitelných zdrojů – Load Following/Ramping Support for Renewables

Systémy využívající akumulaci elektrické energie jsou vhodné pro omezení vlivu zdrojů s variabilním výstupním výkonem, jako jsou větrné (VtE) a fotovoltaické (FVE) elektrárny. Z technického hlediska jsou požadavky na akumulární systém v této aplikaci stejné jako pro řešení rychlého nebo náhodného kolísání zátěžového profilu. V případě aplikace pro zdroje proměnlivého výkonu lze definovat maximální rychlost nárůstu (poklesu) výkonu v čase (ramp rate) a dobu jeho trvání. Akumulační systém tak stabilizuje profil zátěže a eliminuje rychlé nahodilé změny výkonového profilu, jak je znázorněno na Obr. 3-4.



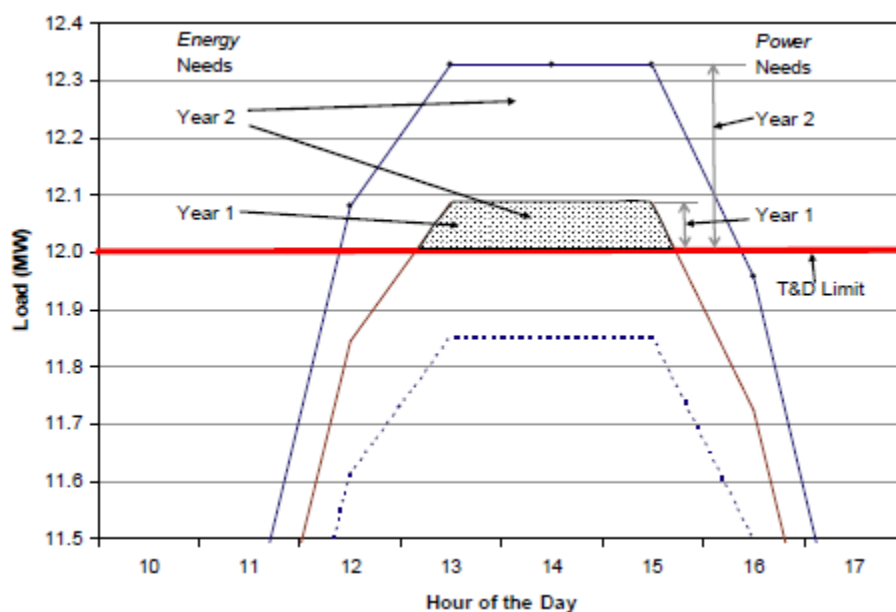
Obr. 3-4: Stabilizace výroby z obnovitelných zdrojů [5]

3.5 Start ze tmy – Black start

V případě plného nebo částečného výpadku sítě musí být soustava obnovena postupným přifázováním (synchronizací) menších oblastí (ostrovů). Akumulační systém, který umožňuje výrobcům energie funkci startu ze tmy, slouží pro zajištění dodávky primární energie nutné pro najetí výkonnějších zdrojů elektrické energie (vodní, plynové el., referenční zdroj malých OZ apod.) – nelze tedy předpokládat plnohodnotné využití akumulčního systému jako základního zdroje pro start ze tmy. Předpokladem pro tuto funkci je nabitý a správně navržený systém s vhodnými měniči a jejich řízením, který je schopen zajistit regulaci provozního napětí a frekvence při zajištění požadované výkonové bilance (zdroje schopné ostrovního provozu [8])

3.6 Oddálení investic do distribuční soustavy a podpora napětí – Distribution Upgrade Deferral and Voltage Support

Využití akumulčního systému může v určitých případech vést k oddálení investic do distribuční soustavy. Odložení investice může spočívat např. v oddálení výměny staršího distribučního transformátoru, který by jinak byl přetěžován, případně odložení posílení stávajícího vedení (znázorněno na Obr. 3-5). Na obrázku je zobrazena potřeba výkonu a energie v průběhu dvou let. Je vidět, že v prvním roce byl překročen limit zatížení daný T&D v době od 12:30 do 15:30. Potřebná doba podpory z instalovaného akumulčního systému je tedy přibližně tři hodiny. Přesnější určení doby podpory (vybíjení) akumulčního systému je možno realizovat na základě odhadu celkové energie potřebné pro uvažovanou oblast, tedy pod nebo nad křivkou poptávky, která je prezentována limitem T&D. Klíčovým předpokladem pro využití této aplikační oblasti je krátkodobé špičkové přetížení vybraného prvku tak, aby bylo možné s relativně malým výkonem zabránit jeho přetížení.



Obr. 3-5: Oddálení investic do údržby distribuční soustavy vlivem přídavného akumulčního systému [16]

Samotná výstavba akumulčního systému pouze za účelem oddálení investic nemá své opodstatnění, na druhou stranu může tato systémová funkce přispět k opodstatnění vynaložených nákladů na instalaci bateriového systému. V případě aplikace v distribuční soustavě může být benefitem snížení rezervované kapacity, vyrovnaní diagramu zatížení, zlepšení napěťových poměrů a spolehlivosti. Zlepšení napěťových poměrů se uplatní především u dlouhých vývodů radiální sítě NN, které však není předmětem studie. V případě kontejnerového řešení je možné akumulční systém dle potřeby přemístit a umístit jej v síti dle aktuální potřeby ([1] , [16])

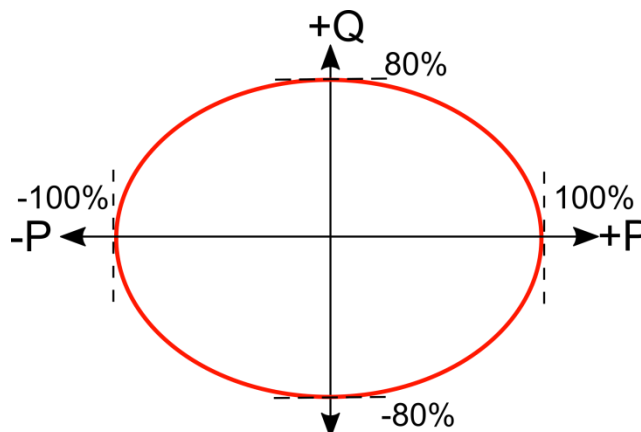
4 Základní parametry akumulčního systému

4.1 Výkon akumulčního systému a vybíjecí čas

Z hlediska hodnocení akumulčního systému jsou z obecného pohledu klíčové především následující parametry: výkon akumulčního systému spolu s regulačním rozsahem, kapacita akumulčního systému a vybíjecí čas.

4.1.1 Jmenovitý výkon akumulčního systému

Za jmenovitý výkon akumulčního systému se považuje štiťková hodnota výkonu (činného i jalového), se kterým je možné zařízení provozovat za běžných podmínek. Uvedená hodnota reprezentuje horní mez regulovatelného rozsahu, za předpokladu plynulé regulace. Vzhledem k dostupným technologiím je regulovatelný rozsah závislý především na DC-AC měničích, jejichž regulační rozsah může být omezen. Obecněji lze však uvažovat s charakteristikou systému dle Obr. 4-1. Vlastní regulační rozsah měničů je dán zejména jejich určením respektive implementovaným způsobem regulace měniče.



Obr. 4-1: Regulační rozsah akumulčního systému [18]

4.1.2 Nouzové navýšení výkonu (přetížitelnost)

Některé typy akumulčních systémů umožňují vybíjení vyšším výkonem než jmenovitým (1,5-2 násobek), po krátkou dobu (do 30 minut). Míra přetížitelnosti závisí na konkrétním technickém řešení systému a použitých měničích.

Schopnost krátkodobého přetížení systému může být cenným nástrojem pro řešení krizových situací vzniklých v důsledku neočekávaných událostí.

V souvislosti s provozem akumulčního systému s vyšším než jmenovitým výkonem je důležité uvažovat pokles účinnosti celého systému vlivem přídatných ztrát. Současně se také zkracuje životnost celého systému.

4.1.3 Vybíjecí čas

Vybíjecí čas je doba, po kterou může být akumulční systém vybíjen jmenovitým výkonem, než bude potřeba jej opětovně nabít. Vybíjecí čas je klíčové kritérium, které definuje aplikační oblast akumulčního systému. V Tab. 4-1 jsou uvedené obecně předpokládané vybíjecí časy akumulčního systému při poskytování jednotlivých služeb.

4.2 Energetická a výkonová hustota

Energetická a výkonová hustota vyjadřují výkon systému a množství akumulované energie vztažené na jednotku objemu či hmotnosti. Tyto údaje slouží k porovnání parametrů jednotlivých systémů a uplatní se především v situacích, kde je omezený prostor nebo nosnost podkladní vrstvy.

4.3 Prostorová náročnost

Prostorová náročnost úzce souvisí s energetickou a výkonovou hustotou akumulčního systému. Závisí především na použité technologii akumulčního systému a jeho modularitě.

4.4 Účinnost akumulačního systému

Při přeměně a přenosu elektrické energie uvnitř akumulačního systému vznikají ztráty. Účinnost cyklu akumulačního systému je poměr množství energie odebrané ze systému a množství energie dodané do systému při provedení jednoho cyklu.

Typické hodnoty účinnosti běžných elektrochemických akumulátorů se pohybují v rozsahu 60-75%, pokročilé typy akumulátorů potom v rozsahu 73-80%. Pro srovnání, rozsah účinnosti přečerpávacích vodních elektráren se pohybuje v rozmezí 75-78%.

4.5 Provozní náklady akumulačního systému

Provozní náklady akumulačního systému lze rozdělit následovně:

- náklady na energii pro nabíjení systému – zahrnující energii potřebnou jak pro nabití akumulačního prvku s uvažováním provozní účinnosti nabíjecího cyklu, tak energii potřebnou pro vlastní provoz zařízení (vlastní spotřeba)
- ostatní provozní náklady – zahrnující např.:
 - provozní údržbu zařízení – revize, servis
 - náklady vzniklé v důsledku opotřebení zařízení – výměna akumulátorů
 - náklady na likvidaci zařízení při jeho vyřazení z provozu – ekologická likvidace

4.6 Doba odezvy

Standardně je doba odezvy definována jako časová prodleva systému mezi klidovým stavem a vybíjením plným výkonem. Někdy se také uvádí doba odezvy pro reverzaci výkonu (tj. přechod z nabíjení maximálním výkonem do vybíjení maximálním výkonem). Doba odezvy je důležitým parametrem, který má vliv na použitelnost akumulačního systému pro konkrétní systémové služby. Doba odezvy závisí jednak na použitém typu akumulačního média, dále na vlastnostech konkrétního DC-AC měniče a z velké míry také na řídicím systému, použitých algoritmech a vlastnostech komunikačního systému mezi jednotlivými prvky. Obecně je dodavateli systémů udávána reakční doba celého systému 20-500 ms, v případě P/Q regulace potom 10-500ms.

V případě požadavku na regulaci výkonu je důležitým parametrem rychlost změny výkonu. Požadavek na rychlé změny výkonu závisí na aplikační oblasti akumulačního systému a souvisí především se stabilizací výroby z obnovitelných zdrojů energie (OZE), kdy je potřeba velmi rychle reagovat na okamžité změny výkonu.

4.7 Nabíjecí čas

Nabíjecí čas souvisí s nabíjecím výkonem a celkovou kapacitou akumulačního systému. Přímou ovlivňuje možnost poskytování podpůrných služeb, kdy je potřeba garantovat, že zařízení bude v určitou dobu schopno provozu. Rychlost nabíjení v případě lithiových a průtokových akumulačních systémů zpravidla odpovídá vybíjecímu času (může však být delší v závislosti na provozních parametrech systému – teplota článků, aktuální míra vybití, atd.)

4.8 Samovybíjení a vlastní spotřeba

Samovybíjení akumulačního systému souvisí s použitou technologií a znamená ztrátu akumulované energie v úložišti vlivem vnitřních procesů bez ohledu na připojenou zátěž. V případě lithiových akumulátorů je samovybíjení přímo úměrně závislé na teplotě článků (z tohoto důvodu je třeba baterie uložit v klimatizovaném prostoru) – při 20°C dosahuje míry <3%. U průtokových baterií je uváděna míra samovybíjení <1%.

Vlastní spotřeba systému souvisí s potřebou napájet podpůrná zařízení nezávisle na aktuálním provozním režimu akumulačního systému. Příkladem může být napájení řídicího systému, klimatizace technologie

4.9 Mobilita

Mobilita systému může být benefitem v případech, kdy se neuvažuje trvalá instalace zařízení. V případě kontejnerového řešení lze systém přemístit dle aktuální potřeby, případně nasadit pro řešení náhlých

výpadků. V případě aplikace akumulačního systému pro řešení lokálních problémů (kvalita napětí, odlehčení transformátoru) lze předpokládat současné řešení situace pomocí konvenčních metod a aplikace akumulačního systému v konkrétní lokalitě může mít své opodstatnění pouze v horizontu 1-2 let.

4.10 Dodávka jalového výkonu

Schopnost akumulačního systému zajišťovat stabilitu napětí souvisí s zejména regulací účinníku, respektive s dodávkou jalového výkonu do sítě. Omezení jalového výkonu závisí na typu použitých DC-AC měničů, ale vzhledem k současným technologiím je zpravidla možné provozovat systém s charakteristikou uvedenou v Obr. 4-1,

4.11 Komunikace a řídicí systém

Požadavkem na akumulační systém je schopnost přijímat a reagovat na řídicí povely. Řízení musí umožňovat lokální i dispečerské manuální řízení spolu s plně automatickým provozem dle přednastavených charakteristik. Možnosti a schopnosti řídicího systému vychází z požadavků provozovatele a jsou důležitým parametrem při výběru systému. Vzhledem k nutnosti systémového komunikačního propojení jednotlivých prvků systému je hardwarová a softwarová implementace řídicího systému parametrem, který významně ovlivňuje celkovou časovou odezvu systému.

4.12 Vyvedení výkonu

Vyvedení výkonu musí být v souladu s platnou legislativou (PPDS) a požadavky na bezpečnost elektrické instalace. Konkrétní způsob závisí na napěťové hladině, do které je předmětné zařízení připojeno. Obecná schémata pro vyvedení výkonu do hladin vn a vvn jsou uvedena v Obr. 4-2 a Obr. 4-3.

4.13 Srovnání požadavků na výkon a dobu vybíjení akumulačního systému

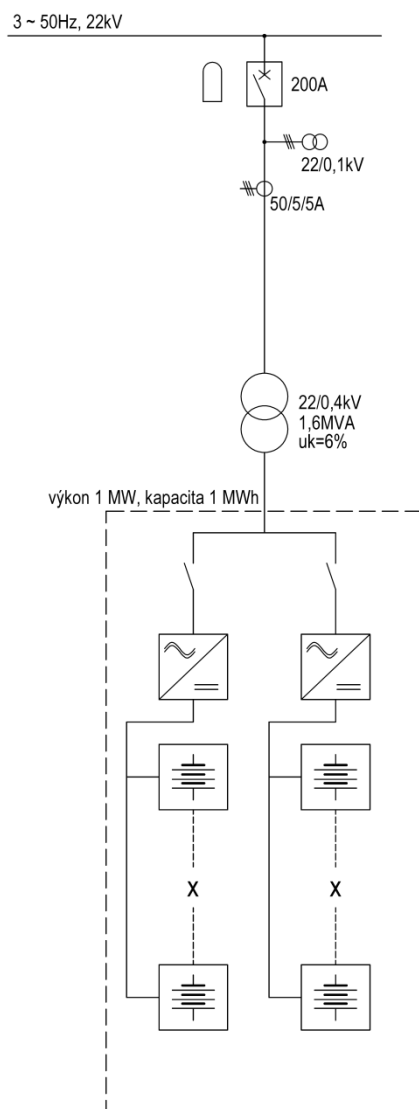
Následující Tab. 4-1 uvádí výkonové rozsahy a vybíjecí časy, které má smysl v teoretické rovině uvažovat pro poskytování uvedených služeb. V praxi je možné skutečný výkonový rozsah přizpůsobit dle rozsahu sítě a připojených zátěží. Z tabulky je patrné, že parametry související s podporou přenosové sítě vyžadují vyšší výkony a kratší vybíjecí časy (řádek 7.), zatímco u akumulace energie pro účely vyrovnání diagramu zátěže (řádek 3.), případně odložení zátěže v čase (řádek 1.) je výkon variabilní dle potřeby a požadavek na dobu vybíjení v řádu několika hodin, což v důsledku vede na akumulační systém s velkou kapacitou.

Tab. 4-1: Předpokládané potřebné parametry akumulace s ohledem na aplikační oblast [5]

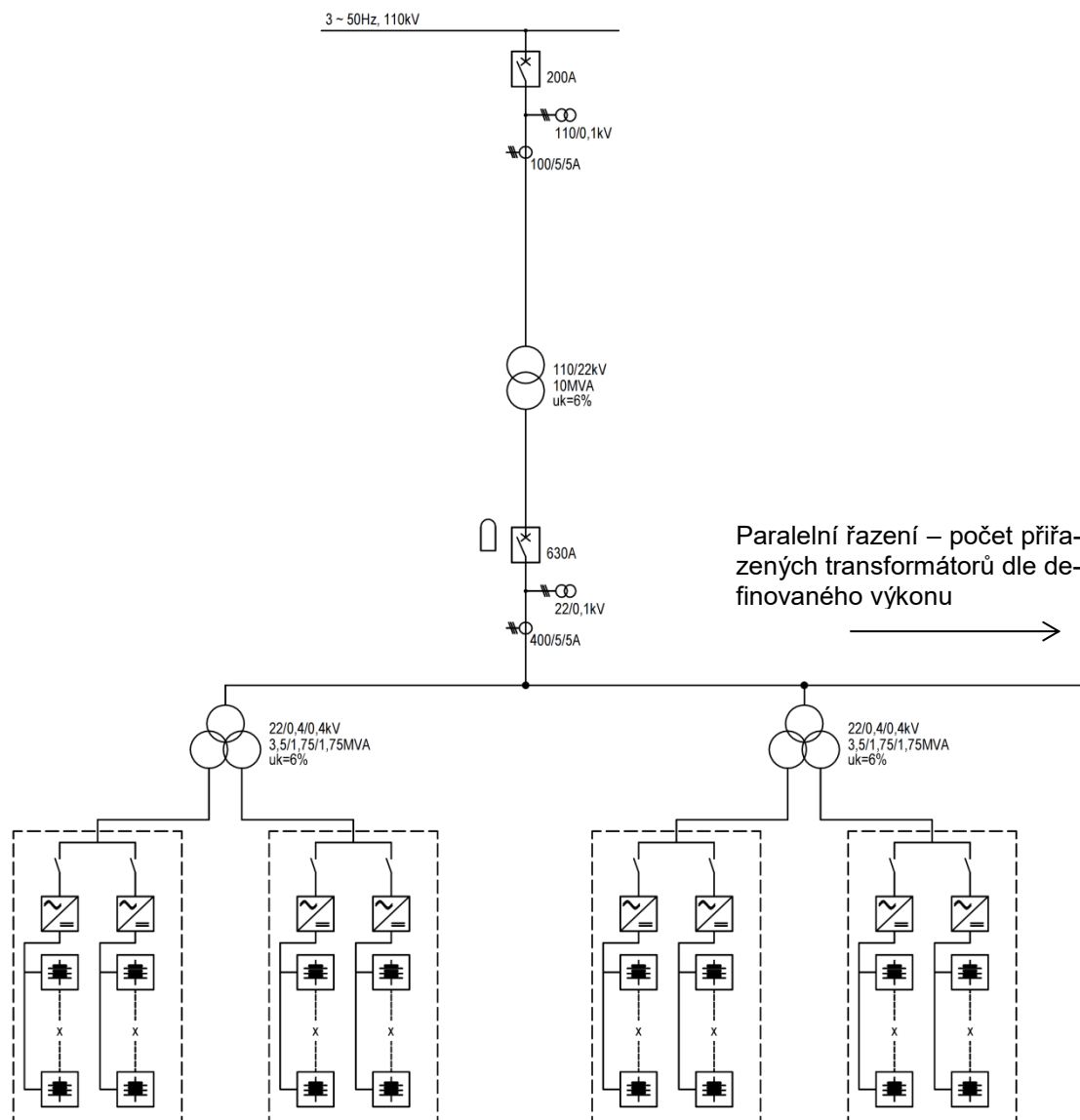
#	Poskytovaná služba	Výkonový rozsah	Předpokládaná doba vybíjení
1.	Odložení spotřeby elektrické energie v čase	1 – 500 MW	2 – 8 hodin
2.	Navýšení kapacity sítě	1 – 500 MW	4 – 6 hodin
3.	Stabilizace výroby z OZE	1 – 500 MW	2 – 4 hodin
4.	Regulace jednotlivé oblasti	1 – 40 MW	15 – 30 minut
5.	Rezervní kapacita výkonu ES	1 – 500 MW	1 – 2 hodiny
6.	Regulace napětí	1 – 10 MW	15 min – 1 hodina
7.	Podpora PS	10 – 100 MW	2 – 5 sekund
8.	Odlehčení PS	1 – 100 MW	3 – 6 hodin
9.	Záložní napájení ovládacích prvků	1,5 – 5 kW	8 – 16 hodin
10.	Demand Charge Management	50 kW – 10 MW	5 – 11 hodin
11.	Spolehlivost dodávky el. energie	0,2 kW – 10 MW	5 min – 1 hodina
12.	Kvalita el. energie	0,2 kW – 10 MW	10 sekund – 1 minuta
13.	Akumulace el. energie z OZE	1 kW – 500 MW	3 – 5 hodin

4.14 Současný stav technického řešení

Na základě provedené rešerše aktuálně dostupných technologií a komerčních řešení lze konstatovat, že typické řešení podpůrného akumulčního systému se skládá ze sérioparalelní kombinace bateriových článků s BMS (Battery Management System) připojených na DC-AC měnič. Standardní výstup měničů je na úrovni nn (obvykle 400 V). Výstup z měniče je v případě potřeby doplněn filtry a vyveden na nn/vn transformátor v zapojení dle příslušné napěťové hladiny. Konfigurace vinutí transformátorů je obvykle volena tak, že na straně nn je trojúhelník. Jednopolová schémata zapojení pro hladinu vn a vvn jsou uvedena na Obr. 4-2 a Obr. 4-3.



Obr. 4-2: Blokové schéma zapojení pro akumulční systém s výkonem 1 MW a kapacitou 1 MWh s vyvedením výkonu do sítě 22 kV



Obr. 4-3: Blokové schéma zapojení pro akumulční systém s výkonem 10 MW a kapacitou 10 MWh s vyvedením výkonu do sítě 110 kV

5 Případová studie možnosti využití baterií v provozu DS

V rámci této části jsou prezentovány možnosti uplatnění bateriového systému instalovaného do rozvodny R110/22kV. Pro zodpovězení jednotlivých bodů zadání a prezentaci výsledků byla zvolena konkrétní distribuční soustava 110kV a 22kV, která je detailněji popsána v kapitole 6. S ohledem na zadání studie bylo posuzováno připojení bateriového systému pouze do rozvodny 110/22kV, kde pro vyvedení výkonu z bateriového systému existuje řada provozních variant, vycházející z použitého transformátoru VVN/VN, jeho zapojení a způsobu vyvedení výkonu baterií. Jednotlivé možnosti vyvedení výkonu a možnosti řízení bateriového systému zvolené pro účely studie jsou popsány v kapitolách 5.1 a 5.2.

5.1 Popis možnosti regulace a způsobu řízení zdroje bateriového systému pro účely studie

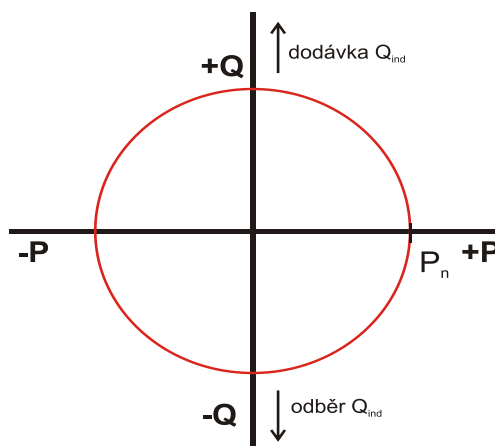
Způsob simulace a modelování vlastního bateriového zdroje byl optimalizován požadavkům studie tak, aby bylo možné naplnit jednotlivé cíle při zohlednění základních požadavků na regulaci měničů bateriových systémů (regulace P/Q). Jednotlivá zjednodušení a předpoklady, které byly uplatněny pro případovou studii, jsou popsány a zdůvodněny v jednotlivých bodech níže.

5.1.1 Symetrická/asymetrická regulace P, Q a U

Jak bylo popsáno výše, tak většina současně používaných bateriových systémů využívá symetrické (třífázové) regulace dodávaného výkonu, který je příčinou značného omezení jejich uplatnění. Z pohledu zadání studie by symetricky řízené bateriové systémy nemohly naplňovat veškeré požadavky související s regulací nesymetrického napětí a zatížení, což by značně ovlivnilo jejich přínos zejména v systémech vyznačujících se vysokou nesymetrií napětí a nevyvážeností zatížení. **S ohledem na posouzení využitelnosti bateriových systémů v oblasti provozu DS je pro účely případové studie předpokládána jednofázová regulace P, Q resp. U, tzn.: bateriový zdroj je modelován jako jednofázový.** Rovněž s ohledem na maximální zjednodušení simulací, kdy není předmětem posuzování vliv chování jednotlivých měničů na kvalitu napětí, jsou příslušné měniče nahrazeny ideálním říditelným napěťovým zdrojem s vnitřní reaktancí.

5.1.2 Regulační rozsah měniče

Dalším omezujícím faktorem měničů dostupných bateriových systémů je jejich provozní P-Q diagram, definující regulační rozsah P a Q výkonu. Tento regulační rozsah obecně vychází z požadavků na jednotlivé měniče a z funkcí, pro které byl měnič navržen. Obecně lze předpokládat, že je možné navrhnout měnič s téměř libovolným regulačním rozsahem tak, aby plnil svůj účel v síti. Právě regulační rozsah zdroje je jedním z klíčových parametrů pro zhodnocení možnosti uplatnění bateriových systémů a plnění systémových služeb v oblasti distribuční soustavy. **Vzhledem k velké variabilitě dostupných řešení bude pro účely studie předpokládán regulační rozsah bateriového zdroje v plném rozsahu dle Obr. 5-1.** Jmenovitý výkon odpovídající jedné fázi při asymetrické regulaci bude odpovídat 0,33 násobku předpokládaného jmenovitého výkonu bateriového systému.



Obr. 5-1: Regulační rozsah bateriového zdroje pro účely studie

5.1.3 Časová odezva regulátoru měniče bateriového systému

Dalším důležitým parametrem pro posouzení využitelnosti bateriového systému pro plnění systémových služeb je časová odezva měniče na požadovanou změnu sledovaného parametru P , Q , U , $tg\varphi$ apod. S ohledem na posuzované funkce bateriového systému se jedná především o reakční dobu regulace $\frac{\delta P}{\delta t}$, $\frac{\delta Q}{\delta t}$ a vlastní časové zpoždění regulátoru (čas zpracování naměřených hodnot, vyhodnocení regulační odchylky, nastavení PI regulátoru apod.). Jelikož nejsou tyto časy pro nabízená řešení bateriových systémů nikde korektně uváděny a rovněž výrazně závisí na použitých algoritmech regulátoru měniče a na jeho funkci (např.: v případě regulace krátkodobých poklesů napětí je požadavkem rychlý reakční čas a v případě regulace P a Q výkonu zejména plynulost regulace a rychlost ustálení), nebude v rámci studie modelován, a tedy i hodnocen vliv časové odezvy a chování regulátoru na plnění jednotlivých diskutovaných systémových sužeb. **Vlastní studie tak je založena na řešení jednotlivých přínosů z pohledu ustálených stavů a není v ní hodnocena a modelována dynamika jednotlivých přechodových jevů.**

5.1.4 Kritéria pro regulaci měničů

Jak bylo uvedeno výše, tak vlastní měnič bateriového systému musí řídit dodávaný/odebíraný výkon na základě kritéria/kritérií, která jsou vhodně zvolena s ohledem na jeho funkci, kterou plní v rámci systémové služby distribuční soustavy. S ohledem na oblast studie lze za relevantní kritéria považovat například:

- I. řízení dle konstantního napětí v místě připojení bateriového systému - asymetricky (v jednotlivých fázích) či symetricky (např. dle průměrné hodnoty napětí)
- II. řízení dle konstantního napětí ve vybraném uzlu spadající do oblasti vlivu daného bateriového systému (velikost zkratové reaktance v místě připojení bateriového systému musí být proporcionální výkonu bateriového systému) - asymetricky (v jednotlivých fázích) či symetricky (např. dle průměrné hodnoty napětí)
- III. řízení dle konstantního výkonu P či Q , případně $tg\varphi$ - asymetricky (v jednotlivých fázích) či symetricky (ve všech fázích současně)
- IV. řízení dle nesymetrie zatížení případně napětí - nutná asymetrická regulace
- V. řízení dle mezního/maximálního průchozího výkonu či zatížení v části DS - asymetricky (v jednotlivých fázích) či symetricky (ve všech fázích současně)
- VI. řízení dle konstantní výkonové bilance definované části soustavy apod.

Podobně jak platilo u výše uvedených bodů 5.1.1 až 5.1.4, tak i volba vhodného kritéria má zásadní vliv na funkci a přínos bateriového systému. Z tohoto pohledu lze jen obtížně hodnotit, zda je možné s využitím dostupných bateriových systémů plnit jednotlivé služby bez detailní znalosti způsobu řízení měniče a zvolených kritérií. Vzhledem k dostupným bateriovým systémům, je nejčastěji využíváno kritérium regulace na konstantní výkon P/Q , případně účinník či $tg\varphi$. **S ohledem na výše uvedené tak je v rámci studie posuzován přínos bateriových systémů pracujících na základě zjednodušených kritérií, které umožní plnit očekávanou službu a umožní stanovit potřebný výkon systému v podmínkách testovací soustavy.** Toto kritérium a možné způsoby regulace jsou vždy popsány v rámci příslušné kapitoly zaměřené na zhodnocení využitelnosti pro danou systémovou službu distribučních soustav. Vlastní studie posuzuje každou funkci individuálně a nejsou zde hodnoceny kombinace způsobů řízení měničů (kombinace kritérií I-VI)

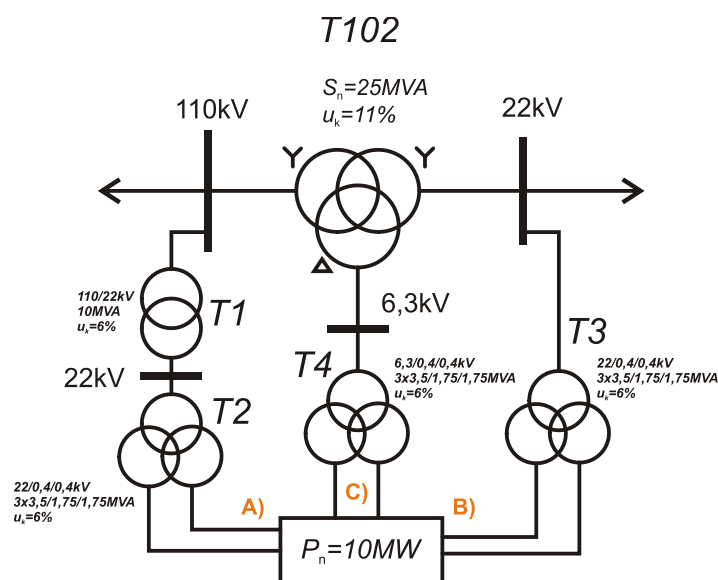
5.1.5 Způsob zapojení baterií a měničů

Způsob zapojení jednotlivých baterií k měničům je podstatný zejména v případě využití asymetrické regulace P, Q a U. Pokud budeme uvažovat, že ke každé fázi je přiřazen jeden měnič s možností individuálního řízení výkonu P/Q, nabízí se možnost, kdy jeden či dva měniče jsou v režimu nabíjení a další měnič či měniče mohou ve stejný čas provádět regulaci výkonů P/Q dle jejich provozních diagramů na základě zvolených kritérií. Tento stav je využitelný zejména při regulaci napěťové či výkonové nesymetrie, kdy může díky současnému nabíjení bateriového systému během regulace Q dojít k prodloužení doby regulace.

Jelikož je vlastní studie zaměřena na stanovení výkonu potřebného pro plnění definovaných systémových služeb, je zhodnocení zaměřeno zejména na posouzení okamžitých regulačních výkonů bateriového systému pro jednotlivé účely. Vlastní zohlednění možnosti rekuperace elektrické energie při asymetrické regulaci U/P/(Q), tak musí být zohledněno až v případě posuzování konkrétního řešení bateriového systému a jeho funkce.

5.2 Respektované způsoby vyvedení výkonu do rozvodny R110/22kV

Jak prezentuje kapitola 4.14, tak většina dostupných řešení je vybavena měniči pracujícími do napěťové hladiny NN (400/230 V). Vyvedení výkonu do požadované napěťové úrovně je pak řešeno pomocí jednoho či dvou zvyšovacích transformátorů, jak je naznačeno například na Obr. 4-3. Z tohoto důvodu je podobný koncept zvolen i pro řešenou studii, jak naznačuje Obr. 5-2. S ohledem na vyvedení výkonu do rozvodny VVN či VN, lze při uvažování třívinutového transformátoru VVN/VN rozlišovat tři základní varianty V_A, V_B a V_C.



Obr. 5-2: Varianty připojení bateriového systému do rozvodny VVN/VN

Varianta A - vyvedení výkonu z úrovně NN na úroveň 110 kV je v tomto případě realizováno pomocí transformátoru T1(110/23kV) a T2 (23/0,4kV). Pro účely simulace a zachování asymetrické regulace P/Q měničem je **uvažováno zapojení obou transformátorů v konfiguraci Yy** (YNyn0 a YNyn0, případně YNyn0yn0). Za účelem možnosti posouzení vhodného výkonu bateriového systému pro plnění jednotlivých systémových služeb v DS, je tato varianta B zpracována ve čtyřech podvariantách dle jmenovitého výkonu bateriového systému (požadované rozmezí výkonu 1 až 10MW).

- **výkon baterie 10MW (V_A10):** vyvedení výkonu je realizováno třemi paralelně zapojenými třívinutovými transformátory T2 (Obr. 5-2) 23/0,4/0,4 kV, 3,5/1,75/1,75 MVA, u_k = 6 %, dále pak jedním dvouvinutovým transformátorem (T1 - Obr. 5-2) 110/23 kV, 10 MVA, u_k = 6 %.

- **výkon baterie 7MW (V_A7):** vyvedení výkonu je realizováno dvěma paralelně zapojenými třívinutovými transformátory (T2 - Obr. 5-2) 23/0,4/0,4 kV, 3,5/1,75/1,75 MVA, u_k = 6 %, dále pak jedním dvouvinutovým transformátorem (T1 - Obr. 5-2) 110/23 kV, 10 MVA, u_k = 6 %.

- výkon baterie 3,5MW (V_A3,5): vyvedení výkonu je realizováno jedním transformátorem T1 - 110/23kV, 10MVA, $u_k=6\%$ a jedním trojvinutovým transformátorem T2 - 23/0,4/0,4kV, 3,5/1,75/1,75MVA, $u_k=6\%$ (Obr. 5-2).

- výkon baterie 1M (V_A1): vyvedení výkonu je realizováno jedním dvouvinutovým transformátorem 23/0,4kV, 1,75MVA, $u_k=6\%$, dále pak jedním dvouvinutovým transformátorem (T1 - Obr. 5-2) 110/23kV, 10MVA, $u_k=6\%$.

Varianta B - vyvedení výkonu z úrovně NN na úroveň 22kV je v tomto případě realizováno pomocí transformátoru T3 (22/0,4kV). Pro účely simulace a zachování asymetrické regulace P/Q měničem je **uvažováno se zapojením transformátoru v konfiguraci Yy** (YNyn0 případně YNyn0yn0). Za účelem možnosti posouzení vhodného výkonu bateriového systému pro plnění jednotlivých systémových služeb v DS, je tato varianta B zpracována ve čtyřech podvariantách dle jmenovitého výkonu bateriového systému (požadované rozmezí výkonu 1 až 10MW).

- výkon baterie 10MW (V_B10): vyvedení výkonu je realizováno třemi paralelně zapojenými třívínutovými transformátory (T3 - Obr. 5-2) 23/0,4/0,4kV, 3,5/1,75/1,75MVA, $u_k=6\%$

- výkon baterie 7MW (V_B7): vyvedení výkonu je realizováno dvěma paralelně zapojenými třívínutovými transformátory (T3 - Obr. 5-2) 23/0,4/0,4kV, 3,5/1,75/1,75MVA, $u_k=6\%$

- výkon baterie 3,5MW (V_A3,5): vyvedení výkonu je realizováno jedním třívínutovým transformátorem (T3 - Obr. 5-2) 23/0,4/0,4kV, 3,5/1,75/1,75MVA, $u_k=6\%$

- výkon baterie 1M (V_A1): vyvedení výkonu je realizováno jedním dvouvinutovým transformátorem 23/0,4kV, 1,75MVA, $u_k=6\%$.

Varianta C - vyvedení výkonu z úrovně NN na úroveň 6,3kV je v tomto případě realizováno pomocí transformátoru T4 (6,3/0,4kV), zapojení Dyn1, případně Dyn1yn1. Vzhledem k zapojení terciálního vinutí transformátoru VVN/VN do trojúhelníku není možné provádět efektivní asymetrickou regulaci P/Q, proto **tato varianta zapojení bude posuzována pouze z pohledu využití u služeb se symetrickým řízením P/Q/U**. Za účelem možnosti posouzení vhodného výkonu bateriového systému pro plnění jednotlivých systémových služeb v DS, je tato varianta C rovněž zpracována ve čtyřech podvariantách dle jmenovitého výkonu bateriového systému (požadované rozmezí výkonu 1 až 10MW).

- výkon baterie 10MW (V_C10): vyvedení výkonu je realizováno třemi paralelně zapojenými třívínutovými transformátory (T4 - Obr. 5-2) 6,3/0,4/0,4kV, 3,5/1,75/1,75MVA, $u_k=6\%$. Při této variantě překračuje výkon bateriového systému jmenovitý výkon terciálního vinutí transformátoru VVN/VN 8MVA, avšak vzhledem k cíli studie budou provedené simulace vycházet i z této provozní varianty.

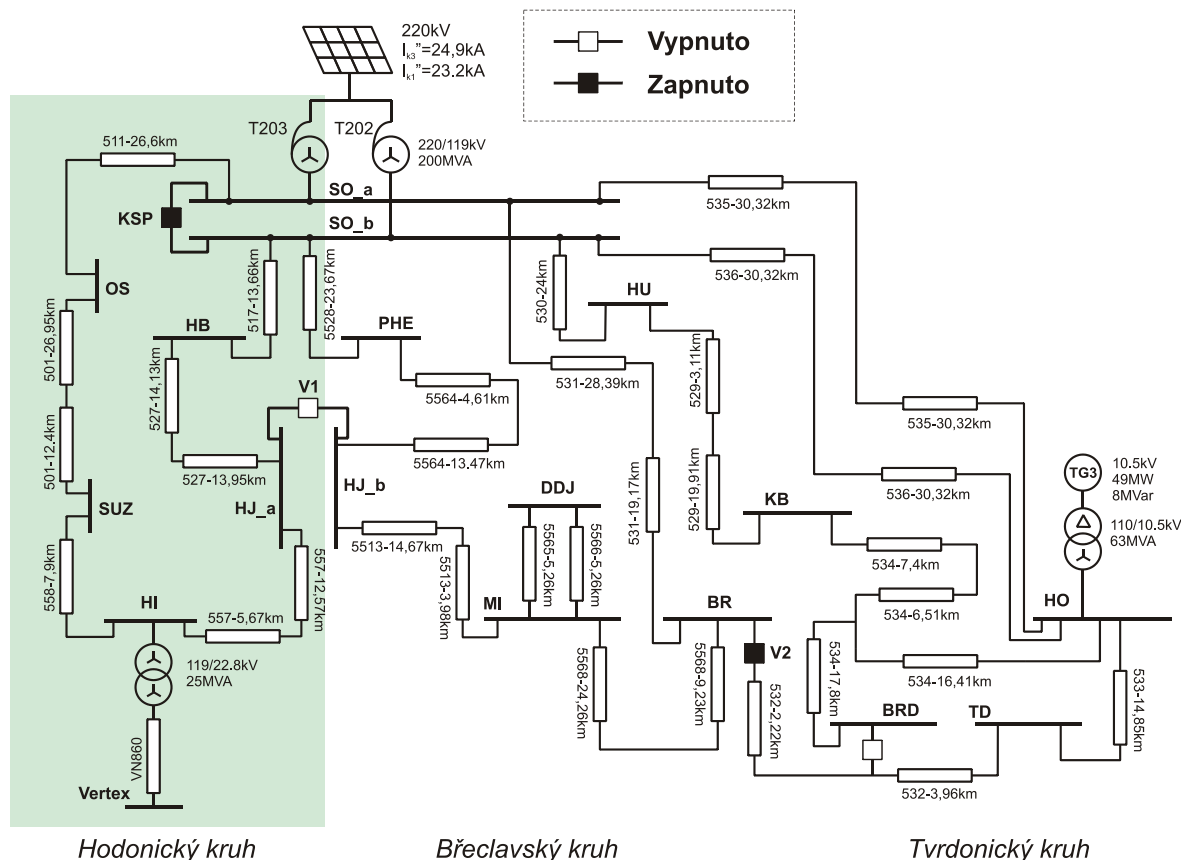
- výkon baterie 7MW (V_B7): vyvedení výkonu je realizováno dvěma paralelně zapojenými třívínutovými transformátory (T4 - Obr. 5-2) 6,3/0,4/0,4kV, 3,5/1,75/1,75MVA, $u_k=6\%$

- výkon baterie 3,5MW (V_A3,5): vyvedení výkonu je realizováno jedním třívínutovým transformátorem (T4 - Obr. 5-2) 6,3/0,4/0,4kV, 3,5/1,75/1,75MVA, $u_k=6\%$

- výkon baterie 1M (V_A1): vyvedení výkonu je realizováno jedním dvouvinutovým transformátorem 6,3/0,4kV, 1,75MVA, $u_k=6\%$.

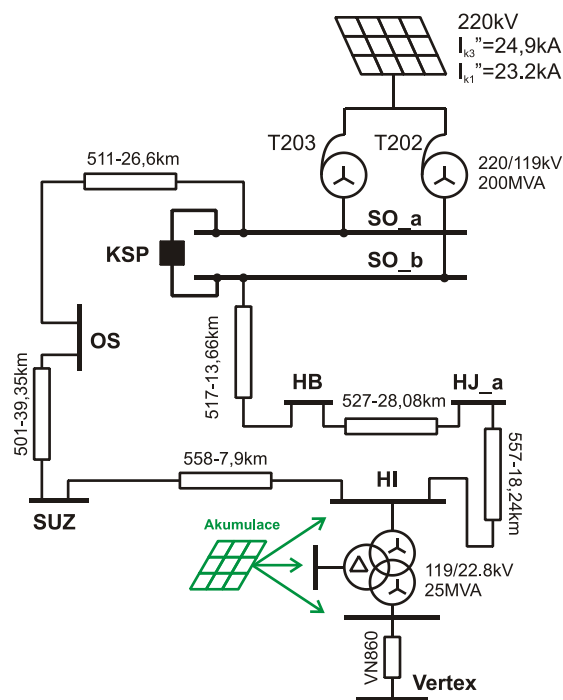
6 Popis testovací soustavy

Pro ověření využitelnosti bateriového systému v podmínkách provozu DS byla jako testovací soustava vybrána oblast části soustavy 110kV napájená z rozvodny Sokolnice - jih (SO) přes transformátory 220/110kV T202 a T203. Tato rozvodna je provozována v můstkovém zapojení, přičemž každý z těchto transformátorů pracuje do jiné přípojnice SO_a a SO_b, které mohou být propojeny či odděleny pomocí příčného spínače přípojníc KSP. Tato část soustavy je zjednodušeně naznačena na Obr. 6-1. Jako výchozí provozní varianta byl vybrán oddělený provoz pouze Hodonického okruhu. Při tomto uvažovaném provozním stavu je rozpojen provoz na přípojnících v HJ, přípojnice v rozvodně 110kV SO jsou propojeny (KSP sepnut a V1 rozepnut).



Obr. 6-1: Schéma vybrané testovací soustavy 110kV pro provedení případové studie využití bateriového systému

Pro instalaci bateriového systému za účelem provedení studie byla vybrána rozvodna R110/22kV s transformátorem T102, který napájí vedením 22kV VN860 provozovnu Vertex. Zjednodušené schéma celé testovací soustavy spolu s posuzovanými místy připojení bateriového systému jsou zobrazeny na Obr. 6-2.



Obr. 6-2: Schéma zjednodušené testovací soustavy

6.1 Uvažovaná zjednodušení a parametry jednotlivých prvků

Pro modelování výchozího stavu vybrané části distribuční soustavy byly uvažovány níže uvedené parametry.

a) Transformátory

TR 220/110kV: Parametry napájecích transformátorů pro model posuzované soustavy jsou uvedeny níže v tabulce. Transformátory byly nastaveny tak, aby bylo provozní napětí v rozvodně SO rovno 119kV.

Tab. 6-1 Parametry napájecích transformátorů 220/110kV T202 a T203

TR	U1	U2	U3	S1	S2	S3	Uk12	Uk13	Uk23	na Sn	Xk12	Xk10	Xk30	dP0	dPk12	dPk13	dPk23	Io	Vinutí
č.	(kV)	(kV)	(kV)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(o/o)	(o/o)	(o/o)	(MVA)	(o/o / Sn100MVA)	(o/o / Sn100MVA)	(o/o / Sn100MVA)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(o/o)	
T202	220	110	10,5	200	200	100	9,3	39,5	19,5	200	4,65	7,33	12,43	120	600				1 Yn auto/d1
T203	220	110	10,5	200	200	100	9,3	39,5	19,5	200	4,65	7,33	12,43	120	600				1 Yn auto/d1

TR 110/22kV: Parametry transformátoru 110/22kV pro napájení rozvodny Vertex jsou uvedeny níže v tabulce.

Tab. 6-2 Parametry napájecího transformátoru rozvodny Vertex 110/23/6,3kV T102

typ	zapoj.	S1	S2	S3	uk12	uk13	uk23	dPk	dP0	Io	R1	X1	I1	I2	I3	U1jm	U2jm	U3jm
		(kVA)	(kVA)	(kVA)	(o/o)	(o/o)	(o/o)	(kW)	(kW)	(o/o)	(-)	(-)	(A)	(A)	(A)	(kV)	(kV)	(kV)
8ER31M-0	Yny0 (d)	25000	25000	8000	11	8,5	20,5	140	27	0,7		1,5	131	628	733	110	23	6,3

Hodnoty napětí nakrátko vztažené k terciálnímu vinutí 6,3 kV nejsou známy, proto byly zvoleny hodnoty podobného transformátoru (Vranov 20 MVA)

Ostatní transformátory VVN/VN nebyly uvažovány.

Nastavení odboček transformátorů bylo v základním režimu testovací soustavy nastaveno tak, aby v rozvodně 22kV Vertex bylo provozní napětí 23kV.

b) Zatížení

Pro modelování zatížení koncentrovaných do jednotlivých rozvodů dané soustavy bylo využito dat obdržení ze zimního měření ze dne 21.1.2015. Jednotlivé hodnoty jsou vyčísleny v tabulce níže. Vzhledem k nedostatečným informacím o charakteru zátěží v takto rozsáhlé oblasti byl použit charakter zátěže s napěťovým indexem činného výkonu $dP/dV = 1,55$ a jalového výkonu $dQ/dV = 2,5$.

Výjimkou byla pouze rozvodna Vertex na hladině 22kV, kde byly zvoleny napěťové indexy s ohledem na obdrženy poruchový záznam s průběhem zatížení během poruchy na hodnoty $dP/dV = 0$ a $dQ/dV = 2,5$ (zátěž s konstantním výkonem). Pro model byla použita symetrická zátěž, která co nejvěrněji reprezentuje chování tohoto zatížení při poruchách; přesnější využití jednofázové nesymetrické zátěže nebylo z důvodu absence detailnějších informací možné uplatnit.

Tab. 6-3: Uvažované zatížení posuzované soustavy - zimní měření 21.1.2015

Název uzlu	Činný výkon	Jalový výkon (induktivní)
HB	-13,7 MW	-2,56 MVar
HJ	-11,7 MW	-0,74 MVar
HI	-11,8 MW	-2,37 MVar
Vertex	-7,3 MW	-2,2 MVar
Ze soustavy 220kV	- 91 MW	- 15,8 MVar
Zbytek sítě 110kV	- 43,7 MW	-8,64 MVar

d) Zkratový příspěvek

V Tab. 6-4 je podbarven zkratový příspěvek nadřazené soustavy 220kV do soustavy 110kV, který byl uvažován při simulaci napěťových poklesů.

Tab. 6-4: Maximální zkratové proudy ze soustavy 220kV

Maximální zkratové proudy v uzlech přenosové soustavy (Příspěvky z distribuční soustavy 110 kV jsou vypnuty včetně transformátorů)

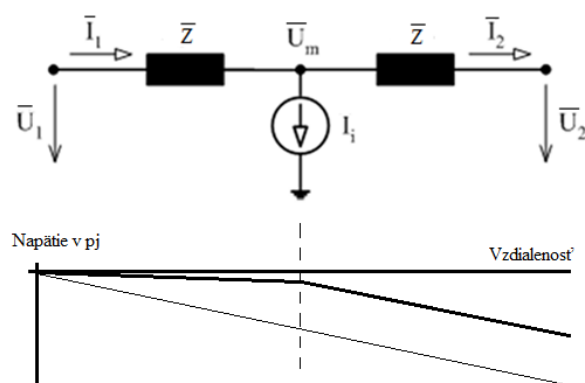
Aktuální stav v r. 2015

datum výpočtu: 04/2015

UZEL		PDS	Un [kV]	Ik" 3f [kA]	Sk" 3f [MVA]	Ik" 1f [kA]	Sk" 1f [MVA]	ip 3f [kA]	ip 1f [kA]	Ith 3f [kA]	Ith 1f [kA]
Čebín	CEB4	E.ON	400	23,0	15949	18,1	12546	57,9	43,5	23,5	18,4
Dasný	DAS4	E.ON	400	20,4	14104	17,3	11957	52,2	41,9	20,8	17,5
Havl.Brod-Mírovka	HBM4	ČEZ + E.ON	400	9,8	6787	6,6	4554	24,3	15,1	10,0	6,6
Kočín	KOC4	E.ON	400	27,7	19183	29,9	20748	71,9	77,6	28,5	30,8
Otrokovice	OTR4	E.ON	400	17,4	12085	13,6	9398	43,0	32,0	17,7	13,7
Slavětice	SLV4	E.ON	400	40,4	28016	40,7	28194	103,8	104,4	41,4	41,7
Sokolnice a) bez příspěvku z T401	SOK4	E.ON	400	33,0	22867	27,4	18953	82,9	66,2	33,7	27,8
Sokolnice b) včetně příspěvku z T401	SOK4	E.ON	400	36,1	25045	30,7	21253	90,7	74,6	36,8	31,1
Sokolnice a) bez příspěvku z T401	SOK2	E.ON	220	14,6	5545	10,7	4079	32,9	23,3	14,7	10,8
Sokolnice b) včetně příspěvku z T401	SOK2	E.ON	220	24,9	9503	23,2	8858	60,7	56,6	25,3	23,6
Tábor	TAB2	E.ON	220	5,3	2003	3,8	1447	12,3	8,1	5,3	3,8

7 Analýza možnosti regulace napětí

Vzhledem k paralelnímu připojení bateriového systému lze využít pouze jednoho způsobu regulace napětí, který vychází z řízení bateriového systému jako proudového zdroje, tzn. zdroje, který je v maximálním rozsahu schopen regulovat dodávaný/odebíraný P a Q výkon. S ohledem na místo nasazení systému je z pohledu regulace efektivní hodnoty napětí řídicí veličinou jalový výkon, přičemž klíčovým parametrem je reaktance prvků (transformátoru a vedení) umístěných mezi místem injeckáže kompenzačního proudu (výkonu) a napájecí rozvodnou (napájecím transformátorem). V tomto případě lze do jisté míry regulovat napětí v uzlech umístěných do místa připojení proudového zdroje, kde možnostmi regulace (regulační rozsah a dosah) jsou dány nejen hodnotou regulačního rozsahu Q bateriového systému, ale zejména zkratovou reaktancí sítě do místa připojení. Tento způsob regulace je naznačen na Obr. 7-1.



Obr. 7-1: Princip regulace napětí s využitím akumulace

Z pohledu využitelnosti a uplatnění tohoto způsobu regulace napětí je z obecného pohledu vhodné umístění systému do místa (uzlu) s problematickou regulací napětí. Jelikož daný způsob regulace přímo ovlivňuje pouze napětí mezi místem připojení regulátoru a napáječem, jak je patrné z Obr. 7-1.

Z výše uvedeného vyplývá, že z pohledu schopnosti regulovat napětí v soustavě VN by se mělo jevit jako nejvhodnější řešení připojení bateriového systému do rozvodny VN, kde je předmětná reaktance vedení v porovnání s variantou V1 (110kV) navýšena o reaktanci transformátoru. **Vyšší hodnota reaktance pak ve výsledku poskytuje bateriovému systému možnost zvýšit jeho regulační rozsah při stejném výkonu a naopak.** Při posuzování varianty V2 a V3, pak bude hrát významnou roli napětí nakrátko mezi jednotlivými vinutími napájecího transformátoru. Pro konkrétní zhodnocení regulační funkce bateriového systému a prezentaci okolností ovlivňujících možnosti jeho využití jsou v kapitolách 7.1 a 7.2 zpracovány výsledky simulace využití bateriového systému při symetrické i asymetrické regulaci napětí. Schopnost regulace napětí je testována na příkladu zadané testovací sítě, v konfiguraci dle kapitoly 6. Předmětem srovnání jsou variantní řešení bateriového systému o různých hodnotách jmenovitého výkonu 10MW, 7MW, 3,5MW a 1MW. Vlastní regulace napětí je prováděna s využitím injektovaného jalového výkonu do testovací soustavy v místě připojení bateriového systému (variantní řešení dle úrovně napětí 110/22/6,3kV).

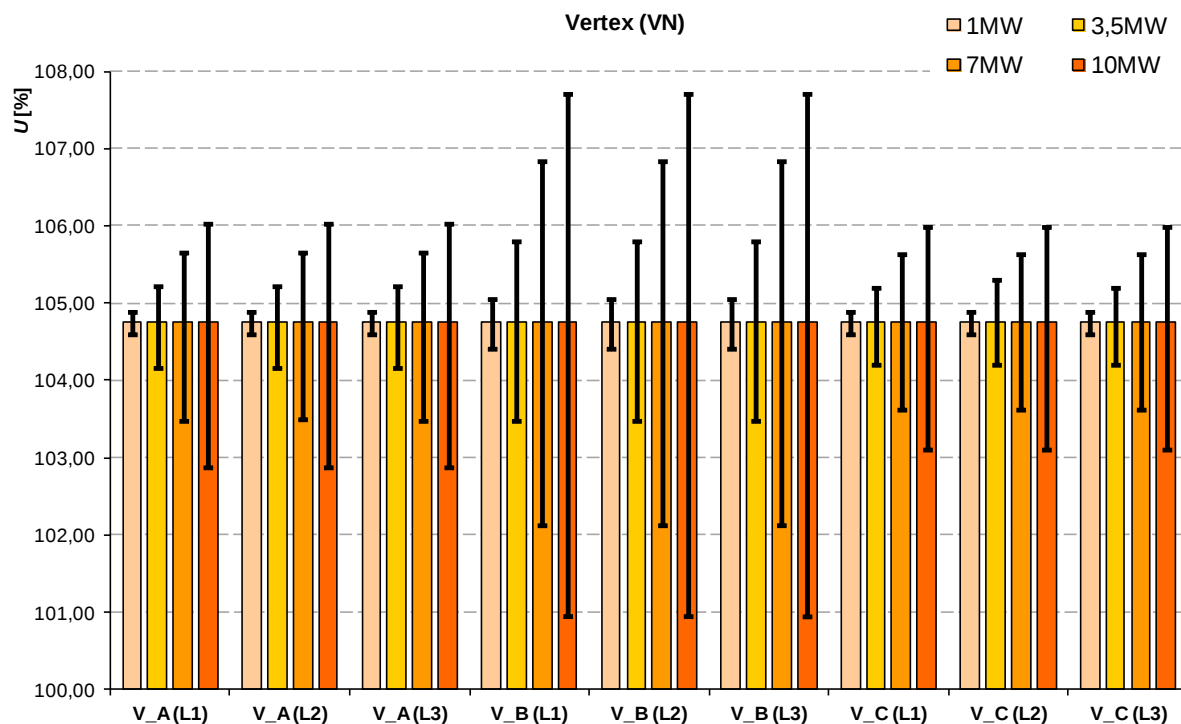
7.1 Symetrická regulace

Na obrázcích Obr. 7-2 až Obr. 7-9 jsou zobrazeny regulační rozsahy napětí v jednotlivých uzlech pro variantní řešení bateriového systému o výkonech 10MW, 7MW, 3,5MW a 1MW. Každý obrázek vždy prezentuje výchozí stav napětí v daném uzlu/fázi a maximální míru kladné a záporné regulace napětí v daném uzlu/fázi. Pro přehlednost jsou jednotlivé výsledky prezentovány pro každý uzel individuálně. Zapojení a umístění jednotlivých uzlů odpovídá schématu na Obr. 6-2. Detailní přehled fázových napětí ve stavu před regulací a během max. a min. regulace napětí je uveden pro jednotlivé uzly v příloze 1 (Tab. 2).

7.1.1 Regulace napětí na úrovni VN

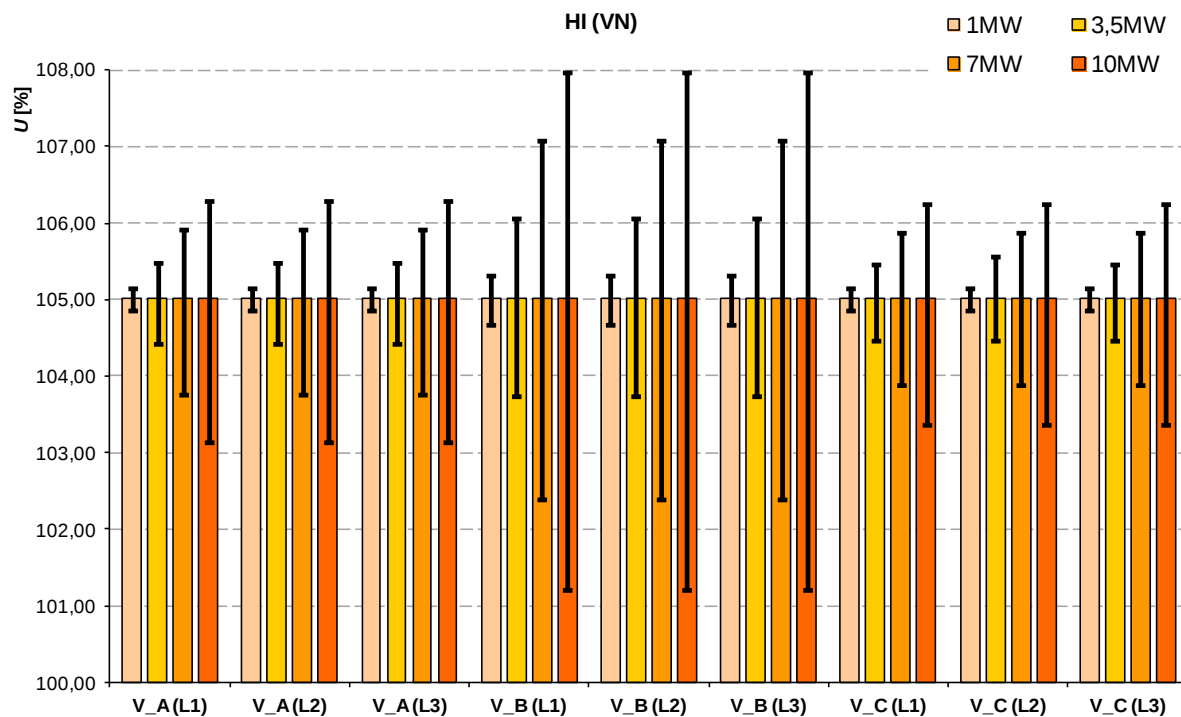
Na Obr. 7-2 a Obr. 7-3 jsou zobrazeny výsledky možnosti regulace napětí pro uzly umístěné na VN straně napájecího transformátoru Vertex a rozvodna 22kV (HI). Z pohledu regulace napětí v uzlech na

úrovni VN je zřejmé, že regulační rozsah varianty připojení bateriového systému V_B (zaústění do rozvodny 22kV) má několikanásobně vyšší regulační rozsah. Z pohledu regulačního rozsahu uzlů na úrovni VN je pak varianta V_A a V_C téměř srovnatelná.



Obr. 7-2: Regulační rozsah v uzlu Vertex(VN) při symetrickém řízení napětí

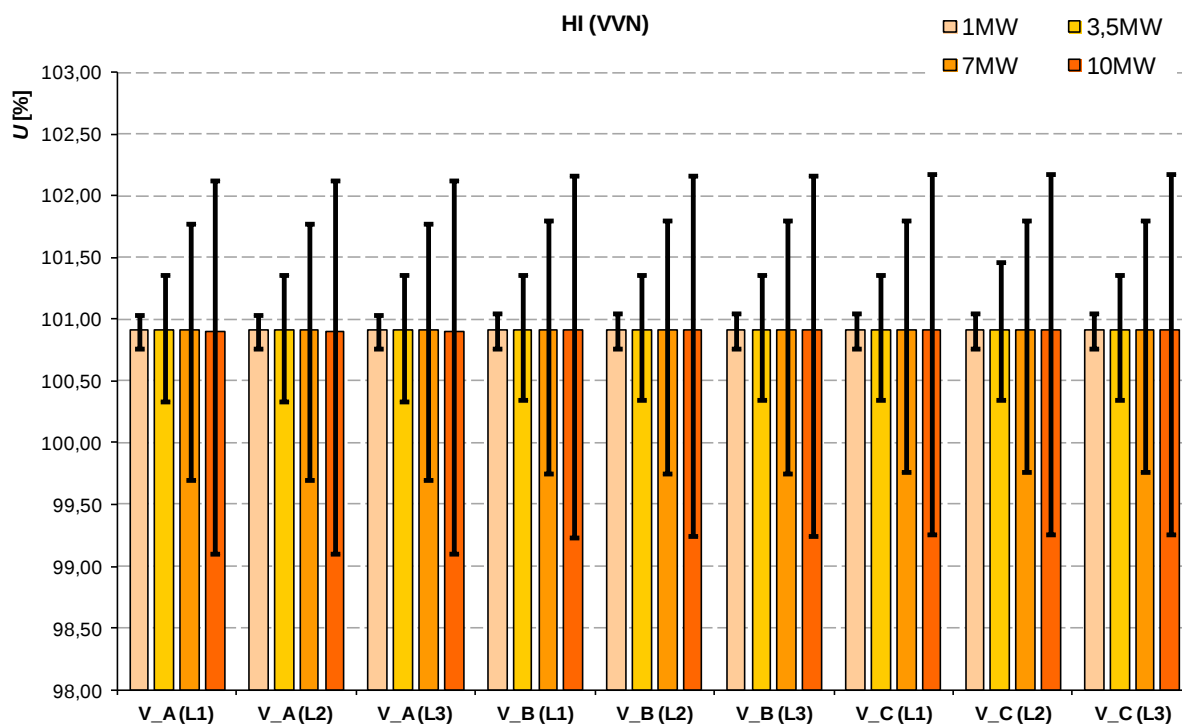
Rozdíl v regulačních rozsazích mezi uzlem Vertex a uzlem HI je dán pouze aktuální mírou zatížení a charakterem zatížení (výkonem, účinníkem, napěťovým indexem).



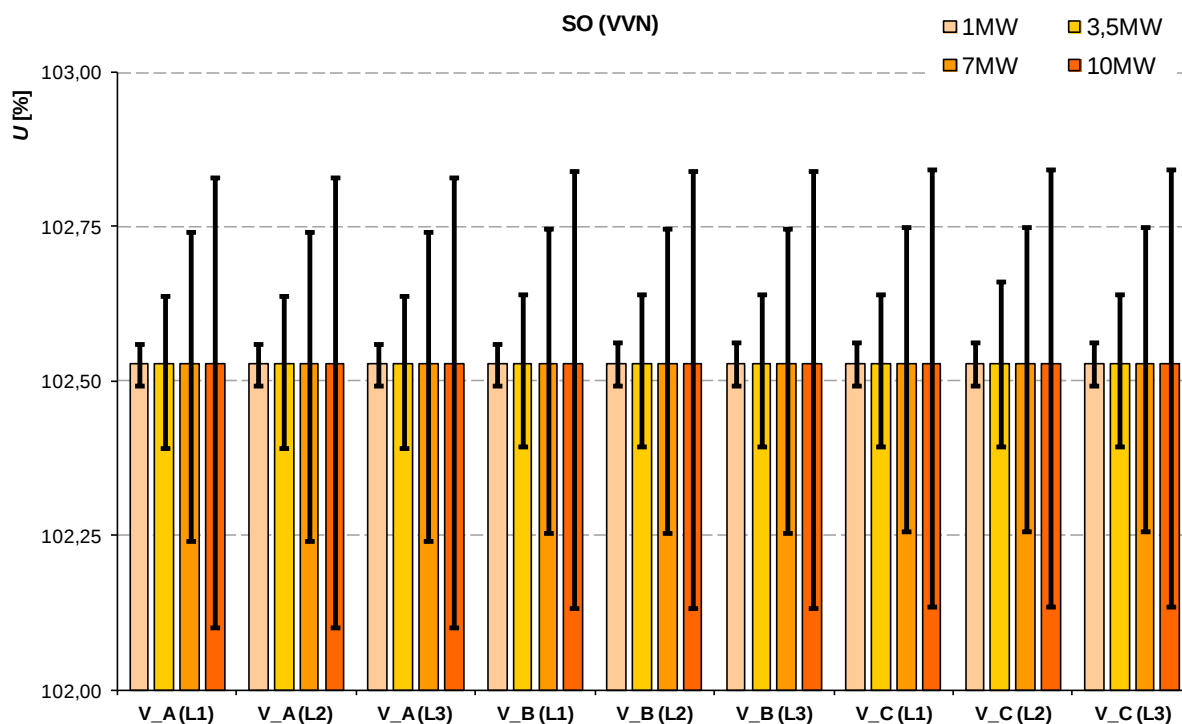
Obr. 7-3: Regulační rozsah v uzlu HI (VN) při symetrickém řízení napětí

7.1.2 Regulace napětí na úrovni VVN

Na Obr. 7-11 až Obr. 7-14 jsou zobrazeny výsledky možností regulace napětí pro uzly umístěné na VVN straně napájecího transformátoru Hodonínského kruhu. Z pohledu regulace napětí v uzlech na úrovni VVN je zřejmé, že regulační rozsah je u jednotlivých variant téměř srovnatelný. Drobné odchylky v regulačních rozsazích mezi jednotlivými variantami V_A, V_B a V_C jsou dány odlišnými způsoby vyvedení výkonu, ztrátami na jednotlivých blokových transformátorech a transformátoru VVN/VN (V_B a V_C). Jak vyplývá z výše popsaného principu regulace napětí, tak nejvyššího regulačního rozsahu bude dosahováno na primární straně napájecího transformátoru HI (VVN) viz. Obr. 7-4. Naopak nejnižší regulační efekt bude mít bateriový systém v rozvodně SO (VVN) (Obr. 7-5).

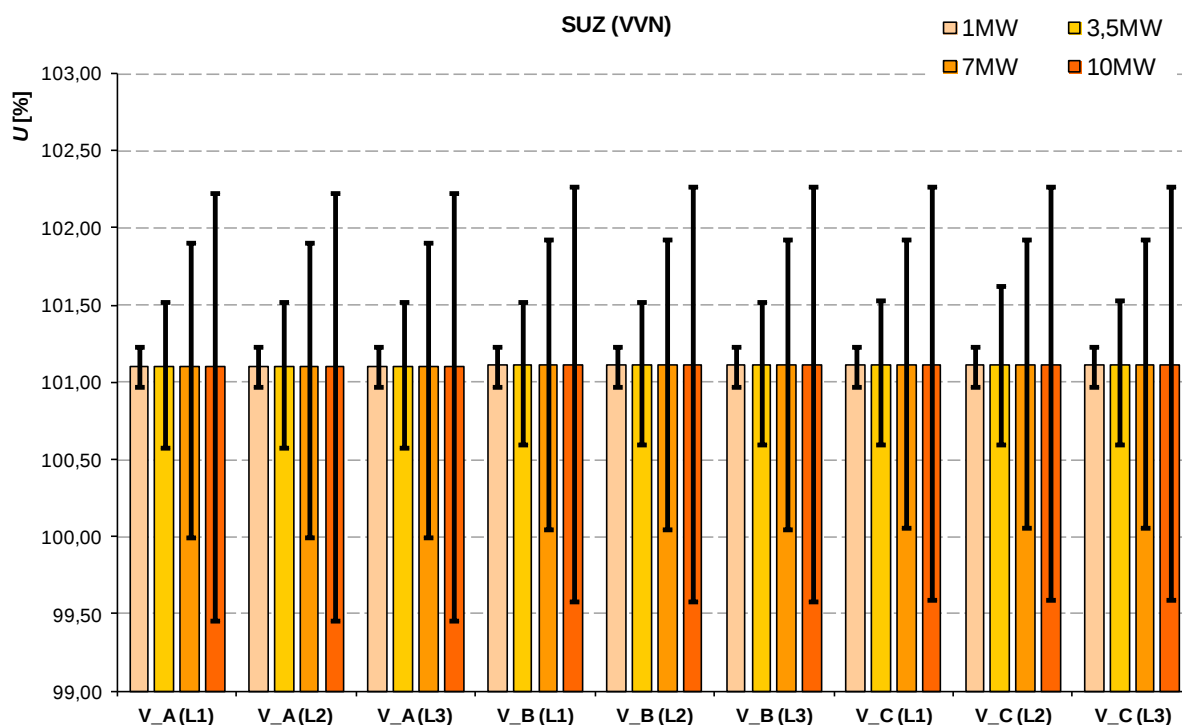


Obr. 7-4: Regulační rozsah v uzlu HI (VVN) při symetrickém řízení napětí

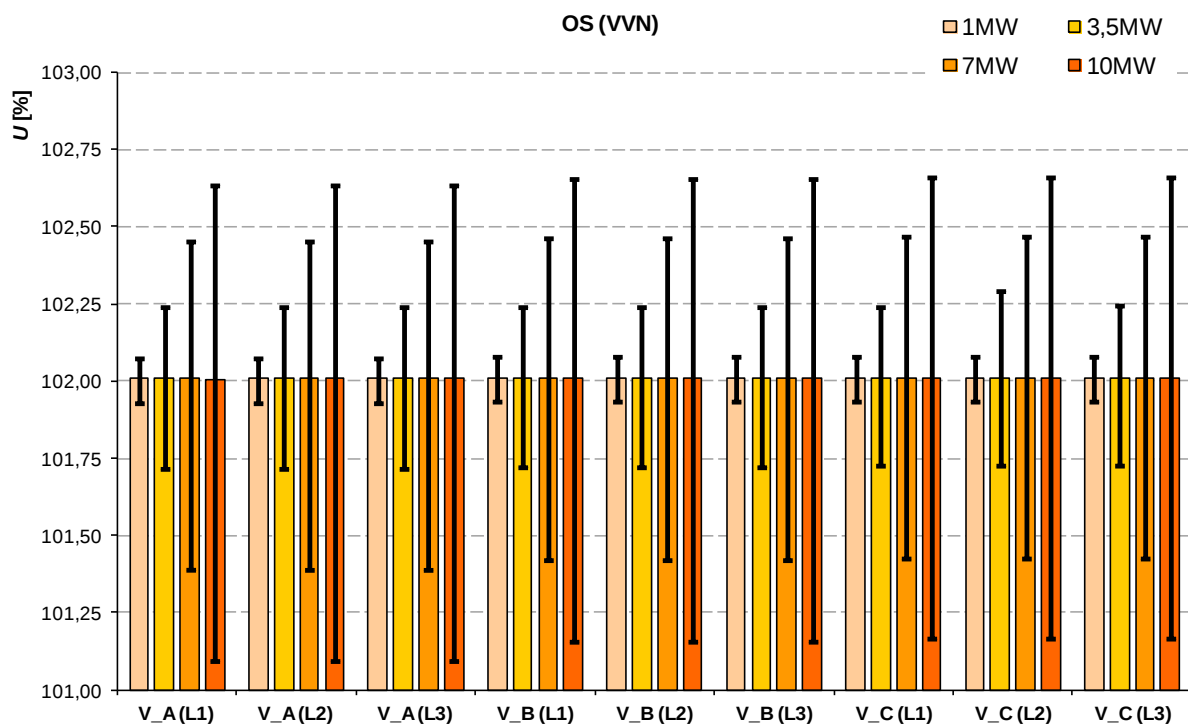


Obr. 7-5: Regulační rozsah v uzlu SO (VVN) při symetrickém řízení napětí

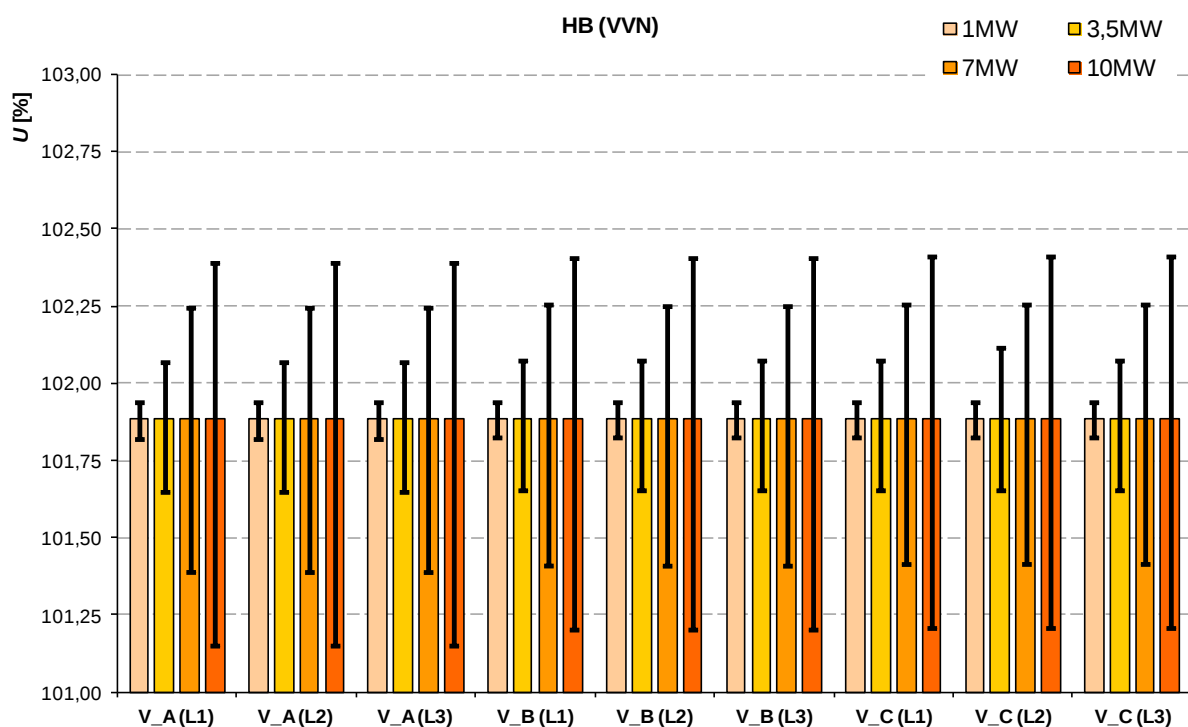
Regulační rozsahy napětí ve zbylých uzlech budou proporcionální reaktanci a úrovni i charakteru aktuálního zatížení. Konkrétní regulační rozsah v jednotlivých uzlech pro variantní řešení bateriového systému, při respektování parametrů testovací soustavy, je zobrazen na obrázcích níže.



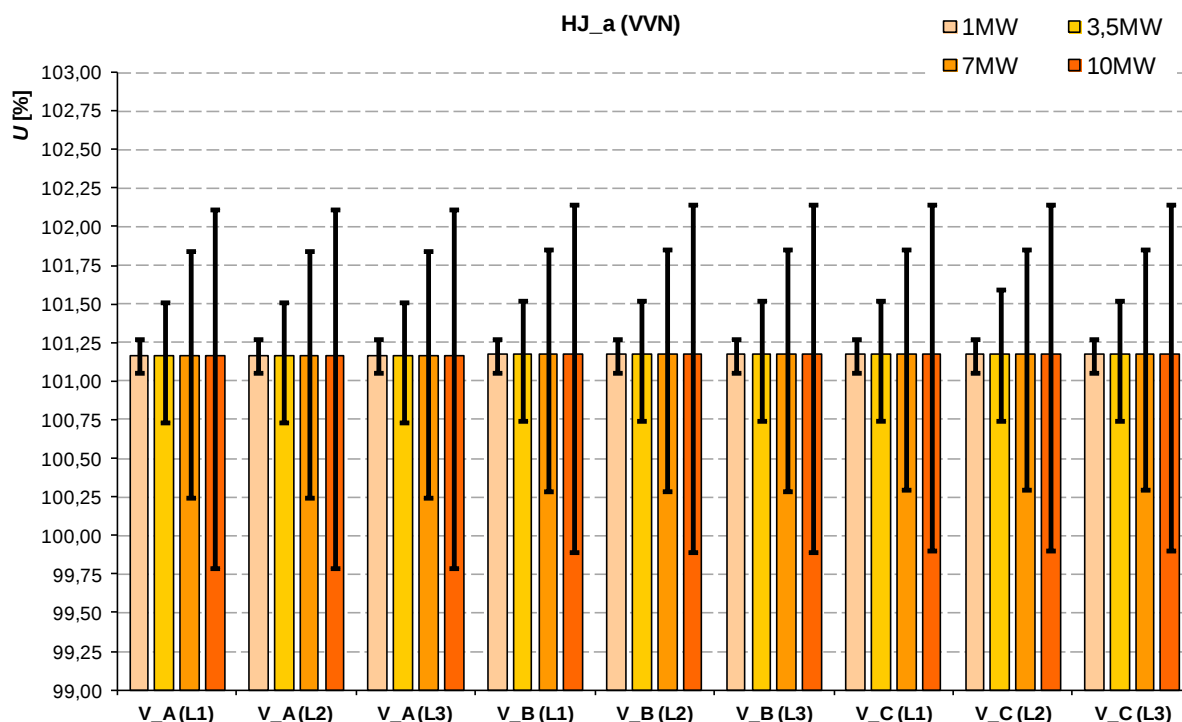
Obr. 7-6: Regulační rozsah v uzlu SUZ (VVN) při symetrickém řízení napětí



Obr. 7-7: Regulační rozsah v uzlu OS (VVN) při symetrickém řízení napětí



Obr. 7-8: Regulační rozsah v uzlu HB (VVN) při symetrickém řízení napětí



Obr. 7-9: Regulační rozsah v uzlu HJ_a (VVN) při symetrickém řízení napětí

7.2 Asymetrická regulace

Pro asymetrickou regulaci napětí je pro účely prezentace varianty V_B **uvažováno s provozem soustavy VN 22kV jako odporově uzemněné** ($R_n=20 \Omega$). Na obrázcích Obr. 7-10 až Obr. 7-14 jsou zobrazeny regulační rozsahy v jednotlivých uzlech při asymetrické regulaci napětí pro variantní řešení bateriového systému o výkonech 10MW, 7MW, 3,5MW a 1MW. S ohledem na srovnání regulačního rozsahu a jednotlivých možností regulace napětí byl modelován případ, který vychází z běžného (z hlediska úrovně napětí symetrického) provozního stavu přičemž pro jednotlivá řešení bateriového systému pak byla posuzována pouze schopnost regulace napětí ve fázi L1. Tato regulace je díky vznikající nesymetrii ovlivněna řadou jevů majících na ní podstatný vliv (zatížení, způsob zapojení uzlu, netočivé impedance, zapojení vinutí transformátorů apod.), jak bude prezentováno níže.

Zapojení a parametry testovací soustavy včetně umístění jednotlivých uzlů jsou popsány v kapitole 6. Detailní přehled fázových napětí ve stavu před regulací a při max. a min. úrovni regulovaného napětí je uveden pro jednotlivé uzly v příloze 1 (Tab. 1).

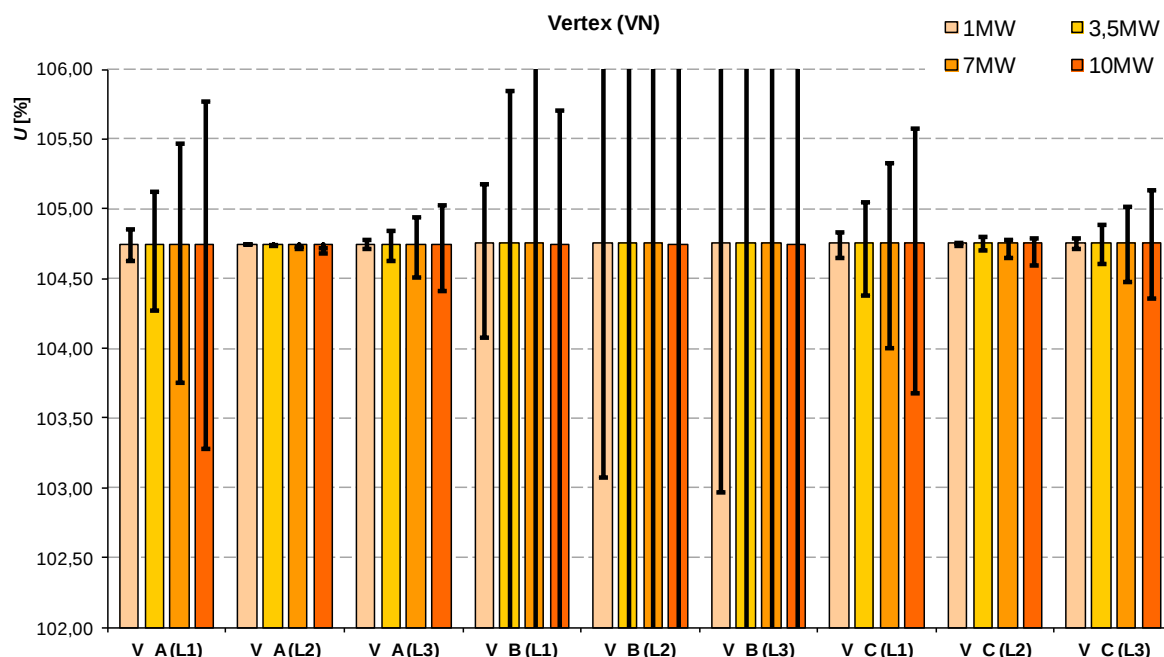
7.2.1 Regulace napětí na úrovni VN

Na Obr. 7-10 jsou zobrazeny výsledky možnosti asymetrické regulace napětí v soustavě VN (Vertex). Jak vyplývá z těchto výsledků, tak je zřejmé, že za daných předpokladů lze s využitím asymetrické regulace efektivně regulovat napětí pouze s využitím varianty A, kdy je bateriový systém připojen na úroveň VVN (lze efektivně regulovat jak nesymetrii, tak i nevyváženost).

V případě varianty B (vyvedení výkonu do 22kV) nelze využívat asymetrické regulace napětí pro regulaci nevyváženosti systému, jelikož díky neúčinně uzemněnému uzlu (kompenzovaná či izolovaná soustava) transformátoru nelze přes napájecí transformátor přenášet netočivou složku proudu, která je nezbytná pro regulaci nevyváženosti napětí na úrovni VVN resp. Pro regulaci nesymetrie napětí je v tomto případě nutné použít blokovaný transformátor zapojený do trojúhelníka tak, aby se zabránilo přenosu netočivé složky do neúčinně uzemněného systému VN, v jiném případě by docházelo k výraznému ovlivnění uzlového napětí VN, jak je patrné z Obr. 7-10.

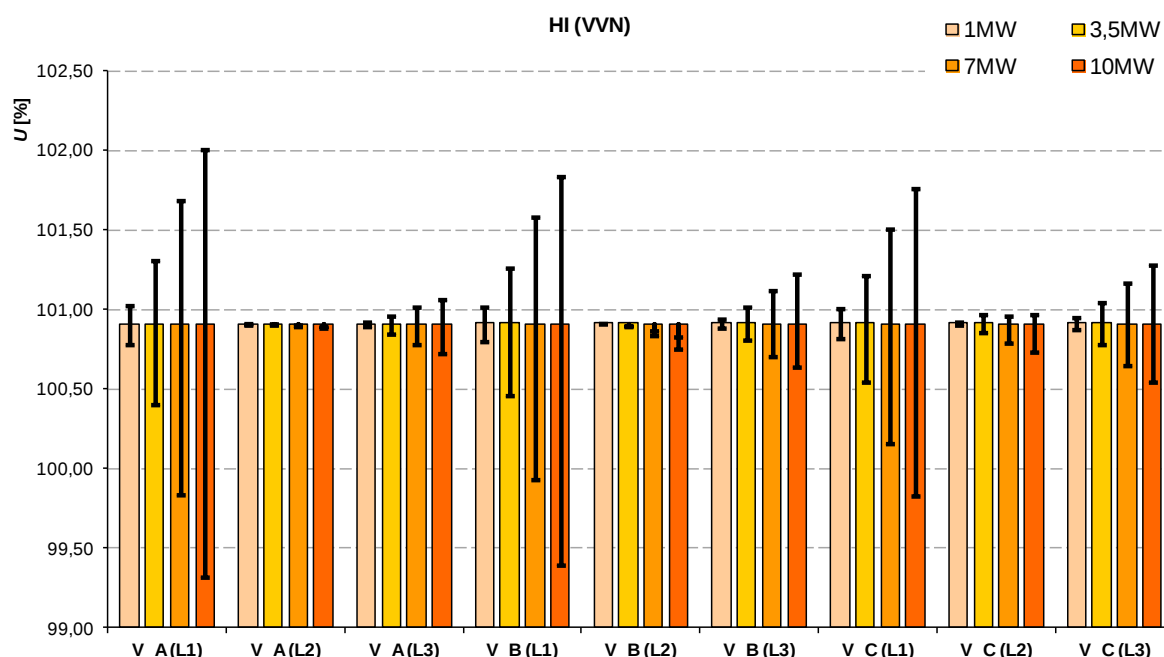
U varianty C, je díky zapojení terciálního vinutí do trojúhelníka možné do jisté míry regulovat napětí v předemné fázi. Nevýhodou však je, že díky zapojení D-Y není možné přes napájecí transformátor přenášet netočivou složku, a tedy i efektivně regulovat napětí pouze ve vybrané fázi. Vlivem asymetrické

regulace napětí tak dojde i k částečnému ovlivnění ostatních fází čímž klesne i účinnost regulace/regulační rozsah, jak je patrné z Obr. 7-10.

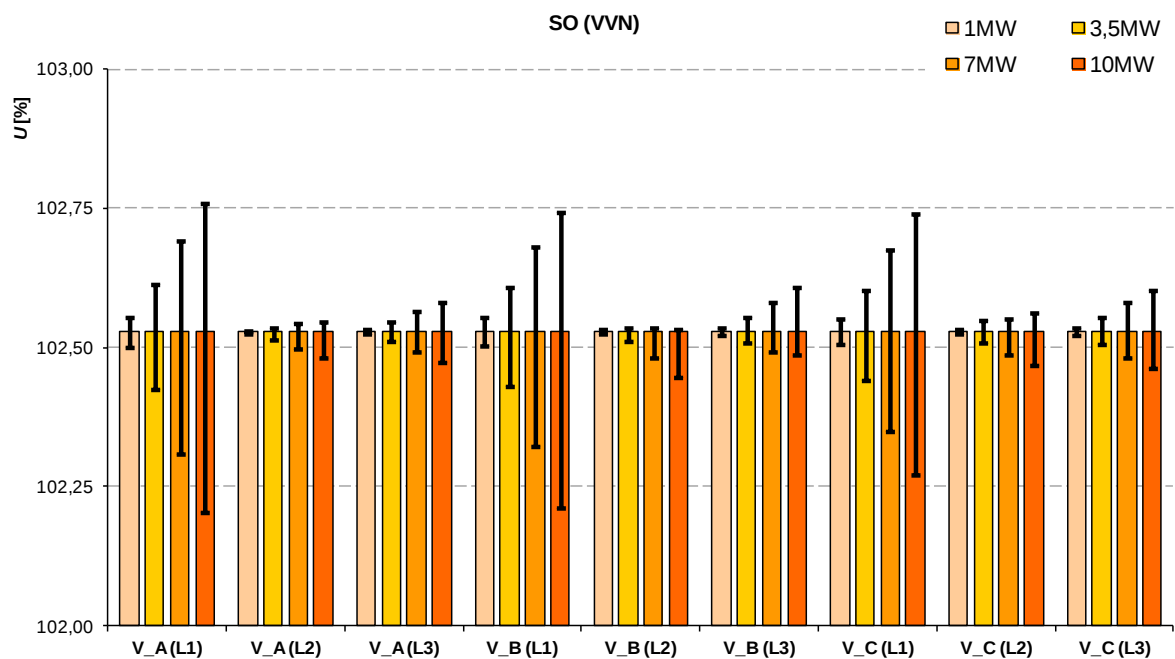


Obr. 7-10: Regulační rozsah v uzlu Vertex (VN) při asymetrickém řízení napětí ve fázi L1

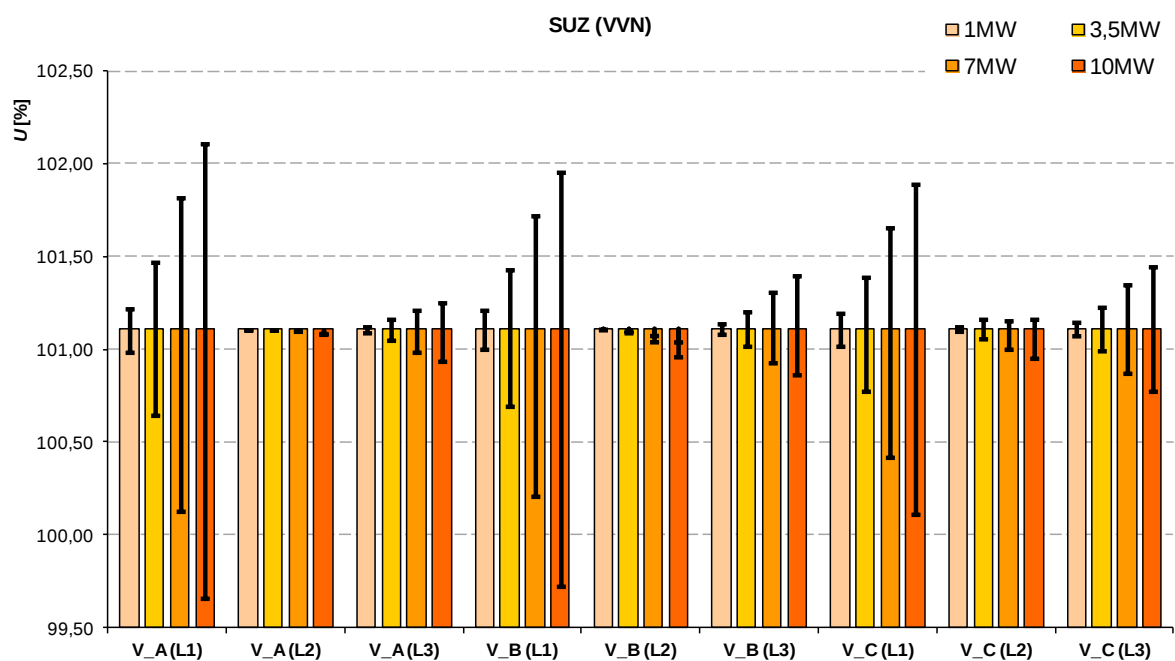
Na Obr. 7-11 až Obr. 7-14 je prezentována regulační schopnost jednotlivých řešení v uzlech na úrovni VVN. Jak bylo uvedeno výše, tak varianta B je v tomto případě ovlivněna zapojením blokových transformátorů a je zde prezentována jen jako doplňkový příklad. Pro její uplatnění by musel být výkon vyveden přes transformátor zapojený do trojúhelníku (regulace pouze napěťové nesymetrie). Z pohledu jednofázové regulace napětí VVN je proto nejefektivnější a nejvhodnější způsob regulace v zapojení dle varianty A. Nutno však podotknout, že nevýhody varianty B a C by bylo možné částečně potlačit vhodněji navrženým systémem řízení.



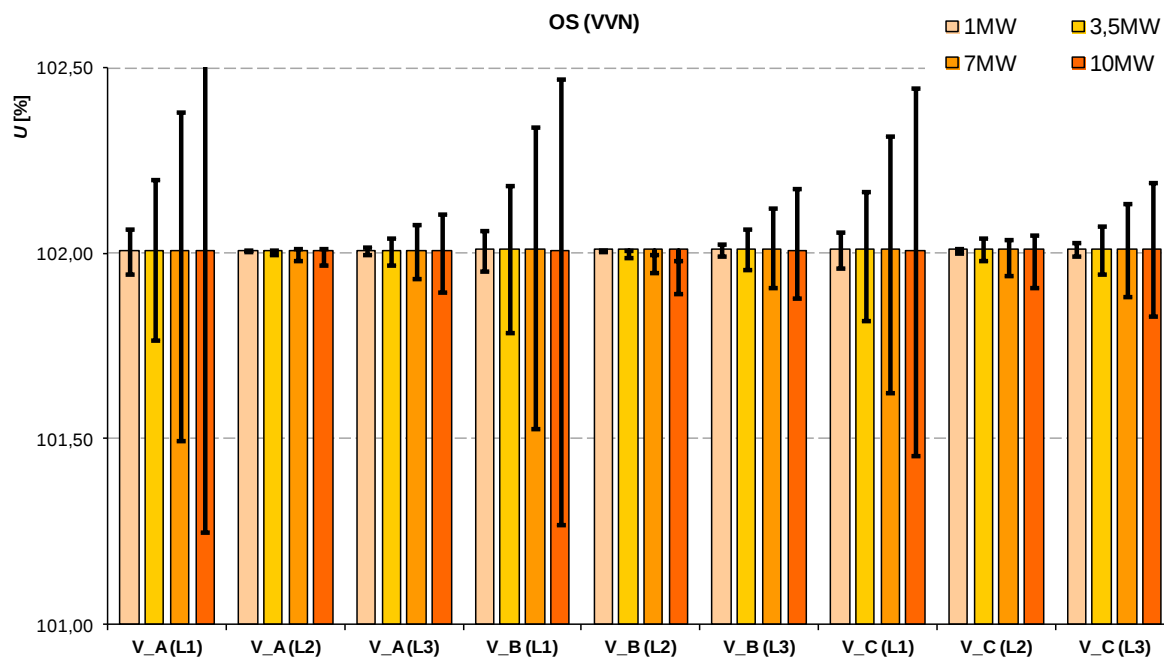
Obr. 7-11: Regulační rozsah v uzlu HI (VVN) při asymetrickém řízení napětí ve fázi L1



Obr. 7-12: Regulační rozsah v uzlu SO (VVN) při asymetrickém řízení napětí ve fázi L1



Obr. 7-13: Regulační rozsah v uzlu SUZ (VVN) při asymetrickém řízení napětí ve fázi L1



Obr. 7-14: Regulační rozsah v uzlu OS (VVN) při asymetrickém řízení napětí ve fázi L1

7.3 Zhodnocení

Potenciál pro využití bateriového systému v oblasti regulace napětí je s ohledem na jeho způsob připojení a jmenovitý výkon uveden pro danou testovací část distribuční soustavy v kapitolách 7.1 a 7.2.

Pro symetrickou regulaci napětí na úrovni VN dané testovací sítě, je nejvhodnější variantní řešení V_B, díky čemuž lze regulovat napětí v rozsahu +3 % až -3,8 % (10MW), +2,1 % až -2,6 % (7MW), +1,1 % až -1,3 % (3,5MW), +0,3 % až -0,3 % (1MW). Pro symetrickou regulaci napětí na úrovni VVN jsou jednotlivá řešení V_A, V_B a V_C srovnatelná a lze je využít pro symetrickou regulaci napětí v přibližném rozsahu +1,3% až -1,7% (10MW), +0,9% až -1,2% (7MW), +0,5% až -0,6% (3,5MW), +0,1% až -0,2% (1MW).

Pro jednofázovou regulaci napětí na úrovni VN i VVN dané testovací sítě, je nejvhodnější variantní řešení V_A, díky čemuž lze regulovat napětí na VN straně v rozsahu +1,4% až -2,0% (10MW), +1% až -1,4% (7MW), +0,5% až -0,7% (3,5MW), +0,2% až -0,2% (1MW), na straně VVN pak v rozsahu +1,1% až -1,6% (10MW), +0,8% až -1,1% (7MW), +0,4% až -0,5% (3,5MW), +0,1% až -0,1% (1MW). Pro asymetrickou regulaci na straně VN by bylo možné využít daleko efektivnější regulace v zapojení V_B, kde výkon by pro tento účel musel být vyveden přes transformátor v zapojení do trojúhelníka. Toto řešení by však znemožnilo kompenzaci nevyváženosti systému (netočivé složky).

Pro mírné snížení napětí během symetrické i asymetrické regulace lze využít i nabíjecího (-P) režimu bateriového systému, kdy míra redukce napětí bude dána zejména velikostí zkratové rezistance a maximálním nabíjecím výkonem. Jelikož lze tento způsob regulace vzhledem ke svému malému rozsahu (kapitola 7.4) považovat spíše za doplňkový, nebyl předmětem posuzování v rámci případové studie. Velkou výhodou bateriového systému v oblasti asymetrické regulace napětí by mohla být schopnost řízení napětí v jedné/dvou fázích, přičemž ostatní fáze by byla využita/y pro nabíjení společných akumulátorů. V tomto případě musí být zapojení měničů řešeno tak, že jsou měniče jednotlivých fází připojeny ke stejnému bateriovému setu. Vlastní případová studie se touto variantou nebude detailně zabývat, jelikož vychází z předpokladu, že má každá fáze oddělený bateriový set.

Obecné posouzení jednotlivých variantních řešení je uvedeno dále.

Varianta A:

Jedná se o nejvhodnější řešení pro symetrickou i asymetrickou regulaci napětí na úrovni VVN. Možnost regulace napětí - její rozsah, je dán nejen výkonem a způsobem řízení bateriového systému, ale i konfigurací nadřazené soustavy. Mezi klíčové parametry, které je nutné při posuzování zohlednit je zkratová impedance soustavy do místa připojení bateriového systému, rozložení zatížení a zdrojů podél regulované části soustavy. Obecně platí, že daný způsob regulace využívající chování bateriového systému jako proudového zdroje je účinný v případech s vyšší hodnotou zkratové reaktance. V případech, kde je zkratová reaktance malá jsou možnosti regulace napětí značně omezené.

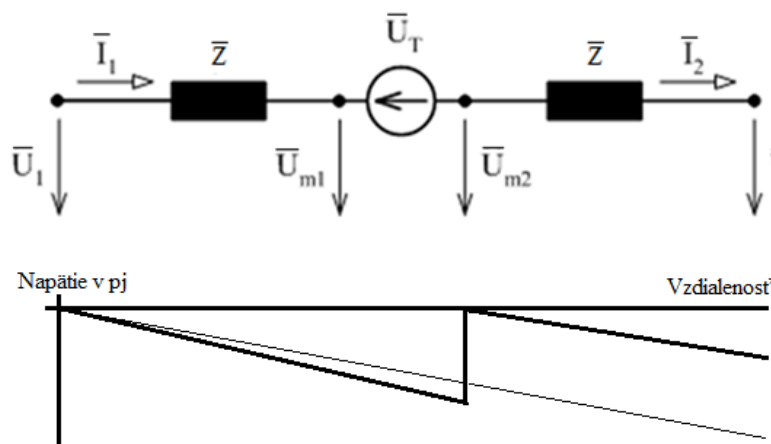
Varianta B:

Díky maximální efektivitě resp. nejvyššímu regulačnímu rozsahu se jedná o nejvhodnější řešení pro symetrickou (v určitých případech i asymetrickou) regulaci napětí na úrovni VN. S ohledem na způsob řízení bateriového zdroje, který je v rámci případové studie využíván, není možné využít systém pro asymetrickou regulaci napětí v soustavě VN respektive VVN v případech, kdy je uzel vinutí transformátoru na straně 23kV neúčinně uzemněný.

Varianta C

Tato varianta je z pohledu symetrické regulace napětí alternativou pro variantu A, přičemž vlastní účinnost a regulační rozsah je dán způsobem vyvedení výkonu a napětím nakrátko vinutí 110/6,3kV. Pro asymetrickou regulaci napětí je toto řešení v porovnání s variantou A méně vhodné.

Jak vyplývá z výše uvedeného, tak při využití bateriového systému pro regulaci napětí založeného na principu řízeného proudového zdroje, není i přes maximální možný výkon systému 10MW regulační rozsah dostatečný (cca $\pm 3\%$), což značně omezuje využitelnost této podpůrné služby. S ohledem na danou případovou studii se jeví jako daleko vhodnější využití jiného způsobu regulace napětí, a to využívajícího přímou regulaci napětí například pomocí superpozice napětí, jak je zobrazeno na Obr. 7-15. Tímto způsobem lze efektivně regulovat napětí za místem instalace bateriového systému bez ohledu na velikost zkratové reaktance.



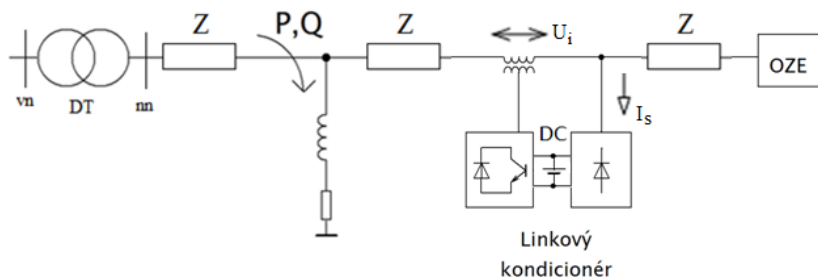
Obr. 7-15: Přímá regulace napětí změnou poměrů či superpozicí napětí

Aplikace tohoto systému by sebou nesla dodatečné investice, jelikož se jedná o doplnění bateriového systému o novou funkcionalitu nad rámec běžného způsobu provozu bateriových systémů.

Bateriový systém by v tomto případě mohl být doplněn o prvky, které by vycházely z podobného principu jako je sériový aktivní filtr (SAF) který si dodatečnou energii bere z bateriového systému či jiného principu využívajícího sériového transformátoru jehož sekundární napětí je přímo řízeno bateriovým systémem (DVR - Dynamic Voltage Restorer), dále pak modifikovaného systému s dvojitou konverzí (DC-EVR - Electronic Voltage Regulator) - kapitola 13.2.2.

7.3.1 +VC (SAF) – Voltage Conditioner (Serial Active Filter)

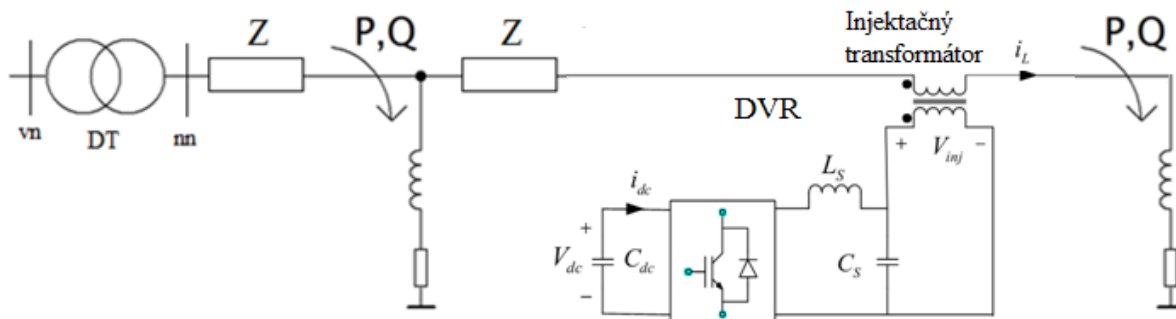
Linkový kondicionér anebo sériový aktivní filtr pracuje na principu sériové kompenzace pomocí sériového transformátoru napájeného z nezávislého zdroje napětí přes měnič s pulzně šířkovou modulací, přičemž zpracovává část výkonu z linky pro doplnění výkonového deficitu. Linkový kondicionér pracuje ve dvou režimech. Prvým je klasická regulace napětí na stanovenou hodnotu s případnou symetrizací fázových napětí. Druhou je rychlá regulace napětí či snížení hodnoty THD napětí. Pokud by SAF mohl využívat energii z bateriového systému, bylo by možné významně rozšířit jeho regulační rozsah a přínos.



Obr. 7-16: Zapojení linkového kondicionéru do DS (bez bateriového systému)

7.3.2 DVR (Dynamic Voltage Restorer)

Principiální schéma jednofázového DVR je na obrázku níže. Tento systém je již vybaven akumulací energie ESS (Energy Storage System). Nabíjení ESS je závislé na proudu i_L procházejícím injekčním transformátorem. V případě, že je tento proud nízký, nabíjení trvá déle. Jelikož ESS má určitou konečnou kapacitu, není možné s pomocí DVR kompenzovat dlouhotrvající poklesy napětí. Z hlediska vlastností jsou možnosti DVR obdobné jako v případě VC rozšířené o akumulaci energie.

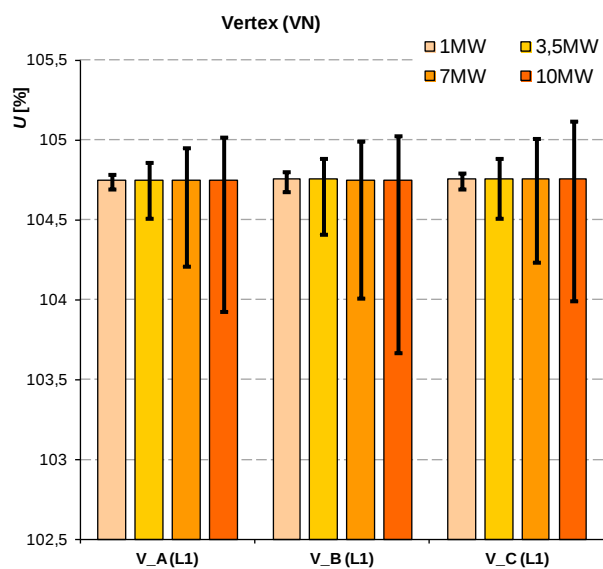


Obr. 7-17: Jednofázové zapojení DVR

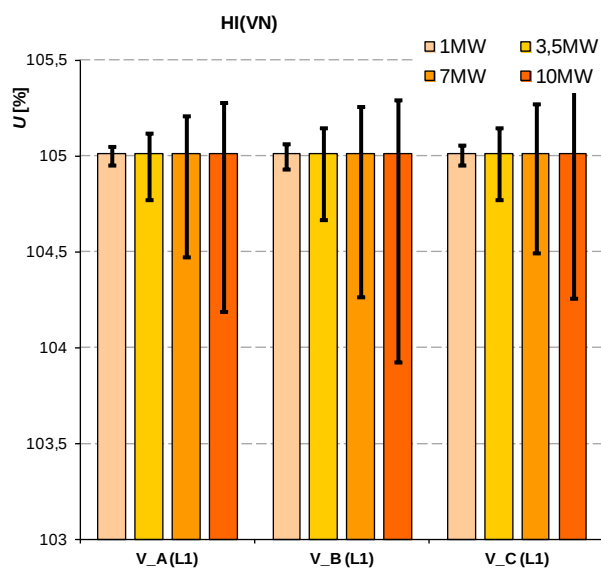
7.4 Regulace amplitudy řízením činného výkonu

S ohledem na velmi nízkou hodnotu podélné zkratové rezistance do místa připojení bateriového systému, která je několikanásobně menší v porovnání s reaktancí, jsou možnosti regulace amplitudy napětí značně omezené. Příklad regulačního rozsahu napětí při řízení toku činného výkonu jsou zobrazeny pro ilustraci na obrázcích Obr. 7-18 až Obr. 7-25.

7.4.1 Možnost regulace amplitudy napětí na hladině VN

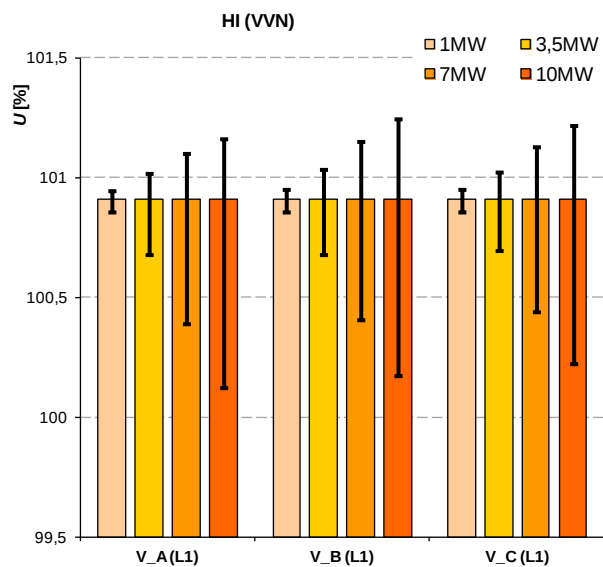


Obr. 7-18: Rozsah regulace amplitudy napětí regulací P v uzlu Vertex (VN)

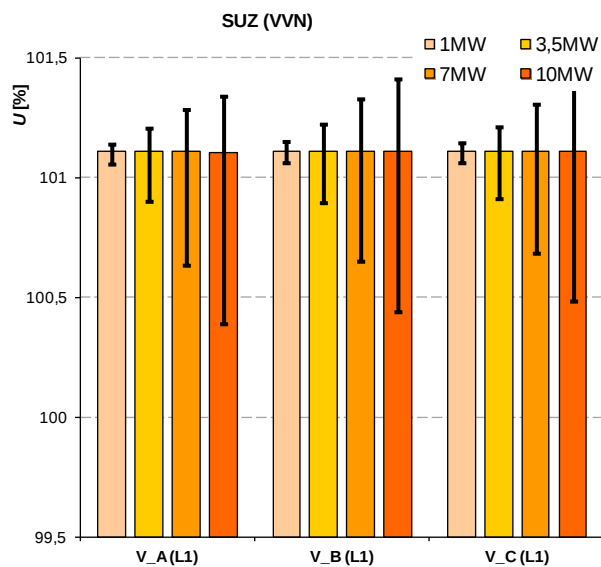


Obr. 7-19: Rozsah regulace amplitudy napětí regulací P v uzlu HI (VN)

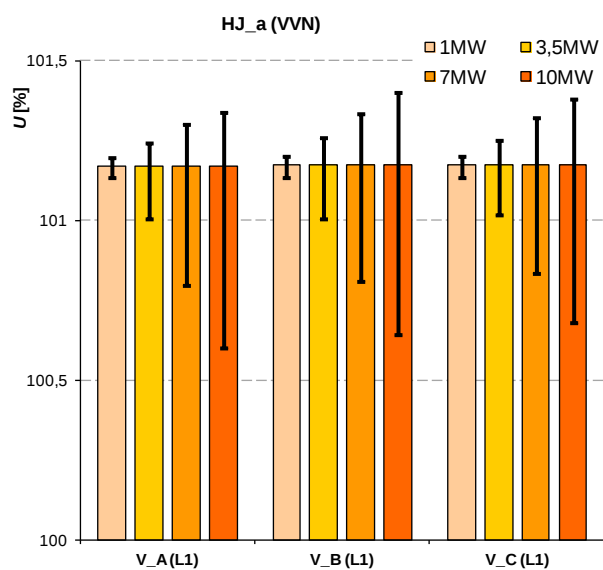
7.4.2 Možnost regulace amplitudy napětí na hladině VVN



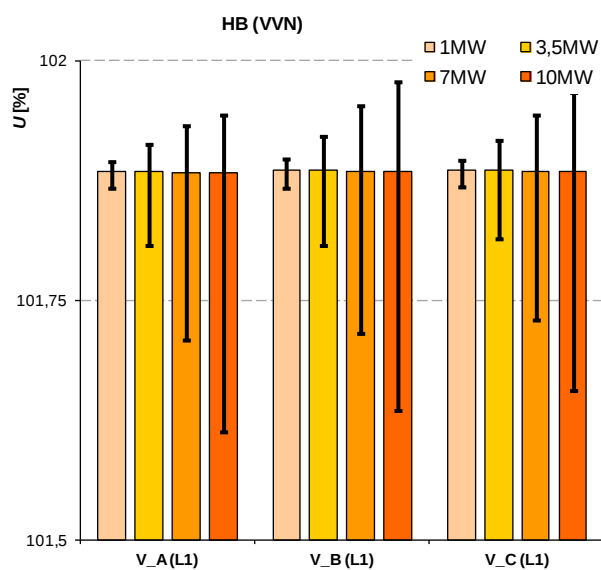
Obr. 7-20: Rozsah regulace amplitudy napětí regulací P v uzlu HI (VVN)



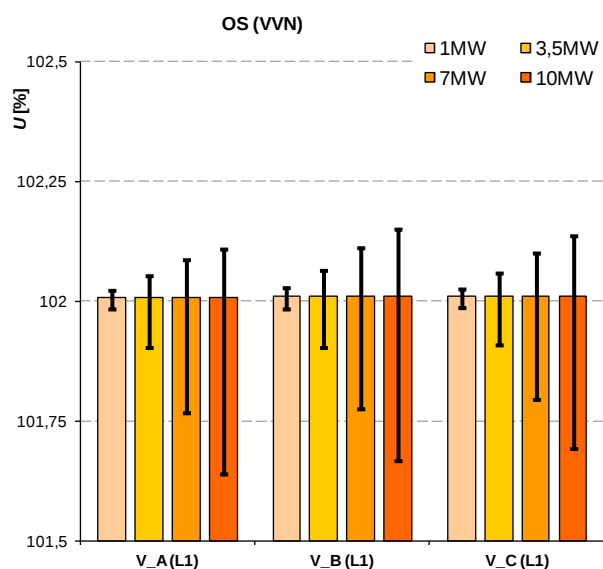
Obr. 7-21: Rozsah regulace amplitudy napětí regulací P v uzlu SUZ (VVN)



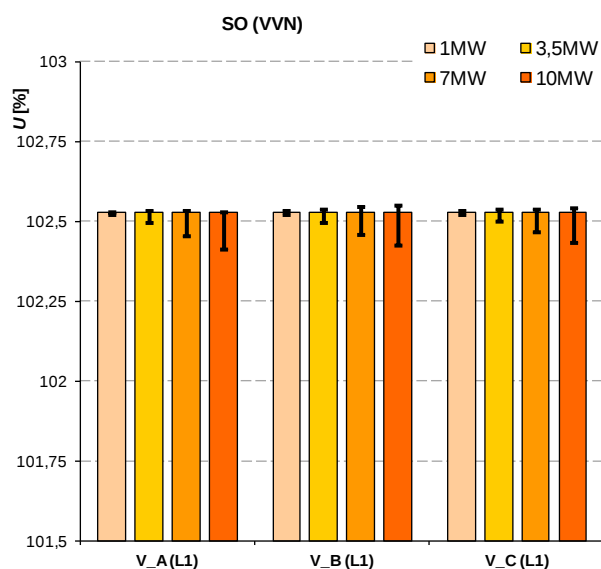
Obr. 7-22: Rozsah regulace amplitudy napětí regulací P v uzlu HJ_a (VFN)



Obr. 7-23: Rozsah regulace amplitudy napětí regulací P v uzlu HB (VFN)



Obr. 7-24: Rozsah regulace amplitudy napětí regulací P v uzlu OS (VFN)



Obr. 7-25: Rozsah regulace amplitudy napětí regulací P v uzlu SO (VFN)

8 Analýza kompenzace napětíové nesymetrie

Tato kapitola je zaměřena výlučně na posouzení možnosti odstranění (regulace) nesymetrie napětí, která je z pohledu kvality elektrické energie nežádoucí. Z tohoto pohledu je nesymetrie napětí kvantifikována činitelem nesymetrie napětí, který vychází z poměru sousledné a zpětné složky napětí dle níže uvedeného vztahu.

$$\rho_U = \frac{U^{(2)}}{U^{(1)}} \cdot 100 \quad (\%) \quad (8.1)$$

Posouzení možnosti ovlivnění/redukce této charakteristické hodnoty, respektive zpětné složky napětí jednotlivými variantami/provedením bateriového systému je výsledkem této části studie.

S ohledem na způsob regulace a výše definovaný cíl není studie zaměřena na odstranění napětíové nevyváženosti fázových napětí posuzované distribuční soustavy, tzn. kompenzaci netočivé složky napětí, kterou je možné realizovat pouze s využitím varianty zapojení bateriového systému V_A (vyvedení výkonu do soustavy VVN) realizované přes blokové transformátory s vinutími zapojenými pouze do hvězdy.

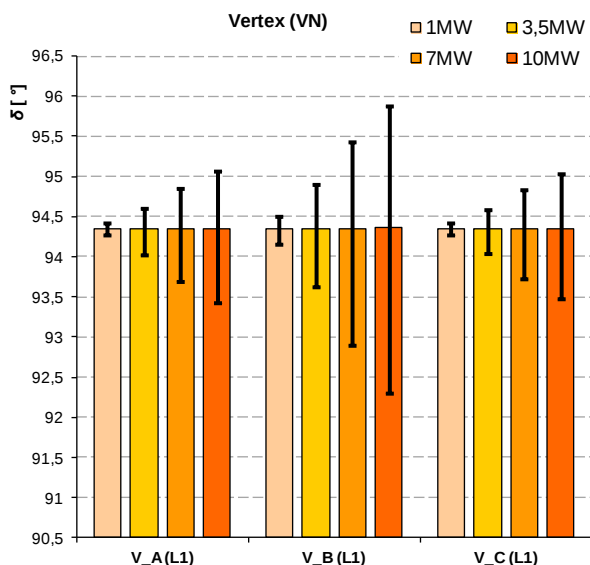
8.1 Regulace amplitudy a fáze napětí

Zhodnocení míry regulace amplitudy a fáze napětí je nezbytným krokem pro posouzení potenciálu pro odstranění napětíové nesymetrie jednotlivými variantami bateriových systémů, odvíjejících se od jejich zapojení a výkonu. Vlastní odstranění nesymetrie napětí je vždy kombinace obou dvou způsobů asymetrické regulace amplitudy napětí a fáze napětí dle okamžité hodnoty napětíové nesymetrie. **S ohledem na kompenzaci pouze zpětné složky napětí lze tento způsob regulace využít při vyvedení výkonu do distribuční soustavy jak přes transformátory v zapojení do hvězdy, tak i do trojúhelníka, tzn. pro redukci nesymetrie napětí lze využít všechny variantní řešení (V_A, V_B a V_C) bateriového systému s možností asymetrické regulace amplitudy a fázového posunu napětí.**

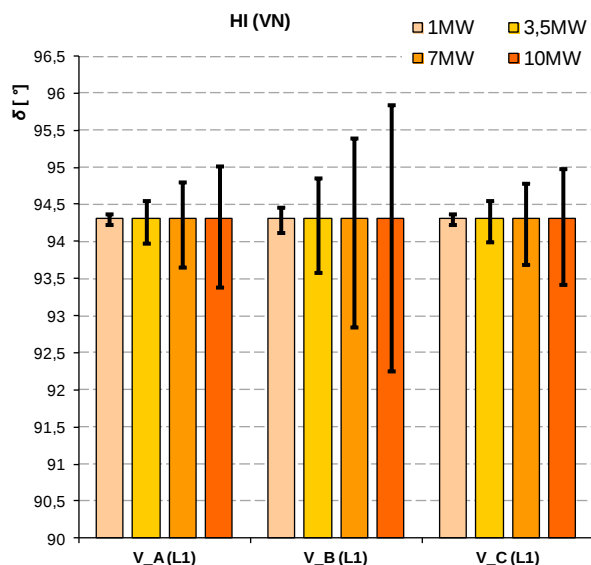
Vzhledem k tomu, že v kapitole 7 jsou detailně popsány možnosti regulace amplitudy napětí, bude tato kapitola zaměřena na posouzení možnosti regulace fázového posunu napětí v jednotlivých místech testovací soustavy s využitím všech definovaných variant výkonů a zapojení bateriového systému.

8.1.1 Možnost regulace fázového posunu napětí na hladině VN

Na Obr. 8-1 a Obr. 8-2 jsou zobrazeny výsledky možnosti regulace fázového posunu napětí pro uzly umístěné na VN straně napájecího transformátoru Vertex a rozvodny 22kV (HI). Z pohledu regulace fáze v uzlech na úrovni VN je zřejmé, že regulační rozsah varianty připojení bateriového systému V_B (zaústění do rozvodny 22kV) je přibližně dvojnásobně vyšší než u ostatních variant V_A a V_C, které jsou z pohledu regulace fázového napětí na úrovni VN téměř srovnatelné. Menší regulační rozsah varianty V_C je dán zejména hodnotami napětí u_k mezi jednotlivými vinutími napájecího transformátoru (110/6,3kV).



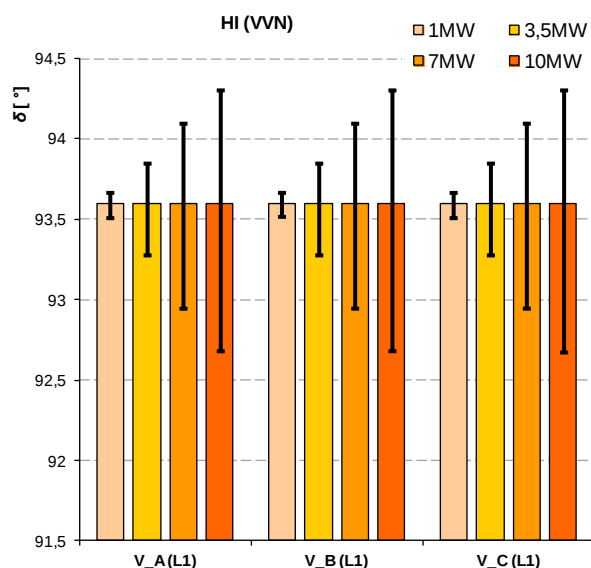
Obr. 8-1: Rozsah regulace fázového posunu v uzlu Vertex (VN)



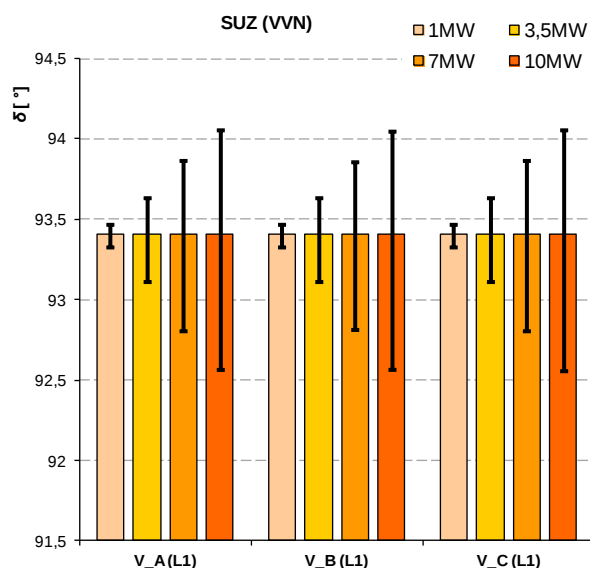
Obr. 8-2: Rozsah regulace fázového posunu v uzlu HI (VN)

8.1.2 Regulace fázového posunu napětí na hladině VVN

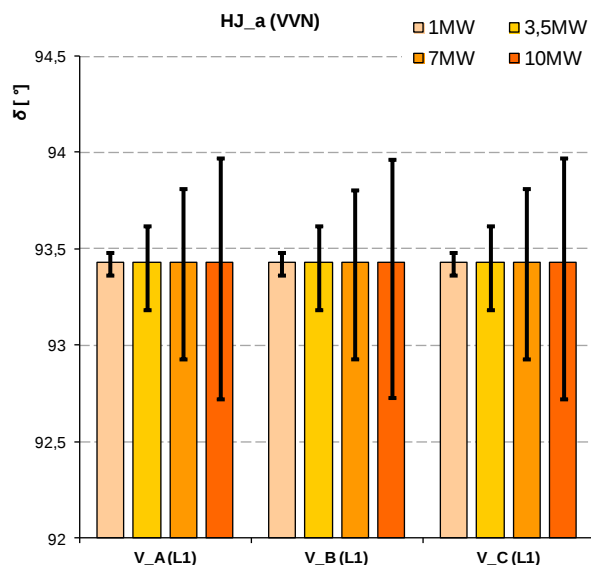
Na Obr. 8-3 až Obr. 8-8 jsou zobrazeny výsledky možnosti regulace fázového posunu napětí pro uzly umístěné na úrovni VVN Hodonínského kruhu. Z pohledu regulace fáze v uzlech na úrovni VVN je zřejmé, že regulační rozsah je u jednotlivých variant téměř srovnatelný. Drobné odchylky v regulačních rozsazích mezi jednotlivými variantami V_A, V_B a V_C jsou dány odlišnými způsoby vyvedení výkonu, ztrátami na jednotlivých blokových transformátorech a napájecím transformátoru (V_B a V_C). Z podstaty regulace fáze napětí vyplývá, že nejvyššího regulačního rozsahu je dosahováno na primární straně napájecího transformátoru HI (VVN) viz. Obr. 8-3, naopak nejnižší regulační rozsah má bateriový systém v rozvodně SO (Obr. 8-8), případně i HB.



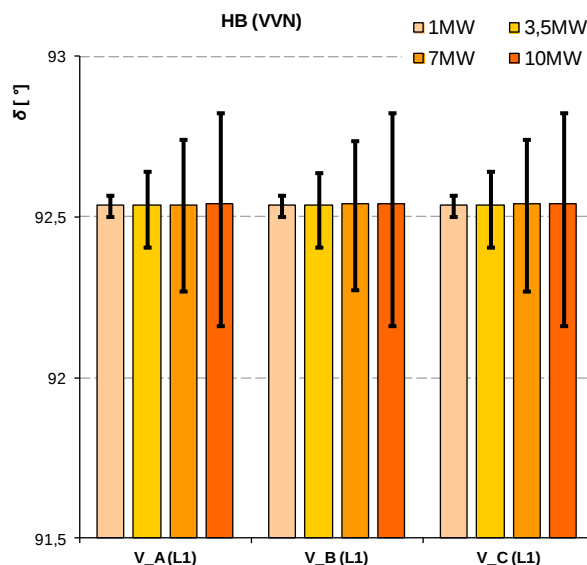
Obr. 8-3: Rozsah regulace fázového posunu v uzlu HI (VVN)



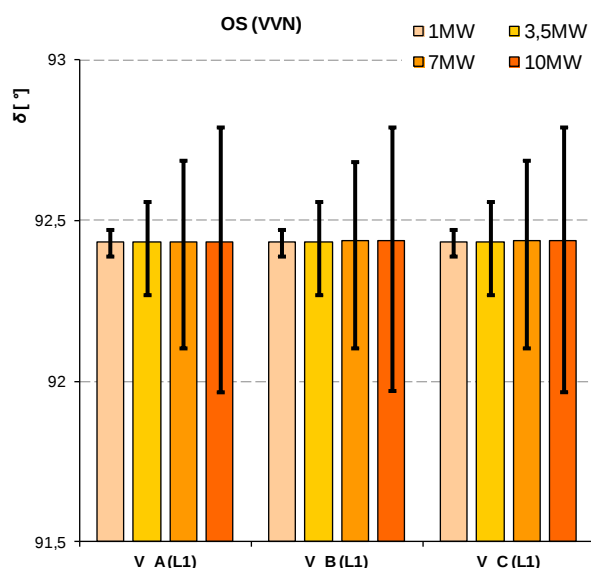
Obr. 8-4: Rozsah regulace fázového posunu v uzlu SUZ (VVN)



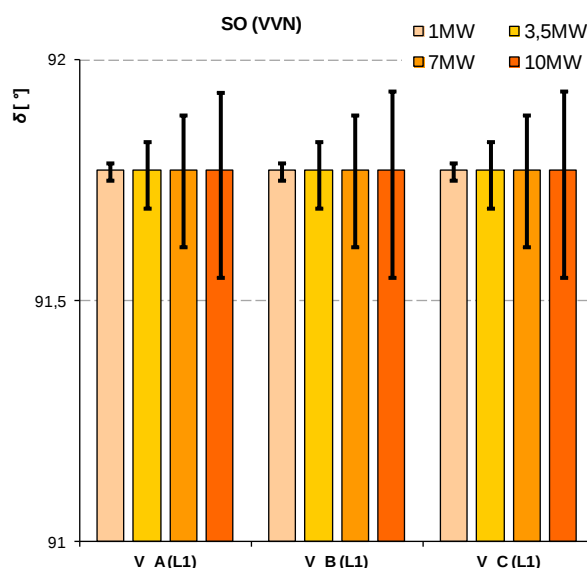
Obr. 8-5: Rozsah regulace fázového posunu v uzlu HJ_a (VVN)



Obr. 8-6: Rozsah regulace fázového posunu v uzlu HB (VVN)



Obr. 8-7: Rozsah regulace fázového posunu v uzlu OS (VVN)



Obr. 8-8: Rozsah regulace fázového posunu v uzlu SO (VVN)

8.2 Možnost redukce činitele napětové nesymetrie

Pro prezentaci možnosti využití bateriového systému k redukci napětové nesymetrie (činitele nesymetrie napětí) byla v nadřazené soustavě 220 kV vyvolána 5 % nesymetrie napětí, která ovlivnila soustavu 110kV. Hodnoty nesymetrického napětí napáječe jsou uvedeny níže:

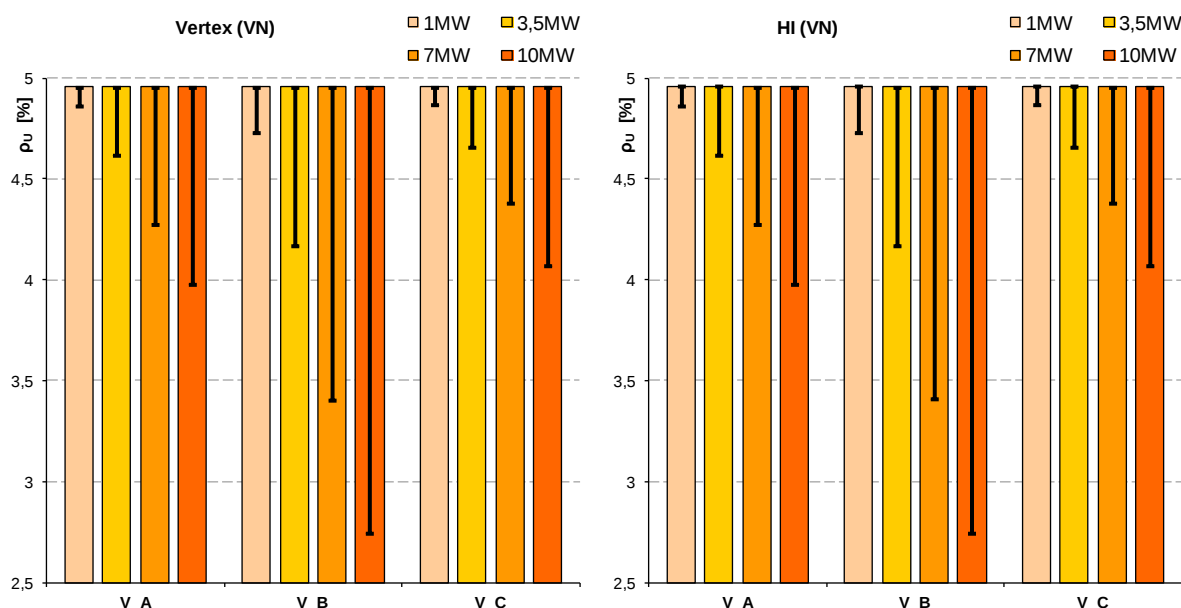
$$\bar{U}_{L1} = (230\text{kV} / \sqrt{3}) \angle 0^\circ, \bar{U}_{L2} = (214,71\text{kV} / \sqrt{3}) \angle 237,5^\circ, \bar{U}_{L3} = (214,71\text{kV} / \sqrt{3}) \angle 122,5^\circ$$

Jednotlivé varianty bateriového systému pak byly následně použity pro minimalizaci v síti se vyskytující se napětové nesymetrie v souladu s regulačním principem uvedeným v kapitole 8.1. Systém regulace napětí byl nastaven tak, aby bylo dosaženo minimální hodnoty nesymetrie vždy v místě vyvedení výkonu z bateriového systému dle příslušné varianty (110kV/22kV/6,3kV). S ohledem na regulaci pouze zpětné složky napětí, byla u varianty V_B provedena modifikace zapojení blokových transformátorů, kde byl výkon do neúčinně uzemněné soustavy 22kV vyveden přes transformátor v zapojení YD. Tato

modifikace umožnila efektivnější redukci nesymetrie napětí bez vlivu na její nevyváženost (viz Obr. 7-10). V níže uvedených podkapitolách jsou prezentovány možnosti redukce napěťové nesymetrie v jednotlivých uzlech jednotlivými variantami provedení bateriového systému. Kompletní data udávající napěťovou nesymetrii, amplitudu napětí ve fázi L1 a fázový posun napětí ve fázi L1 jsou uvedeny v Příloha 2.

8.2.1 Redukce p_U v uzlech na hladině VN

Na Obr. 8-9 a Obr. 8-10 jsou zobrazeny výsledky možnosti redukce činitele napěťové nesymetrie pro uzly umístěné na VN straně napájecího transformátoru Vertex a rozvodu 22kV (HI). Z pohledu redukce nesymetrie napětí v uzlech na úrovni VN je zřejmé, že pro tento účel nejvhodnější je varianta V_B, která využívá pro zvýšení účinku regulace reaktanci transformátoru VVN/VN. Jak dále vyplývá z možnosti regulace fáze a amplitudy u variant V_A a V_C a rovněž i z Obr. 8-9 a Obr. 8-10, tak tato řešení jsou z pohledu regulace nesymetrie napětí v soustavě VN téměř srovnatelná. Malý rozdíl v úrovni je dán zejména vzájemnými hodnotami napětí nakrátko U_k transformátoru VVN/VN.

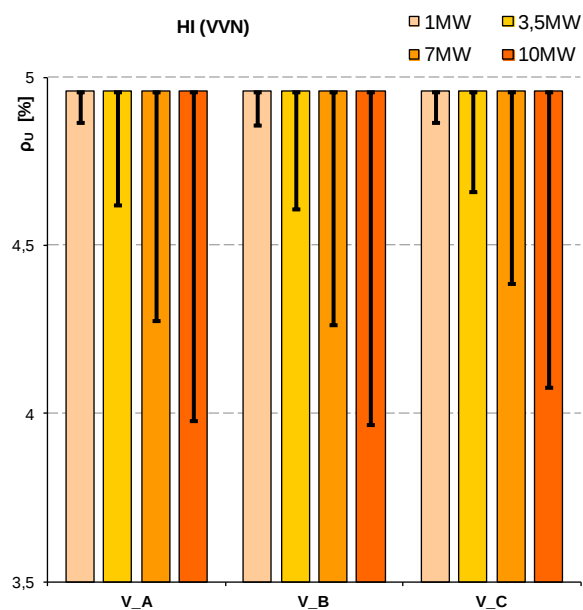


Obr. 8-9: Rozsah regulace p_U v uzlu Vertex (VN)

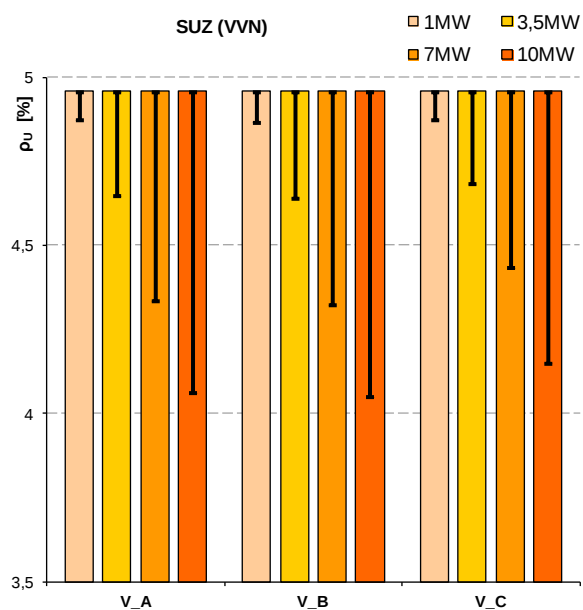
Obr. 8-10: Rozsah regulace p_U v uzlu HI (VN)

8.2.2 Redukce p_U v uzlech na hladině VVN

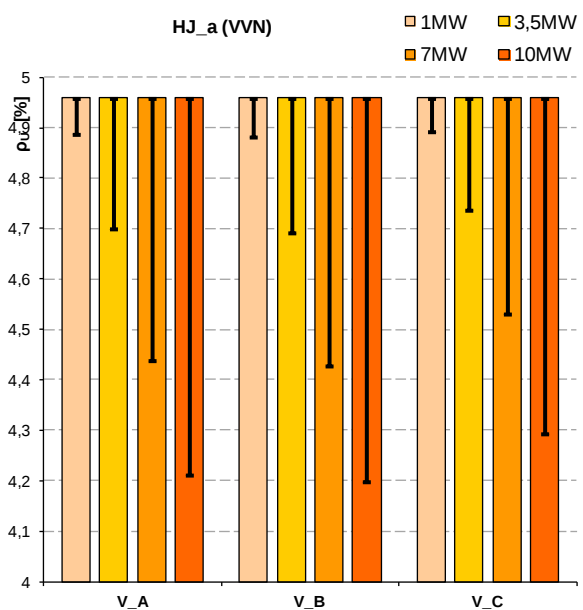
Na Obr. 8-11 až Obr. 8-16 jsou zobrazeny výsledky možnosti redukce činitele napěťové nesymetrie pro uzly umístěné na úrovni VVN Hodonínského kruhu. Z pohledu regulace nesymetrie na úrovni VVN je zřejmé, že regulační rozsah je u jednotlivých variant téměř srovnatelný. Drobná odchylka v regulačním rozsahu u varianty V_C je dána jak odlišným způsobem vyvedení výkonu, tak i regulací nesymetrie napětí na nezátíženém terciálním vinutí 6,3 kV. Z podstaty regulace napětí pomocí proudového zdroje vyplývá, že nejvyšší míry redukce bude dosahováno na primární straně napájecího transformátoru HI (VVN) viz. Obr. 8-11, naopak nejnižší regulační rozsah bude mít bateriový systém v rozvodně SO (Obr. 8-16), případně i HB.



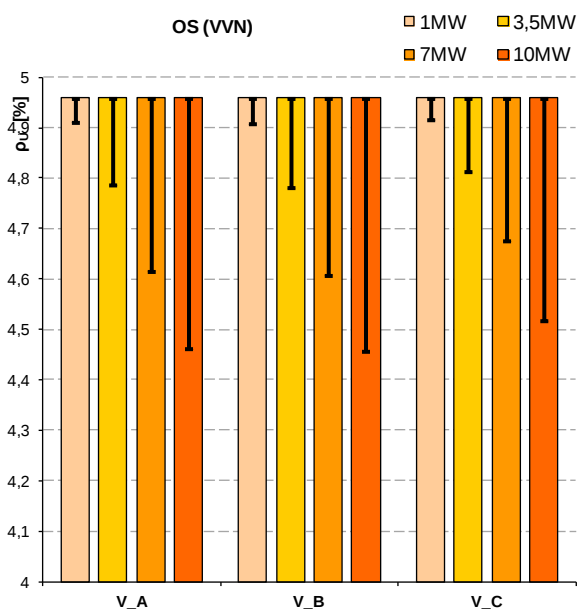
Obr. 8-11: Rozsah regulace p_u v uzlu HI (VVN)



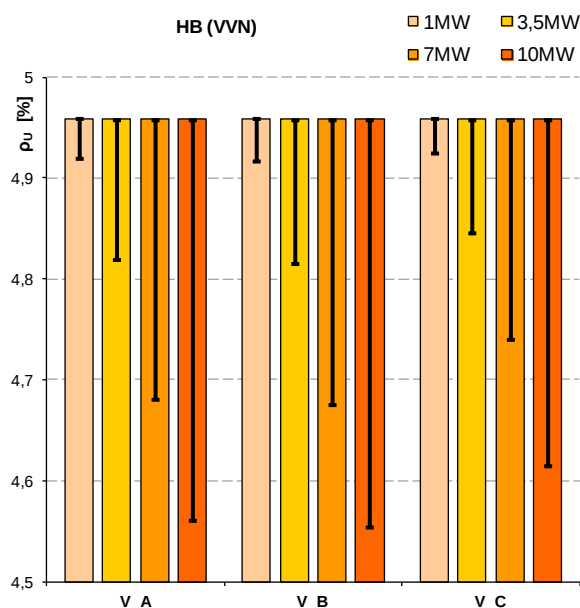
Obr. 8-12: Rozsah regulace p_u v uzlu SUZ (VVN)



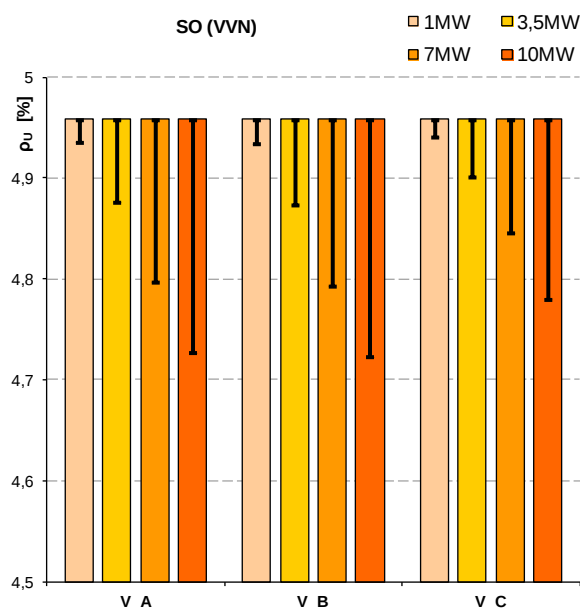
Obr. 8-13: Rozsah regulace p_u v uzlu HJ_a (VVN)



Obr. 8-14: Rozsah regulace p_u v uzlu OS (VVN)



Obr. 8-15: Rozsah regulace p_u v uzlu HB (VVN)



Obr. 8-16: Rozsah regulace p_u v uzlu SO (VVN)

8.3 Zhodnocení

Pro redukci nesymetrie napětí je možné použít jakýkoliv z výše zmíněných způsobů vyvedení výkonu bateriového systému, včetně vyvedení výkonu přes transformátory s vinutím zapojeným do trojúhelníka. V případech, jako je vyvedení výkonu do neúčinně izolované soustavy VN je využití blokového transformátoru zapojeného do trojúhelníka nutností tak, aby nedocházelo k ovlivnění nevyváženosti soustavy VN během regulace. Vlastní způsob řízení měničů musí vycházet z asymetrické regulace napětí, tzn. s využitím bateriového systému musí být možné regulovat jak fázový posun, tak i amplitudu napětí jednotlivých fází individuálně. Míra redukce nesymetrie napětí závisí přímo na výkonu bateriového systému, zkratové impedanci do místa připojení bateriového systému a jeho regulačním rozsahu P a Q výkonu, jelikož pro odstranění nesymetrie napětí je vždy zapotřebí působení obou těchto složek. Možnost ovlivnění nesymetrie napětí je podobně jako u regulace fáze a amplitudy závislá na úrovni reaktance (případně rezistance) do místa připojení bateriového systému, tzn. čím vyšší bude reaktance regulované části soustavy, tím vyšší bude schopnost bateriového systému regulovat nesymetrii napětí. Výhodné je tedy umístění (vyvedení výkonu) do místa s nejnižším zkratovým výkonem. Při umístění je rovněž nutné respektovat i výkonové omezení, které je ovlivněno reaktancí a ztrátami na blokových transformátorech.

8.3.1 Možnost redukce napěťové nesymetrie na úrovni VN (22 kV)

Pro redukci nesymetrie napětí na úrovni VN je jednoznačně nejvhodnějším řešením varianta vyvedení výkonu do rozvodny 22 kV (V_B), toto provedení dosahuje více než dvojnásobné efektivity než řešení V_A a V_C. **Vlastní možnost redukce napěťové nesymetrie na úrovni VN je silně závislá na podélné reaktanci použitého transformátoru VVN/VN.** V případě dané testovací soustavy s uvažovaným $u_k = 11 \%$, bylo možné pomocí varianty V_B snížit nesymetrii napětí o 0,23 % (1MW), 0,79 % (3,5 MW), 1,55 % (7 MW) a 2,21 % (10 MW). Konkrétní míra redukce napěťové nesymetrie je rovněž závislá na možném regulačním rozsahu U a δ (resp. P a Q) daného systému, způsobu vyvedení výkonu a aktuální nesymetrii napětí (zpětné složce napětí, kterou je nutné kompenzovat). Obecně lze říci, že z pohledu regulace nesymetrie napětí na úrovni VN bude hrát nejvýznamnější roli provedení a způsob regulace měničů (efektivní přerozdělení disponibilního P a Q výkonu) a zkratový výkon do místa připojení systému (čím nižší zkratový výkon tím větší efektivita/regulační rozsah).

8.3.2 Možnost redukce napěťové nesymetrie na úrovni VVN

Pro kompenzaci napěťové nesymetrie v uzlech na úrovni VVN, jsou jednotlivé varianty provedení téměř srovnatelné. Drobné odchylky v možnosti kompenzace nesymetrie jsou dány způsobem vyvedení výkonu (ztráty, napětí nakrátko). V případě dané testovací soustavy bylo možné pomocí varianty

V_A a V_B (V_C) snížit nesymetrii napětí o cca 0,1 % (1MW), 0,35 % (3,5 MW), 0,7 % (7 MW) a 1 % (10 MW).

Pro využití bateriového systému k redukci napěťové nesymetrie na úrovni VVN platí stejné závěry a předpoklady uvedené výše v kap. 8.3. Nejvyšší efektivity/regulačního rozsahu se dosáhne v místech s nejnižším zkratovým výkonem, tzn. umístění do míst s vysokým zkratovým výkonem je značně neefektivní pro odstranění napěťové nesymetrie, regulaci amplitudy a fáze napětí.

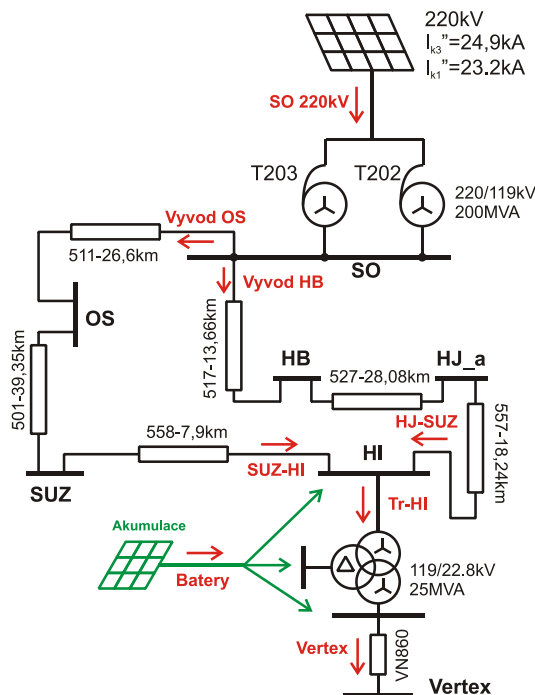
8.3.3 Regulace nesymetrie napětí - kapacita bateriového systému

Všechny výše prezentované výsledky studie vychází ze 100 % využití jmenovitého výkonu bateriového systému, tzn. že doba působení nápravného prostředku se odvíjí od kapacity systému (zvoleného C-faktoru). Pokud by bylo žádoucí prodloužení doby trvání působení nápravného prostředku při zachování stejné či disponibilní kapacity baterie, musela by kompenzace probíhat při sníženém výkonu, resp. snížené míře redukce nesymetrie napětí. Pro optimální volbu kapacity baterie je nutné přihlédnout k úrovni a profilu napěťové nesymetrie vyskytující se v předmětné síti a jeho posouzení v časové oblasti.

Výhodou vedoucí k prodloužení doby trvání působení nápravného opatření je možnost nabíjení baterií během -P regulace. Efektivní prodloužení doby trvání kompenzace lze docílit zejména u systémů, které umožňují vzájemné předávání elektrické energie mezi systémy jednotlivých fází (společný bateriový string). Vzhledem k odstranění zpětné složky napětí bude vždy nutné v jedné z fází uplatnit -P regulaci, přičemž tato energie může být poskytována zbylým fázím pro +P regulaci či ke krytí ztrát systému.

9 Kompenzace jalového výkonu v síti

Schopnost kompenzace jalového výkonu s využitím jednotlivých variant bateriového systému je prezentována na základě testovací sítě, jejíž konkrétní konfigurace a parametry jsou uvedeny v kapitole 6. Pro vzájemného posouzení jednotlivých variant je uvažována pouze symetrická kompenzace jalového výkonu, která je jednoduše zvládnutelná všemi třemi uvažovanými variantami zapojení systému (V_A, V_B a V_C). Na obrázku Obr. 9-1 je uvedeno přehledové schéma sítě s naznačenými úseky pro vyhodnocení úrovně a směru Q výkonu během kompenzace.



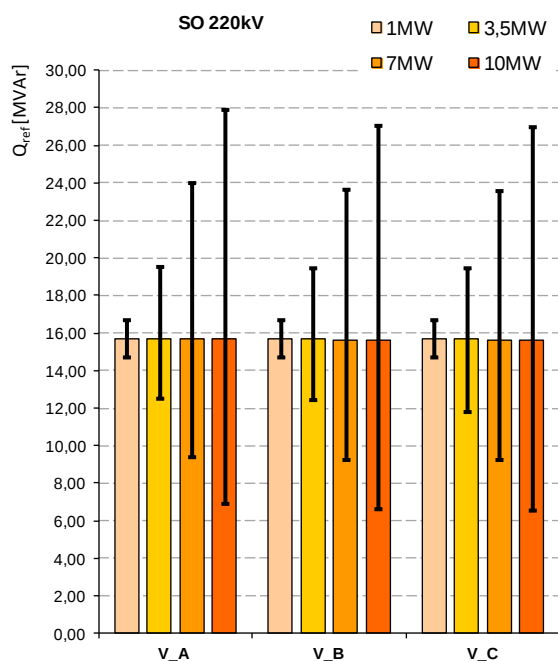
Obr. 8 1: Místa pro vyhodnocení schopnosti kompenzace Q

Vlastní vyhodnocení možnosti kompenzace jalového výkonu je založeno na posouzení regulace jalového výkonu ve vybraných úsecích testovací sítě. Možný regulační rozsah jednotlivých typů bateriového systému vztažený k jednotlivým místům je dobře patrný z Tab. 9-1, kde sloupec $\Delta Q+$ vyjadřuje maximální dodávku Q induktivního charakteru bateriovým systémem o různém výkonu (v daném případě udává míru možné kompenzace Q) a $\Delta Q+$ vyjadřuje naopak maximální odběr Q induktivního charakteru.

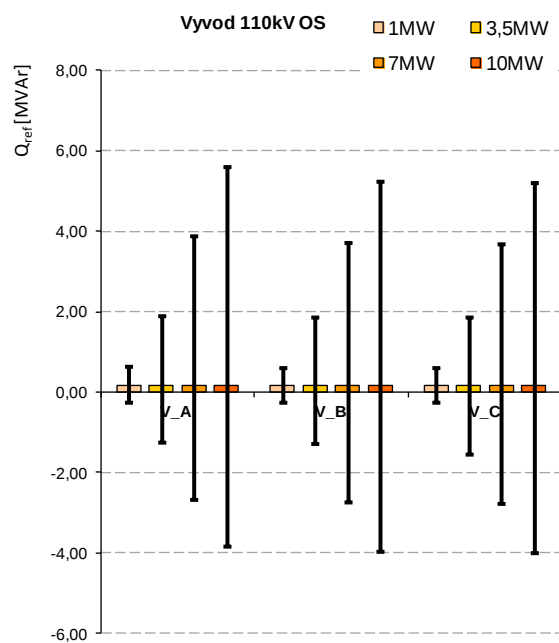
Možnost symetrické kompenzace jalového výkonu v jednotlivých částech testovací sítě je dobře patrná z Obr. 9-1 až Obr. 9-8, kde je naznačen možný regulační rozsah jednotlivých variant zapojení bateriového systému, při respektování uvažovaných výkonů 1 MW, 3,5 MW, 7 MW a 10 MW. Nutno zmínit, že z obecného pohledu lze brát v potaz pouze regulační rozsah Q bateriového systému, čímž je dána vlastní míra regulace Q , vlastní míra kompenzace (eliminace) Q výkonu pak závisí na skutečných poměrech sítě a U/Q odezvě uvažovaného zatížení.

Tab. 9-1: Možnosti regulace Q ve vybraných větvích testovací sítě (- odběr Q_{ind})

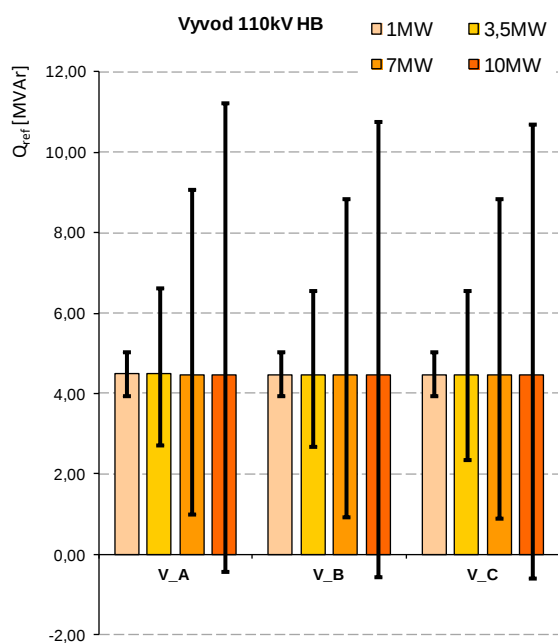
Hodnoty jsou uvedeny v třífázovém výkonu		V_A			V_B			V_C		
		ΔQ_+	ΔQ_-	Q_{ref}	ΔQ_+	ΔQ_-	Q_{ref}	ΔQ_+	ΔQ_-	Q_{ref}
		[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]
SO 220kV	1MW	0,94	-1,03	15,70	0,94	-1,02	15,68	0,94	-1,02	15,68
	3,5MW	3,16	-3,89	15,69	3,18	-3,82	15,67	3,20	-3,81	15,67
	7MW	6,25	-8,35	15,68	6,37	-7,98	15,66	6,42	-7,93	15,66
	10MW	8,77	-12,27	15,67	9,01	-11,44	15,64	9,08	-11,35	15,64
Vývod OS	1MW	0,42	-0,46	0,18	0,42	-0,46	0,17	0,43	-0,46	0,17
	3,5MW	1,43	-1,74	0,17	1,44	-1,71	0,16	1,45	-1,70	0,16
	7MW	2,84	-3,72	0,17	2,89	-3,56	0,16	2,91	-3,54	0,16
	10MW	3,98	-5,45	0,16	4,09	-5,09	0,15	4,13	-5,05	0,15
Vývod HB	1MW	0,52	-0,57	4,49	0,52	-0,56	4,47	0,52	-0,56	4,47
	3,5MW	1,75	-2,15	4,48	1,76	-2,11	4,47	1,77	-2,10	4,47
	7MW	3,47	-4,60	4,47	3,54	-4,40	4,46	3,56	-4,37	4,46
	10MW	4,87	-6,75	4,47	5,01	-6,30	4,45	5,04	-6,25	4,45
SUZ-HI	1MW	0,42	-0,45	2,40	0,42	-0,45	2,38	0,42	-0,45	2,38
	3,5MW	1,42	-1,70	2,39	1,43	-1,66	2,38	1,44	-1,66	2,38
	7MW	2,83	-3,59	2,38	2,88	-3,44	2,37	2,90	-3,42	2,37
	10MW	3,98	-5,24	2,38	4,09	-4,91	2,37	4,12	-4,87	2,37
HJ-HI	1MW	0,52	-0,56	2,44	0,52	-0,56	2,42	0,52	-0,56	2,42
	3,5MW	1,76	-2,12	2,43	1,77	-2,08	2,42	1,78	-2,08	2,42
	7MW	3,50	-4,51	2,43	3,57	-4,32	2,41	3,59	-4,29	2,41
	10MW	4,93	-6,58	2,42	5,07	-6,15	2,40	5,11	-6,10	2,40
Tr. HI (VVN)	1MW	-0,01	0,01	2,40	0,95	-1,02	2,40	0,95	-1,02	2,40
	3,5MW	-0,02	0,03	2,40	3,23	-3,78	2,39	3,24	-3,77	2,39
	7MW	-0,05	0,07	2,40	6,50	-7,82	2,37	6,55	-7,78	2,37
	10MW	-0,07	0,10	2,40	9,24	-11,15	2,35	9,31	-11,06	2,35
Baterie	1MW	0,95	-1,03	-0,03	0,96	-1,03	0,00	0,96	-1,03	0,00
	3,5MW	3,23	-3,89	-0,03	3,29	-3,79	0,00	3,29	-3,79	0,00
	7MW	6,45	-8,27	-0,03	6,67	-7,79	-0,01	6,67	-7,78	-0,01
	10MW	9,07	-12,08	-0,04	9,51	-11,03	-0,01	9,51	-11,01	-0,01
Vertex (VN)	1MW	-0,01	0,01	2,29	-0,02	0,02	2,29	-0,01	0,01	2,29
	3,5MW	-0,03	0,03	2,29	-0,06	0,07	2,29	-0,02	0,03	2,29
	7MW	-0,05	0,07	2,29	-0,12	0,14	2,29	-0,05	0,06	2,29
	10MW	-0,07	0,10	2,29	-0,17	0,20	2,29	-0,07	0,09	2,29



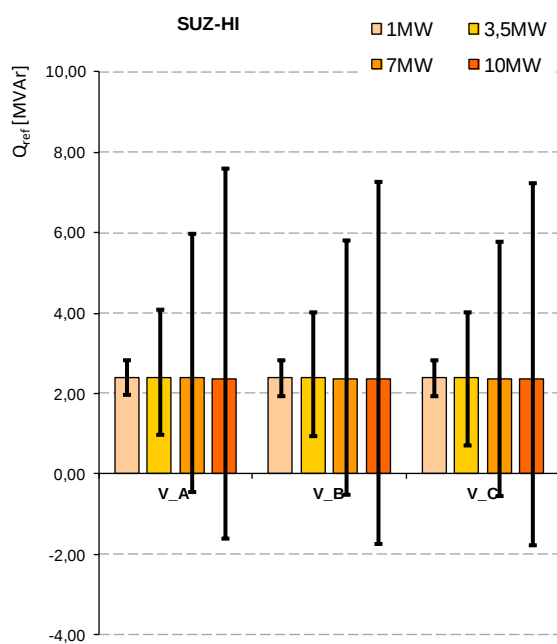
Obr. 9-1: Rozsah regulace Q větve SO 22kV



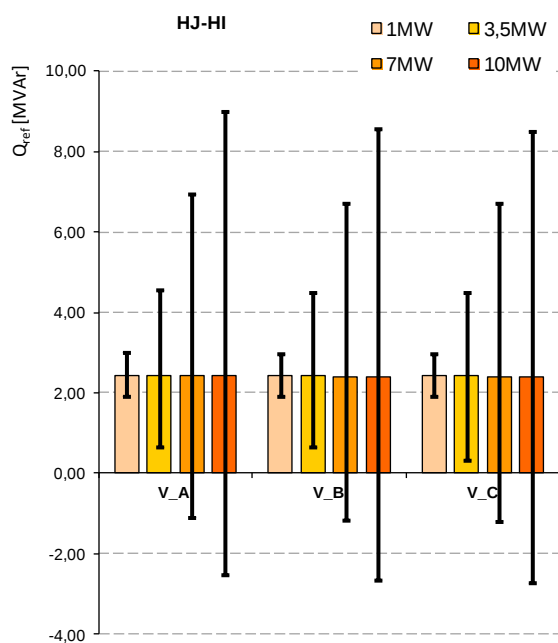
Obr. 9-2: Rozsah regulace Q vývodu 110kV OS



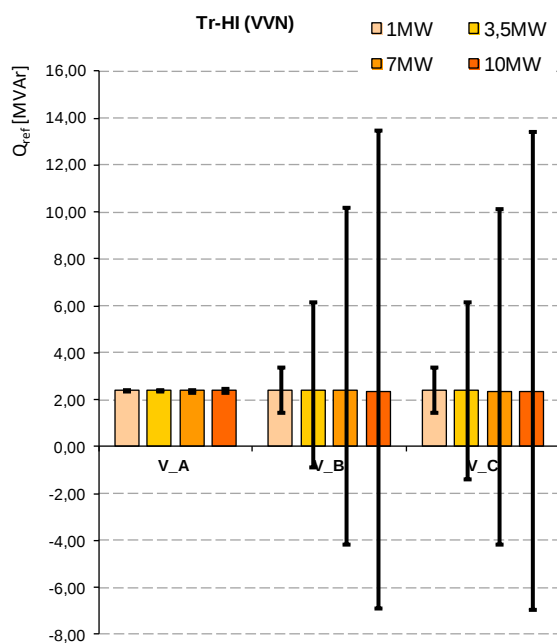
Obr. 9-3: Rozsah regulace Q vývodu 110kV HB



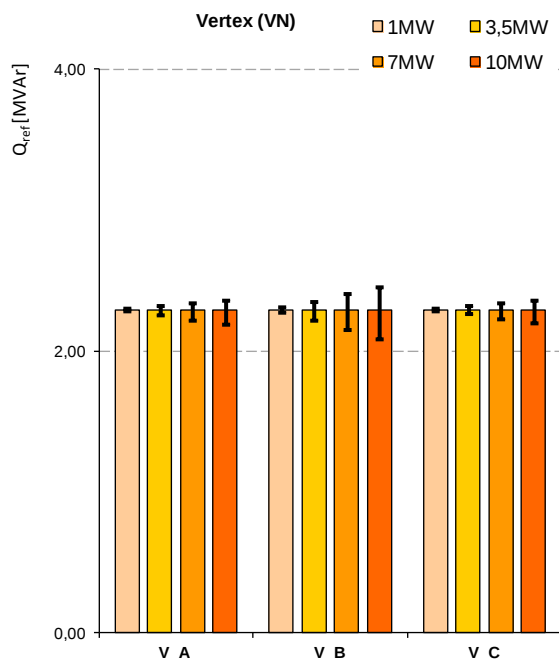
Obr. 9-4: Rozsah regulace Q větve SUZ-HI



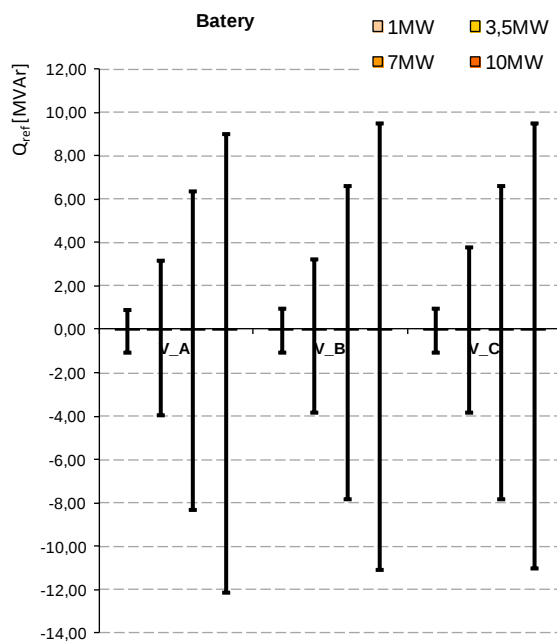
Obr. 9-5: Rozsah regulace Q větve HJ-HI



Obr. 9-6: Rozsah regulace Q větve Tr-HI (VVN)



Obr. 9-7: Rozsah regulace Q vývod Vertex (VN)



Obr. 9-8: Rozsah regulace Q vývod baterie

9.1 Zhodnocení

Pro symetrickou kompenzaci jalového výkonu lze použít kteroukoliv z variant zapojení bateriového systému. K úrovni potřebné kompenzace je nutné přizpůsobit výkon systému a je rovněž nutné přihlídnout k regulačnímu rozsahu Q měniče a ztrátám tak, aby v určeném místě bylo dosaženo požadovaného kompenzačního výkonu. V respektovaných případech vyvedení výkonu dosahoval bateriový systém třífázového kompenzačního výkonu viz Tab. 9-1:

Vyvedení do úrovně VVN: 0,95 MVar (1MW); 3,23 MVar (3,5 MW); 6,45 MVar (7 MW); 9,07 MVar (10 MW)

Vyvedení do úrovně VN: 0,96 MVar (1MW); 3,29 MVar (3,5 MW); 6,67 MVar (7 MW); 9,51 MVar (10 MW)

Zásadním rozdílem mezi jednotlivými způsoby vyvedení výkonu je dopad kompenzace na průchozí výkon transformátoru 110/22 kV. Z pohledu kompenzace Q výkonu přenášeného přes tento transformátor je variantní řešení V_A nejméně vhodné (Obr. 9-6), naopak **V_B je nejvhodnější, jelikož dokáže efektivně omezit zatížení Q výkonem i na transformátoru 110/22kV**, což přispěje jak ke snížení ztrát na tomto transformátoru, tak zejména i k navýšení přenosové schopnosti činného výkonu (odložení investic apod.)

9.1.1 Asymetrická regulace Q

Pokud by byl požadavek na jednofázovou (asymetrickou) kompenzaci Q, tak podobně jak tomu bylo u regulace napětí, je nutné respektovat způsob zapojení blokových transformátorů pro vyvedení výkonu. S ohledem na možnosti zapojení jednotlivých vinutí a způsob provozu VN soustavy je neefektivnějším řešením využití varianty V_A, přičemž jsou všechna vinutí zapojena do hvězdy a měniče systému jsou schopny asymetricky regulovat dodávaný výkon. V případě, kdy je alespoň jedno vinutí zapojeno do trojúhelníka (varianta V_C, případně modifikovaná V_B), lze použít asymetrickou regulaci jen částečně, jelikož vlivem zapojení vinutí dojde k rozkladu výkonu/proudu tak, aby netočivá složka byla nulová, což značně komplikuje efektivní asymetrickou regulaci Q.

9.1.2 Kompenzace Q- kapacita bateriového systému

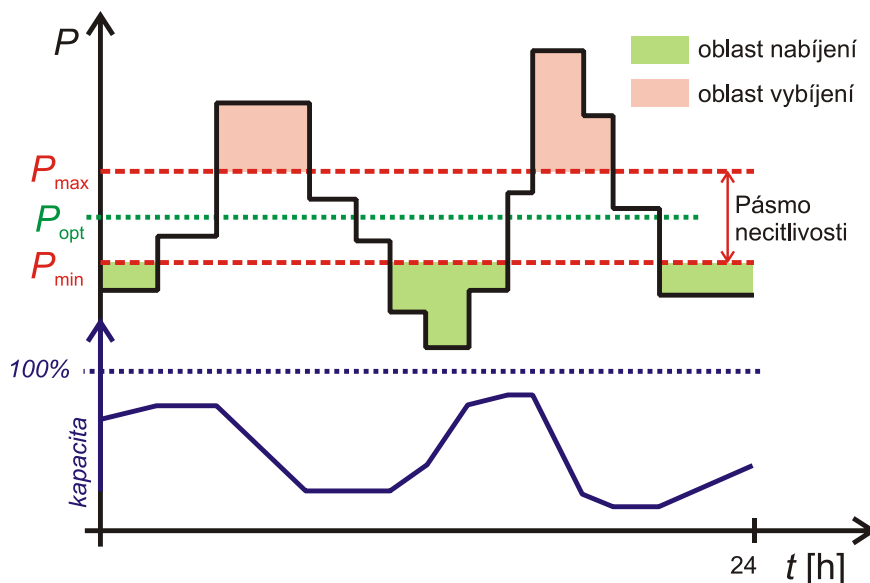
Pro kompenzaci jalového výkonu lze předpokládat čtyř-kvadrantovou regulaci měničů bateriového systému, tzn. během regulace Q může systém průběžně přecházet ze stavu vybíjení do stavu nabíjení. Pokud bude měnič disponovat úplnou regulací Q bez omezení $\tan \phi$ v rámci všech čtyřech kvadrantů, jak

je uvedeno na Obr. 4-1, bude z bateriového systému odebírat pouze energii, která je potřebná pro napájení a krytí ztrát v měničích během této regulace (lze uvažovat výkon 1 až 20 % z výkonu kompenzačního). Z pohledu maximální doby trvání lze dosáhnout i nepřetržité doby trvání kompenzace, pokud systém bude pracovat v režimu nabíjení, kdy jsou tyto ztráty a energie potřebná na provoz systému hrazena ze sítě. V tomto režimu je však nutné respektovat omezení regulačního výkonu Q , která se odvíjí od potřebného P výkonu a typu měniče, např. na hodnotu cca 80 % jak udává P/Q diagram Obr. 4-1. Minimální odebíraný výkon z bateriového systému, který je zapotřebí pro plnění cíle regulace Q musí tedy vždy vycházet z použitého měniče, jeho možností regulace (resp. PQ charakteristiky) a ztrát. Z těchto konkrétních skutečností s přihlédnutím k disponibilní kapacitě bateriového systému následně vychází i maximální doba možné aplikace kompenzace jalového výkonu.

10 Analýza využití baterie pro omezení přetížení sítě

Z pohledu studie je tato problematika chápána jako snaha využít bateriový systém pro vyrovnaní diagramu zatížení tak, aby bylo optimalizováno zatížení soustavy a bylo zamezeno přetěžování jednotlivých prvků distribuční soustavy. Z pohledu současných problémů se jedná zejména o oblasti s hustou penetrací OZE, které mohou zapříčinit značné výkyvy výkonů během denního diagramu zatížení např. přetoky výkonů do nadřazené soustavy v okamžiku nízké spotřeby a dobrých podmínek pro výrobu el. energie z OZE a značné zatížení či krátkodobé přetížení v okamžicích denního maxima a nízké výroby z OZE (oblačnost, bezvětří apod.), případně u výkonných odběrů s velkým výkyvem zatížení. Z tohoto pohledu spočívá přínos bateriového systému v regulaci činného výkonu dle aktuálního stavu zatížení tak, aby maximálně využil své kapacity při vybíjení během momentů s vysokým zatížením a nabíjení během momentů s nízkým zatížením soustavy. Vzhledem k tomu, že regulace P je základní regulační schopností měničů, lze pro tuto službu využít většinu bateriových systémů se symetrickou či nesymetrickou regulací výkonu. Klíčovým parametrem pro posouzení přínosu systému v této oblasti je jeho výkon a disponibilní kapacita, která musí být posouzena s ohledem na konkrétní diagram zatížení. Na základě rozboru charakteristického diagramu zatížení pak lze posoudit, do jaké míry je schopen bateriový systém tento diagram vyrovnat.

Poslední, avšak nanejvýš důležitou oblastí, která musí být pro korektní zhodnocení přínosu bateriového systému zohledněna, je způsob provádění optimalizace zatížení řídicím systémem. Obecně lze předpokládat, že optimalizace zatížení může být realizována sofistikovanými algoritmy, které mapují diagramy zatížení v určeném místě a adaptivně volí vybíjecí a nabíjecí režim tak, aby byl plně využit akumulací potenciál bateriového systému. Na druhou stranu, lze využít i velmi jednoduchý regulační mechanismus, kdy je například udržována oblast optimálního zatížení za pomoci pásma necitlivosti a předdefinované hystereze. V tomto případě závisí přínos systému na vhodnosti nastavení těchto parametrů tak, aby bateriový systém byl schopen pokrýt v plném rozsahu kladné i záporné odchylky činného výkonu, přičemž jeho kapacita byla maximálně využita, jak je naznačeno na Obr. 10-1.



Obr. 10-1: Příklad optimalizace zatížení s využitím bateriového systému

Další možností, jak optimalizovat zatížení/přetížení distribuční soustavy je využití kompenzace zatěžujícího Q výkonu dle kapitoly 9, a to v kombinaci s řízením P výkonu.

10.1 Regulační rozsah P výkonu ve vybraných místech sítě

Pro posouzení přínosu uvažovaných variant bateriového systému je, s ohledem na výše uvedené, nutné stanovit maximální regulační rozsah činného výkonu v místech, pro která má být optimalizace zatížení prováděna.

Schopnost regulace průchozího činného výkonu s využitím jednotlivých variant bateriového systému je prezentována na základě testovací sítě, jejíž konkrétní konfigurace a parametry jsou uvedeny v kapitole 6. Pro vzájemného posouzení jednotlivých variant je uvažována pouze symetrická regulace činného výkonu, která je jednoduše zvládnutelná všemi třemi uvažovanými variantami zapojení systému

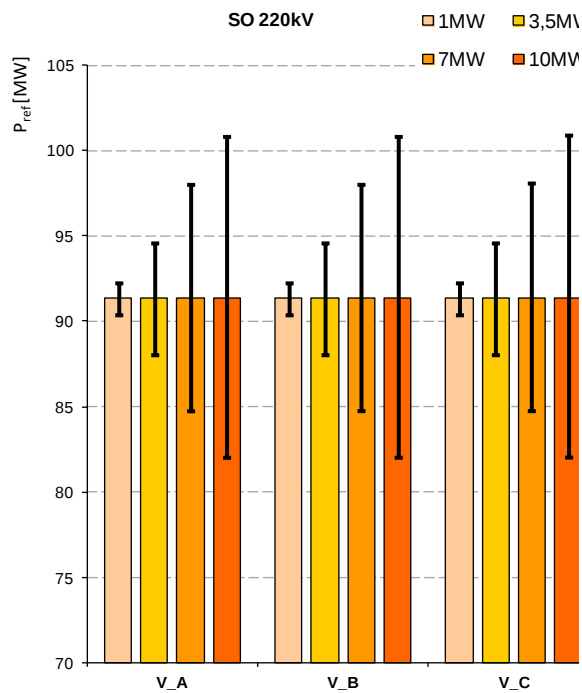
(V_A, V_B a V_C). Na obrázku Obr. 9-1 je uvedeno přehledové schéma sítě s naznačenými úseky pro které byl vyhodnocen regulační rozsah P .

Vlastní vyhodnocení možnosti regulace průchozího činného výkonu bylo provedeno pouze ve vybraných úsecích testovací sítě. Možný regulační rozsah jednotlivých typů bateriového systému je dobře patrný z Tab. 10-1, kde sloupec ΔP_+ vyjadřuje maximální dodávku činného výkonu (vybíjení) bateriovým systémem o různém výkonu (v daném případě udává míru možné kompenzace P) a ΔP_- vyjadřuje naopak maximální odběr (vybíjení systému).

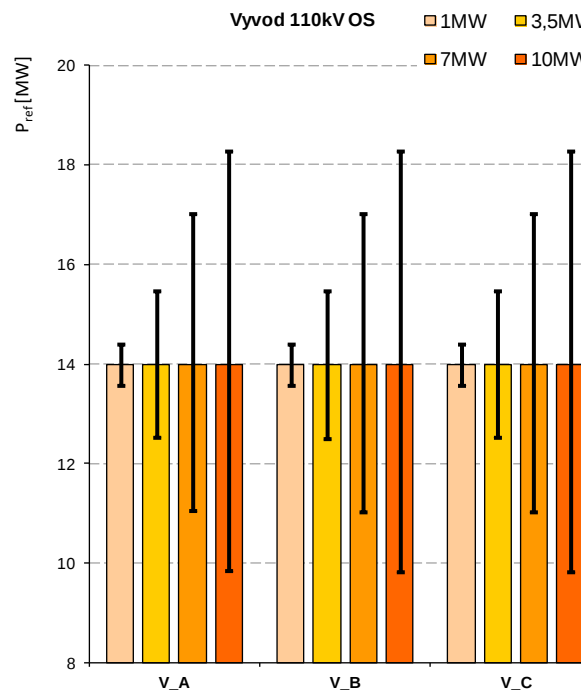
Možnost symetrické regulace průchozího činného výkonu v jednotlivých částech testovací sítě je dobře patrná z Obr. 10-2 až Obr. 10-9, kde je naznačen možný regulační rozsah jednotlivých variant zapojení bateriového systému, při respektování uvažovaných výkonů 1 MW, 3,5 MW, 7 MW a 10 MW.

Tab. 10-1: Maximální regulační rozsah P ve vybraných větvích testovací sítě (- odběr P)

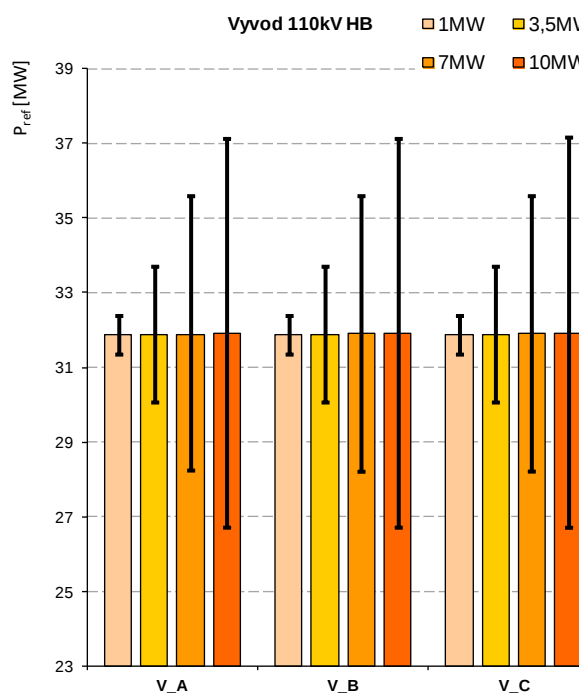
Hodnoty jsou uvedeny v třífázovém výkonu		V_A			V_B			V_C		
		ΔP_+	ΔP_-	P_{ref}	ΔP_+	ΔP_-	P_{ref}	ΔP_+	ΔP_-	P_{ref}
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
SO 220kV	1MW	0,94	-0,90	91,36	0,95	-0,90	91,36	0,95	-0,90	91,36
	3,5MW	3,30	-3,27	91,36	3,30	-3,26	91,36	3,30	-3,28	91,36
	7MW	6,59	-6,68	91,36	6,60	-6,68	91,37	6,60	-6,71	91,37
	10MW	9,32	-9,45	91,37	9,35	-9,48	91,37	9,34	-9,53	91,37
Vyvod OS	1MW	0,43	-0,41	13,99	0,43	-0,41	13,99	0,43	-0,41	13,99
	3,5MW	1,48	-1,47	13,99	1,48	-1,47	13,99	1,48	-1,48	13,99
	7MW	2,94	-3,02	13,99	2,96	-3,02	13,99	2,95	-3,03	13,99
	10MW	4,15	-4,27	14,00	4,18	-4,28	14,00	4,17	-4,30	14,00
Vyvod HB	1MW	0,52	-0,50	31,89	0,52	-0,50	31,89	0,52	-0,50	31,89
	3,5MW	1,83	-1,81	31,89	1,83	-1,81	31,89	1,83	-1,81	31,89
	7MW	3,65	-3,70	31,89	3,66	-3,70	31,89	3,66	-3,72	31,89
	10MW	5,17	-5,23	31,89	5,18	-5,24	31,89	5,18	-5,27	31,89
SUZ-HI	1MW	0,42	-0,39	13,81	0,42	-0,39	13,81	0,42	-0,40	13,81
	3,5MW	1,44	-1,43	13,81	1,45	-1,43	13,81	1,44	-1,44	13,81
	7MW	2,88	-2,93	13,81	2,89	-2,93	13,81	2,89	-2,94	13,81
	10MW	4,07	-4,15	13,82	4,09	-4,15	13,82	4,09	-4,17	13,82
HI-HI	1MW	0,53	-0,50	5,71	0,53	-0,50	5,71	0,53	-0,50	5,71
	3,5MW	1,82	-1,81	5,71	1,82	-1,81	5,71	1,82	-1,81	5,71
	7MW	3,63	-3,69	5,71	3,64	-3,69	5,71	3,64	-3,70	5,71
	10MW	5,13	-5,22	5,71	5,16	-5,23	5,71	5,15	-5,25	5,71
Tr. HI (VVN)	1MW	0,00	0,00	7,35	0,96	-0,91	7,35	0,96	-0,91	7,35
	3,5MW	0,00	0,00	7,35	3,30	-3,27	7,35	3,30	-3,28	7,35
	7MW	0,00	0,00	7,35	6,58	-6,70	7,36	6,57	-6,72	7,36
	10MW	0,00	0,00	7,35	9,31	-9,49	7,36	9,30	-9,52	7,36
Baterie	1MW	0,88	-1,02	0,00	0,87	-1,02	0,00	0,88	-1,02	0,00
	3,5MW	3,08	-3,77	-0,01	3,08	-3,76	-0,01	3,09	-3,76	-0,01
	7MW	6,18	-7,98	-0,01	6,20	-7,90	-0,01	6,21	-7,90	-0,01
	10MW	8,74	-11,47	-0,02	8,79	-11,31	-0,02	8,80	-11,32	-0,02
Vertex (VN)	1MW	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00	7,31
	3,5MW	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00	7,31
	7MW	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00	7,31
	10MW	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00	7,31	0,00	0,00	7,31



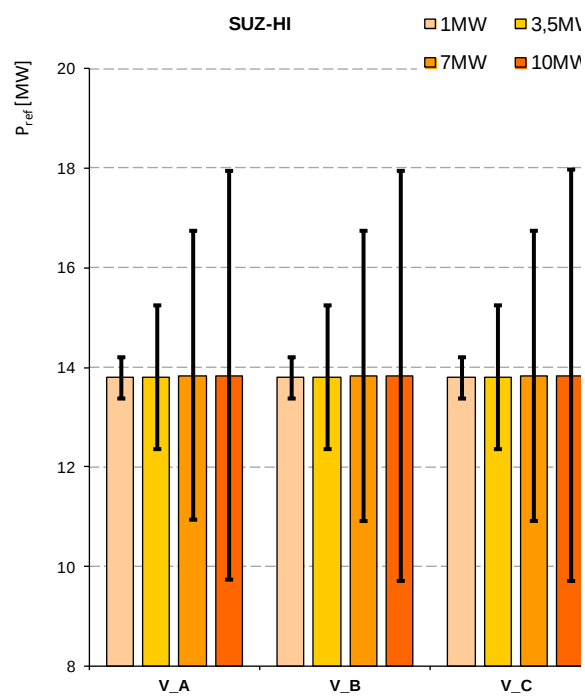
Obr. 10-2: Rozsah regulace P větve SO 22kV



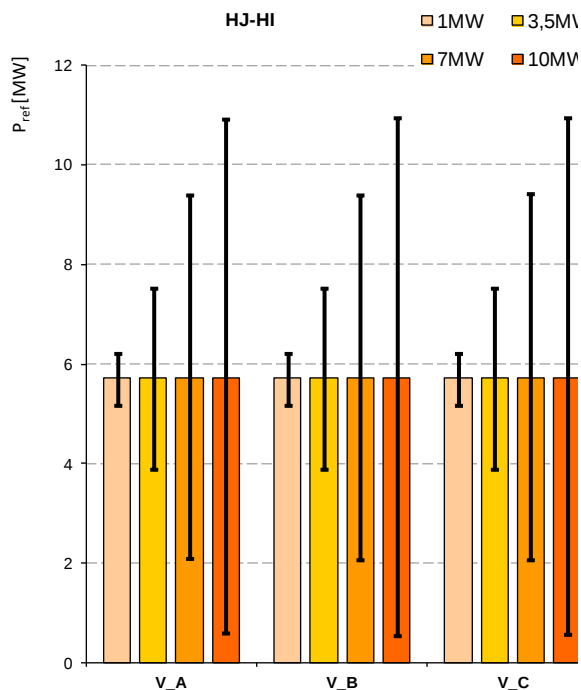
Obr. 10-3: Rozsah regulace P vývodu 110kV OS



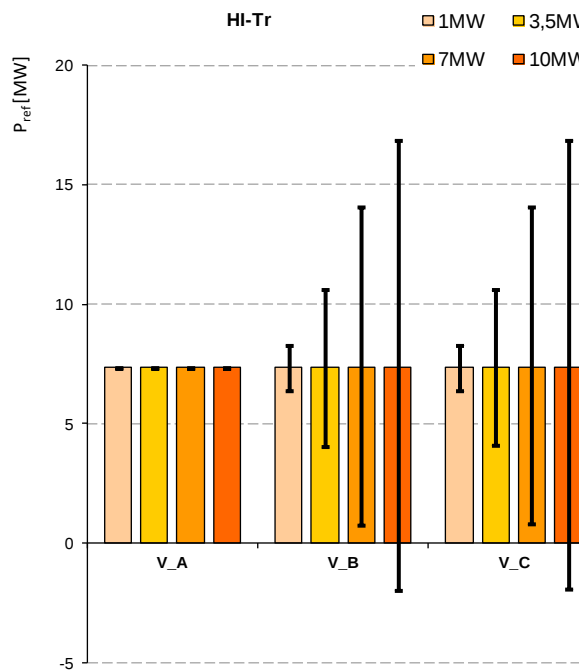
Obr. 10-4: Rozsah regulace P vývodu 110kV HB



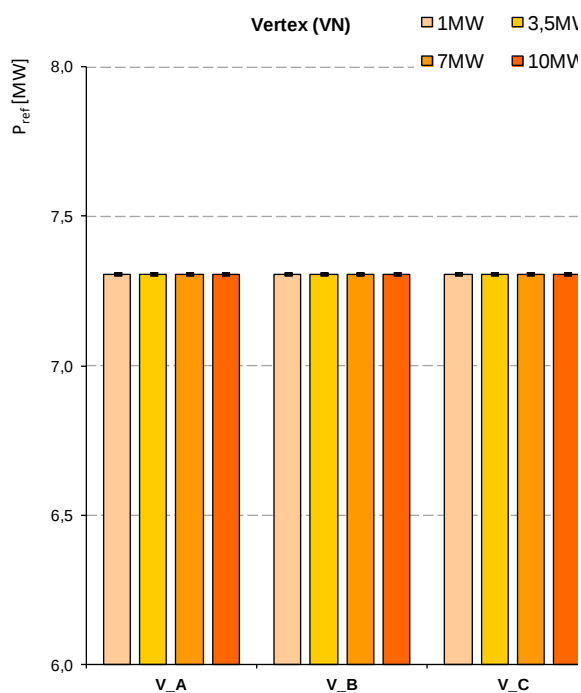
Obr. 10-5: Rozsah regulace P větve SUZ-HI



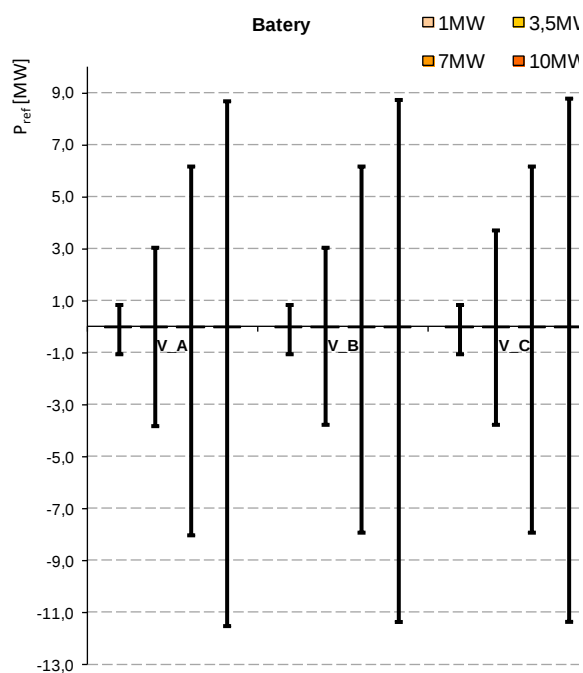
Obr. 10-6: Rozsah regulace P větve HJ-HI



Obr. 10-7: Rozsah regulace P větve Tr-HI (VVN)



Obr. 10-8: Rozsah regulace P vývod Vertex (VN)



Obr. 10-9: Rozsah regulace P vývod baterie

10.2 Zhodnocení

Pro optimalizaci zatížení lze použít kteroukoliv z variant zapojení bateriového systému. Z pohledu regulace toku činného výkonu je nutné přihlédnout vždy k možnému rozsahu regulace P v místě, kde je zatížení optimalizováno. Maximální regulační rozsah je pro jednotlivá řešení a vybraná místa uveden v

Tab. 10-1. Regulátor pak musí být nastaven tak, aby potřebný regulační výkon s rezervou nepřekračoval potřebný kladný i záporný regulační výkon. Z pohledu optimalizace diagramu zatížení, je velmi důležité zohlednit vlastní řídicí mechanismus měničů, z jehož funkce vychází efektivita plnění této služby. Regulátor bateriového systému musí být nastaven tak, aby byl systém schopen pokrýt v plném rozsahu kladné i záporné odchylky činného výkonu a současně jeho kapacita byla maximálně využita, jak je naznačeno na Obr. 10-1.

Z pohledu variantního řešení bateriového systému je nejvhodnějším způsobem připojení varianta V_B (vyvedení výkonu do soustavy 22kV), která jako jediná umožňuje optimalizovat také zatížení transformátoru 110/22 kV a to s regulačním rozsahem třífázového činného výkonu: +0,87/-1,02 MW (1MW); +3,08/-3,76 MW (3,5 MW); +6,2/-7,9 MW (7 MW); +8,8/-11,3 MW (10 MW).

Vzhledem k omezenému výkonu bateriového systému je nejvhodnější uplatnit funkci optimalizace zatížení především na prvcích, které jsou vůči bateriovému systému zapojeny radiálně. V jiných případech dochází díky větvení sítě k přirozenému přerozdělení výkonu a efektivita vlivu bateriového systému na regulaci napětí je značně nižší, jak dokládá Tab. 10-1 (větvě HJ-HI, SUZ-HI). Z pohledu testovací sítě lze tak díky okružnímu zapojení sítě 110kV nejefektivněji optimalizovat zatížení zejména na transformátoru 110/22kV.

Součástí funkce optimalizace zatížení by měla rovněž být i kompenzace Q, která by měla doplňovat regulaci výkonu tak, aby byla lépe využita disponibilní kapacita. S ohledem na minimální požadavky odebírané energie z bateriového systému během Q regulace, by kompenzace přenášeného výkonu měla být základní službou, která je doplněna o P regulaci dle dostupné kapacity systému.

10.2.1 Asymetrická regulace P

Pokud by byl požadavek na jednofázovou (asymetrickou) regulaci P, tak podobně jak bylo komentováno již dříve, je nutné respektovat způsob zapojení blokových transformátorů pro vyvedení výkonu. S ohledem na možnosti zapojení jednotlivých vinutí a způsob provozu VN soustavy je nejefektivnějším řešením využití varianty V_A, přičemž jsou všechna vinutí zapojena do hvězdy a měniče systému jsou schopny jednofázově regulovat dodávaný výkon. V případě, kdy je alespoň jedno vinutí zapojeno do trojúhelníka (varianta V_C, případně modifikovaná V_B), lze použít asymetrickou regulaci jen částečně, jelikož vlivem zapojení vinutí dojde k rozkladu výkonu/proudu tak, aby přenášená netočivá složka byla nulová, což značně komplikuje efektivní asymetrickou regulaci P.

10.2.2 Optimalizace zatížení - kapacita bateriového systému

Kapacita bateriového systému pro optimalizaci zatížení musí být zvolena na základě diagramu zatížení prvku pro který je optimalizace plánována. Vyšší kapacita baterie však obecně umožní lépe vyrovnat diagram zatížení, respektive zrovnoměnit přenášený výkon.

11 Analýza akumulace jako zdroje pro krizové řízení

Elektrizační soustava je systém velmi citlivý na správnou funkci a požadovanou interakci jeho jednotlivých prvků, které na sebe úzce navazují a vzájemně se ovlivňují. Vzhledem k tomu, že elektřinu nelze skladovat, musí být soustavně udržována rovnováha mezi výrobou a spotřebou. Elektrizační soustava jako celek musí kontinuálně zabezpečovat požadavky na zajištění, v čase se měnící, velikosti spotřeby elektřiny. V rámci provozu se mohou vyskytnout události, které mohou způsobit poškození nebo ztrátu funkce některého či několika prvků a vést k haváriím regionálního nebo celostátního charakteru.

Havárie velkého rozsahu mohou přesáhnout reálné možnosti provozovatelů daného systému zajistit okamžité obnovení provozu nebo si mohou vyžádat odstavení systému a způsobit tak krizovou situaci v zásobování odběratelů elektrickou energií. Riziko vzniku sekundárních krizových situací je v takovém případě značné.

Postupy pro řešení krizových situací jsou definovány v dokumentu s názvem „Typový plán pro řešení krizové situace narušení dodávek elektrické energie velkého rozsahu“, který zpracovalo Ministerstvo průmyslu a obchodu. Pro oblast energetiky jsou definovány požadavky na mimořádné zdroje následovně:

- v rámci elektroenergetiky se jedná o tzv. systémové a podpůrné služby zajišťované na smluvním základě, havarijní služby a havarijní zásoby,
- náhradní stacionární nebo mobilní zdroje elektrické energie,
- pohonné hmoty ze státních hmotných rezerv pro zajištění provozu náhradních zdrojů elektrické energie,
- věcné zdroje podle reálné situace (v souladu s Metodikou vyžadování věcných zdrojů za krizové situace a Systémem koordinace využití dostupných věcných zdrojů potřebných k řešení krizové situace – schváleno usnesením vlády č. 345 ze dne 10. dubna 2003).

V případě nastalé krizové situace jsou zaváděna provozovatelem soustavy regulační opatření, spočívající ve snížení výkonu odebíraného odběratelem v souladu s vyhlášenými stupni omezování spotřeby a přerušením dodávky elektřiny tím, že se odpojí odběrná zařízení odběratele provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy od jeho zařízení nebo jsou vypnuty části zařízení pro přenos nebo distribuci či omezena dodávka elektřiny na nulovou hodnotu v souladu s vypínacím a frekvenčním plánem.

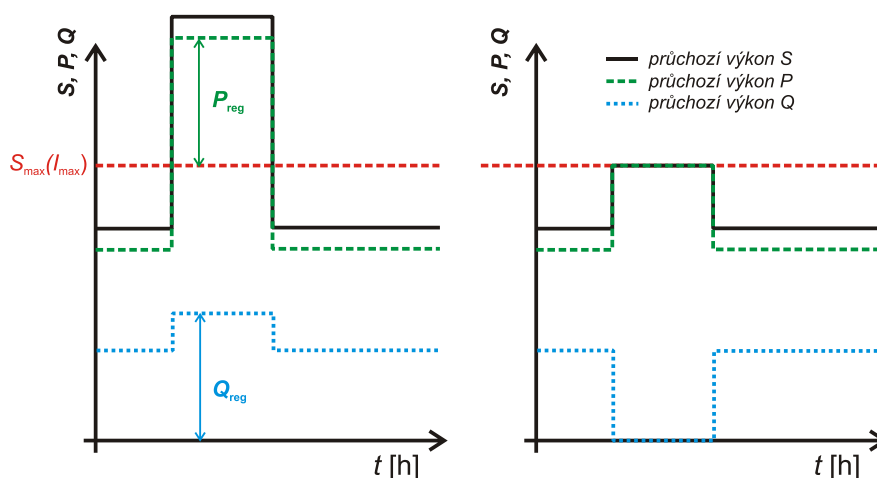
Hlavní strategie obnovy je založena na možnosti rychle získat elektrickou energii od svých zahraničních partnerů. V této strategii je využíváno skutečnosti, že ES ČR se řadí svou polohou mezi tzv. vnitřní síť. Existuje tedy elektrické propojení na všechny okolní energetické společnosti. Tato propojení pomocí 10 vedení 400 kV a 6 vedení 220 kV umožňují obnovit napájení ze zahraničí. Tento způsob obnovy předpokládá, že okolní společnosti nebudou zasaženy vzniklou poruchou a poskytnutý výkon neohrozí stabilitu jejich soustavy.

Pro obnovu ES ČR bez závislosti na zahraničních partnerech, jsou zpracovány způsoby obnovení provozu s využitím tuzemských zdrojů. Základním zdrojem využívaným k tomuto účelu jsou v ČR vodní elektrárny, které pro své obnovení provozu nepotřebují vnější napájení.

Jak již bylo uvedeno v kapitole 3.5, lze s využitím vhodně navrženého akumulačního systému poskytnout základní potřebnou energii pro opětovné spuštění synchronních generátorů (jejich budičů), s následným provozem ostrovní části sítě, která bude následně použita jako základ pro obnovení dalších částí ES. Systém by tedy měl být navržen tak, aby umožnil především napájení vlastní spotřeby výroby určené pro stabilní chod ostrovní oblasti. Samotný akumulační systém by pro tento účel musel splnit především požadavek na udržení napětí a frekvence ostrova v dovolených mezích, a to v celém průběhu rozběhu velkých spotřebičů.

12 Analýza využití baterie jako náhrady distribuční kapacity

V rámci této části je posuzován přínos bateriového systému v oblasti odložení investic na posílení přenosové schopnosti prvků distribuční soustavy. Cílem je tedy posoudit využití zejména v oblasti omezení či zamezení přetížení jednotlivých prvků tak, aby byl možný jejich další provoz bez nutnosti výměny či posílení přenosové kapacity. Tato problematika tedy přímo vychází z kapitoly 10, jejíž cílem bylo vyrovnat/optimalizovat diagram zatížení s využitím regulace činného a případně i jalového výkonu (kapitola 9). Výsledkem podobné regulace je rovněž omezení přetížení prvků distribuční soustavy, nicméně lze zde spatřovat určitý rozdíl v prioritách řízení P a Q, kde při využití baterií pro omezení přetížení je způsob řízení měničů značně jednodušší, jelikož není nutné predikovat diagram zatížení pro optimalizaci nabíjecího a vybíjecího cyklu s ohledem na kapacitu baterie, jak bylo popsáno v kapitole 9. Pokud se bude předpokládat, že jediným cílem bateriového systému je zamezení přetížení vybraného prvku distribuční soustavy, lze měnič řídit na základě maximálního (mezního) zatížení $S_{\max}$, nebo korektněji proudu $I_{\max}$. Regulátor pak musí udržovat zatížení daného prvku pod touto hodnotou s využitím P a Q regulace, a to v kombinaci či jednotlivě (PQ, P případně Q). Na obrázku níže je zobrazen příklad PQ regulace, kde v případě překročení $S_{\max}$ ($I_{\max}$) je zcela kompenzován přetok Q výkonu a přenášený výkon P pak kompenzován na maximální úroveň $S_{\max}$ ($I_{\max}$).



Obr. 12-1: Příklad využití bateriového systému k zamezení přetížení

Volba regulačního kritéria (PQ, P případně Q regulace) musí být vždy zvolena s ohledem na očekávané úrovně průchozích výkonů P a Q . Parametry bateriového systému pak musí zohledňovat potřebné regulační výkony P_{reg} a Q_{reg} , které jsou určeny na základě očekávaného diagramu zatížení (maximálních průchozích výkonů P a Q , a doby trvání očekávaného přetížení při respektování budoucího vývoje zatížení.

12.1 Návrh parametrů bateriového systému

Vlastní návrh parametrů bateriového systému musí vycházet z diagramu zatížení P a Q výkonu, respektive očekávaného přetížení, které respektuje budoucí vývoj zatížení v horizontu provozu bateriového systému. Na základě tohoto diagramu zatížení (přetížení) pak lze s určitou rezervou stanovit potřebný výkon bateriového systému a jeho kapacitu.

Potřebný výkon systému:

Potřebný výkon bateriového systému lze vyčíslit na základě potřebného regulačního výkonu P_{reg} a Q_{reg} vycházejícího z diagramu zatížení, jak je naznačeno na Obr. 12-1, kde minimální výkon bateriového systému je dán jako $0,1 \cdot \sqrt{P_{\text{reg}}^2 + Q_{\text{reg}}^2}$ s uvažováním 10% rezervy. Dále je nutné zohlednit výkonová omezení, která jsou dána PQ charakteristikou použitých měničů.

Potřebná kapacita systému:

Pro volbu minimální potřebné kapacity systému je nutné rovněž zohlednit diagram zatížení, tzn. zejména dobu trvání přetížení a dobu do dalšího přetížení tak, aby měl systém dostatečnou disponibilní kapacitu pro plné pokrytí oblasti přetížení a dostatečný čas pro nabití baterií na úroveň, která je dostatečná pro pokrytí dalšího přetížení. Pro tento návrh je možné vycházet z potřebného výkonu odebíraného z baterií

$P_{gen} = P_{reg} + 0,2 \cdot Q_{reg}$, pokud je uvažováno s 20% ztrátami při regulaci Q, které jsou hrazeny z bateriového systému (pro konkrétní návrh je vždy nutné zohlednit parametry vybraného bateriového systému). Výsledná kapacita baterie lze pak určit z doby trvání přetížení t a proměnlivého regulačního výkonu P_{gen} odebíraného z baterie navýšeného o účinnost systému a rezervu $\int_0^t \mu \cdot (P_{reg}(t) + 0,2 \cdot Q_{reg}(t)) dt$.

12.2 Zhodnocení

Jako opatření proti přetížení prvků na hladině 110kV lze použít kteroukoliv z variant zapojení bateriového systému. Pro regulaci toku činného a jalového výkonu je nutné přihlídnout vždy k možnému rozsahu regulace v místě kontroly přetížení. **Z pohledu variantního řešení bateriového systému je nejvhodnějším způsobem připojení varianta V_B** (vyvedení výkonu do soustavy 22kV), která jako jediná umožňuje efektivní kontrolu přetížení transformátoru 110/22 kV. S ohledem na výsledky případové studie a při respektování parametrů testovací soustavy lze redukcí P a Q zatížení transformátoru provádět v rozsahu:

Maximální redukce přenášeného třífázového činného výkonu přes transformátor 110/22kV je do úrovně: 0,96 MW (1MW); 3,3 MW (3,5 MW); 6,58 MW (7 MW); 9,31 MW (10 MW)

Maximální redukce přenášeného jalového výkonu přes transformátor je do úrovně: 0,95 MVar (1MW); 3,23 MVar (3,5 MW); 6,5 MVar (7 MW); 9,24 MVar (10 MW)

Pro případ redukce přetížení na vedení distribuční soustavy jsou relevantní data uvedena v tabulkách Tab. 10-1 a Obr. 9-1.

Vzhledem k omezenému výkonu bateriového systému je nejvhodnější uplatnit funkci optimalizace zatížení především na prvcích, které jsou vůči bateriovému systému zapojeny radiálně. V jiných případech dochází díky větvení sítě k přirozenému přerozdělení výkonu a efektivita vlivu bateriového systému na regulaci zatížení je značně nižší, jak dokládá Tab. 10-1 (větve HJ-HI, SUZ-HI). Z pohledu testovací sítě lze tak díky okružnímu zapojení sítě 110kV neefektivněji kontrolovat přetížení zejména na transformátoru 110/22kV.

Pro objektivní posouzení přínosu této služby je nutné respektovat vícenásobky, které jsou spojené s provozem baterií, jako je snížení životnosti, dodatečné ztráty a díky výkonové elektronice zvýšená pravděpodobnost poruchy bateriového systému, která může vést k nebezpečnému přetížení kontrolovaného prvku a následnému odpojení/výpadku. Dále je nutné respektovat také snížení životnosti kontrolovaného prvku vlivem vysokého zatížení pohybujícího se na úrovni dovoleného zatížení. V případě výměny, resp. navýšení přenosové kapacity prvku by naopak došlo ke snížení ztrát, snížení pravděpodobnosti poruchy a snížení provozních nákladů. Další nevýhodou je nutnost předimenzování bateriového systému z důvodu předpokladu růstu zatížení, což může mít za následek vyšší investiční náklady, než v případě navýšení přenosové kapacity nového prvku.

13 Analýza možnosti omezení mikrovýpadků v síti

Jelikož z vlastního principu regulace napětí (viz kapitola 7) nelze posuzovaný bateriový systém využít pro překlenutí mikrovýpadků, je tato část zaměřena zejména na posouzení schopnosti bateriového systému překlenout krátkodobé poklesy napětí způsobené zejména zkraty v nadřazené distribuční soustavě. Doba těchto poklesů je závislá na nastavení vývodových ochran a automatiky OZ, obecně lze předpokládat tuto dobu vypnutí/trvání poklesu v rozsahu od 100 ms až do cca 500 ms. Druhým důležitým parametrem charakterizujícím pokles napětí je jeho hloubka, ta závisí zejména na místě poruchy a odporu poruchy. Obecně lze rozlišit dva případy:

a) porucha na vývodu 110kV s připojeným bateriovým systémem:

V tomto případě dosahuje hloubka poklesu napětí hodnoty blízké se 100 % (závisí na konfiguraci sítě, místě a odporu poruchy), doprovázená krátkodobým přerušením napětí vlivem úspěšného OZ nebo výpadkem. Příklad hloubky poklesů v případě testovací soustavy je uveden v Tab. 13-1.

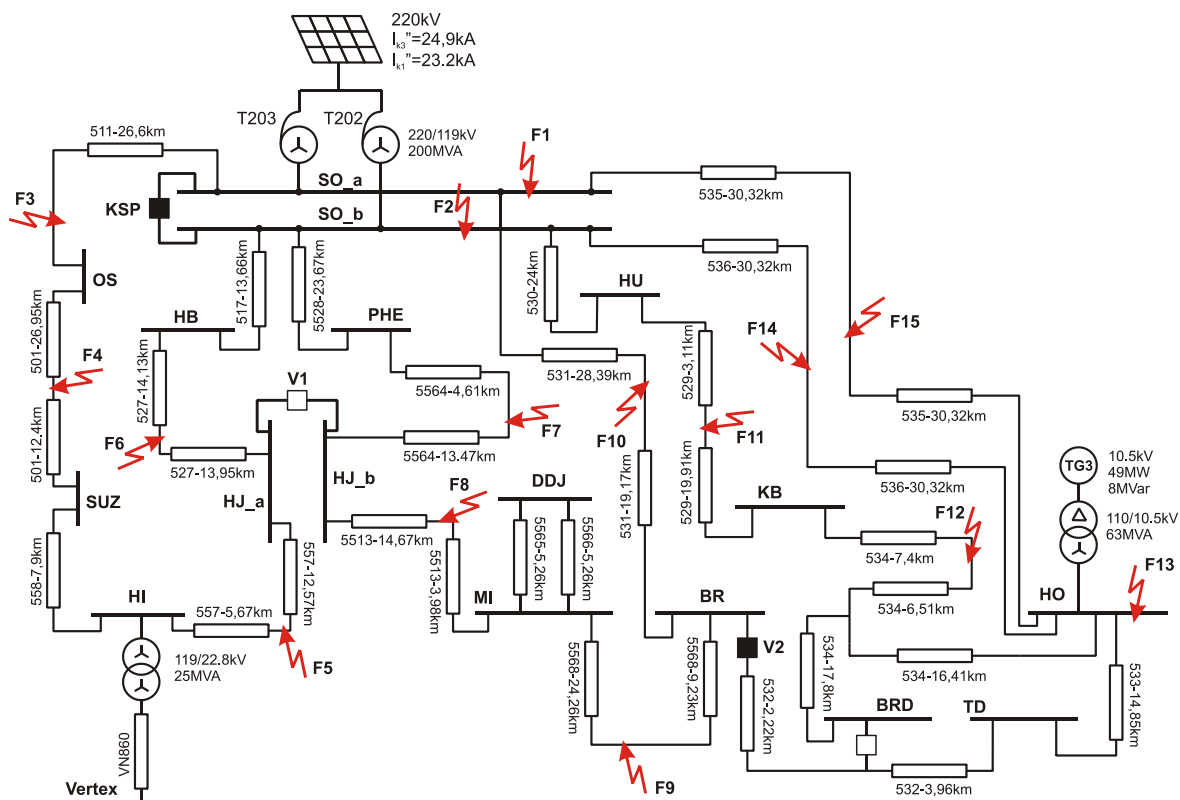
Poklesy napětí a následné mikrovýpadky či přerušení při těchto poruchách proto nelze s využitím způsobu regulace založeném na proudovém zdroji omezeného výkonu (viz. kapitola 7) nijak regulovat. Jedinou možností je tak využití jiných nápravných prostředků, které jsou založeny zejména na principu dvojité konverze (UPS), jak je popsáno v kapitole 13.2.2.

b) porucha na jiných vývodech soustavy 110kV

V těchto případech je hloubka poklesu napětí závislá na konkrétním místě poruchy, přičemž nejhorším případem je porucha v blízkosti napájecí rozvodny 110 kV, kdy hloubka poklesu napětí dosahuje úrovně blízké se 100 %. V jiných případech bude tato hodnota daná zbytkovým napětím, resp. impedancí mezi místem poruchy a napájecí rozvodnou. Z výše uvedeného důvodu je tedy pro korektní posouzení přínosu bateriového systému nutné zmapovat hloubku poklesů napětí způsobenou poruchami ve vybrané distribuční soustavě.

13.1 Určení hloubky poklesu napětí způsobeného zkraty

Pro zhodnocení potřebného regulačního výkonu pro regulaci poklesu napětí byly v celkem patnácti místech testovací soustavy F1 - F15 (Obr. 13-1) simulovány jednofázové kovové zkraty. Jednotlivá místa poruchy byla vybrána tak, aby rozdělovala jednotlivé kruhy po cca 20 % celkové impedance daného kruhu. Pro obdržení napěťových poklesů bylo uvažováno s dobou **trvání poruchy 100 ms**, která odpovídá času do vypnutí vedení s poruchou působením ochran.



Obr. 13-1: Místa respektovaných poruch v testovací síti

13.1.1 Výpočet napěťového poklesu

Pro vyčíslení maximálního napěťového poklesu byly vždy odečteny fázové efektivní hodnoty napětí v rozvodně 110 kV a 22 kV Vertex v ustáleném stavu před poruchou a minimální hodnota napětí během poruchového stavu trvajících 100 ms. Pro účel finálního zhodnocení a prezentace jsou použity procentuální hodnoty poklesu napětí, které jsou vypočteny na základě vzorce

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_C - U_F}{U_C} \cdot 100,$$

kde U_C je efektivní hodnota fázového napětí v příslušné rozvodně před poruchou (provozní napětí) a U_F je minimální efektivní hodnota fázového napětí zaznamenaného během daného poruchového stavu v téže rozvodně.

Hodnoty fázových napětí před poruchou a procentuální poklesy napětí v jednotlivých fázích během jednotlivých zkratů v místech F1 až F15 jsou pro rozvodnu HI 110kV a rozvodnu Vertex 22kV uvedeny v tabulce níže.

Tab. 13-1: Poklesy napětí v rozvodně HI vlivem jednofázové poruchy

	L1-G	Provoz	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	F11	F12	F13	F14	F15
Vertex 22kV	L1	12,9kV	67,5%	67,5%	34,5%	36,9%	43,5%	38,9%	16,6%	12,9%	16,4%	19,4%	17,8%	16,0%	27,8%	19,1%	19,1%
	L2	12,9kV	12,5%	12,5%	8,2%	8,1%	8,9%	8,5%	5,0%	4,0%	5,0%	6,0%	5,6%	5,1%	8,2%	6,0%	6,0%
	L3	12,9kV	14,7%	14,7%	8,1%	9,0%	10,7%	9,4%	3,4%	2,7%	3,3%	3,8%	3,5%	3,1%	5,5%	3,7%	3,7%
HI 110kV	L1	67,9kV	99,6%	99,6%	65,5%	77,6%	93,7%	76,8%	24,1%	18,3%	22,5%	27,5%	25,4%	21,5%	35,5%	26,5%	26,5%
	L2	67,9kV	1,2%	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	1,0%	1,5%	1,3%	1,1%	1,7%	3,5%	1,4%	1,4%
	L3	67,9kV	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,4%	0,7%	0,6%	0,5%	1,0%	2,7%	0,9%	0,9%

Tab. 13-2: Poklesy napětí v rozvodně HI vlivem dvoufázové poruchy

	L1-L2-G	Provoz	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	F11	F12	F13	F14	F15
Vertex 22kV	L1	12,9kV	66,9%	66,9%	47,8%	52,8%	58,0%	53,9%	23,9%	19,0%	22,3%	26,0%	24,5%	21,5%	30,7%	25,0%	25,0%
	L2	12,9kV	67,3%	67,3%	52,6%	55,5%	58,4%	54,8%	27,8%	22,4%	26,7%	31,9%	30,3%	26,8%	37,5%	31,2%	31,2%
	L3	12,9kV	34,1%	34,1%	14,1%	14,4%	17,0%	15,8%	7,0%	5,4%	7,1%	8,4%	7,6%	7,0%	14,1%	8,4%	8,4%
HI 110kV	L1	67,9kV	99,4%	99,4%	67,2%	78,8%	94,0%	77,8%	27,9%	21,7%	25,7%	30,9%	28,9%	24,7%	36,4%	29,6%	29,6%
	L2	67,9kV	99,4%	99,4%	69,3%	80,1%	94,4%	78,9%	30,7%	24,4%	29,0%	34,8%	32,9%	28,6%	40,7%	33,7%	33,7%
	L3	67,9kV	1,0%	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	1,1%	1,9%	1,6%	1,3%	2,3%	6,3%	2,0%	2,0%

Tab. 13-3: Poklesy napětí v rozvodně HI vlivem třífázové poruchy

	L1-L2-L3-G	Provoz	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	F11	F12	F13	F14	F15
Vertex 22kV	L1	12,9kV	99,8%	99,8%	70,4%	80,8%	94,5%	79,6%	33,3%	26,6%	31,3%	37,0%	35,1%	30,7%	42,0%	35,8%	35,8%
	L2	12,9kV	99,6%	99,6%	70,4%	80,7%	94,5%	79,5%	33,4%	26,6%	31,4%	37,2%	35,2%	30,8%	42,1%	35,9%	35,9%
	L3	12,9kV	99,6%	99,6%	70,4%	80,8%	94,5%	79,5%	33,4%	26,7%	31,5%	37,2%	35,2%	30,8%	42,2%	35,9%	35,9%
HI 110kV	L1	67,9kV	99,8%	99,8%	70,3%	80,7%	94,5%	79,5%	33,1%	26,4%	31,1%	36,8%	34,9%	30,5%	41,8%	35,6%	35,6%
	L2	67,9kV	99,7%	99,7%	70,3%	80,7%	94,5%	79,5%	33,2%	26,5%	31,3%	37,0%	35,1%	30,6%	42,0%	35,8%	35,8%
	L3	67,9kV	99,7%	99,7%	70,4%	80,7%	94,5%	79,5%	33,3%	26,6%	31,4%	37,1%	35,1%	30,7%	42,0%	35,8%	35,8%

13.2 Zhodnocení

Jak vyplývá z Tab. 13-1, Tab. 13-2 a Tab. 13-3, hloubka poklesů napětí vyvolaná jedno, dvou a třífázovým zkratem se pro uvažovaná místa poruchy pohybuje v rozmezí 13 - 42 %. Vzhledem k maximálnímu přípustnému regulačnímu rozsahu napětí na úrovni VN, který se blíží 3 % při využití bateriového systému V_B 10 MW (Obr. 7-3), **nelze uvažovaný bateriový systém využít pro redukci napěťových poklesů či mikrovýpadků v distribuční soustavě.**

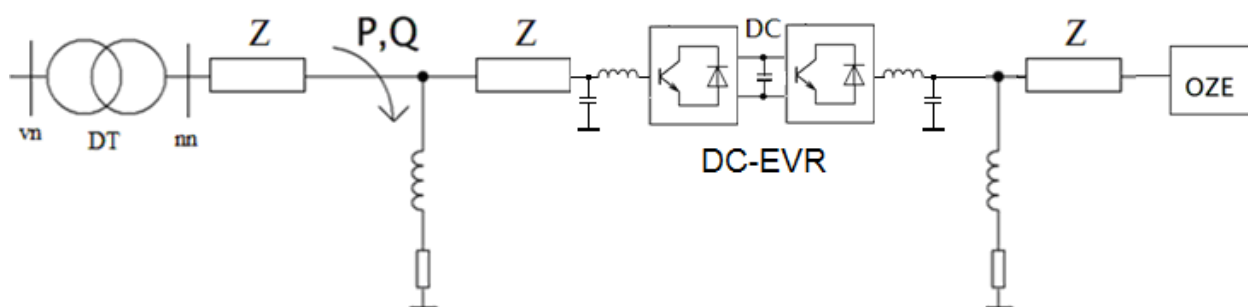
13.2.1 Reakční časy systému při regulaci krátkodobých poklesů a mikrovýpadků

Pokud přehlédneme nedostačující regulační schopnost napětí, která je značně omezena uvažovanou zkratovou impedancí do místa připojení bateriového systému, je dalším podstatným a mnohdy limitujícím faktorem celková reakční doba systému, která je dána časem potřebným pro měření, přenos, zpracování, vyhodnocení a vlastní regulaci změny napětí měniči. Pokud vyjdeme z informací uvedených v 4.6, že typická reakční doba celého systému je 20-500 ms, v případě P/Q regulace potom 10-500 ms, je zřejmé, že úplné překlenutí krátkodobého poklesu není běžně používanými bateriovými systémy zcela možné. Je zde tedy nutné počítat vždy s poklesem napětí, který je dán vlastní reakční dobou systému a zpožděním nutným pro měření a zpracování dat. **Z tohoto důvodu je nutné zohlednit citlivost spotřebičů na hloubku poklesu a dobu jejich trvání,** tzn. zhodnotit, zda daná reakční doba dokáže zamezit výpadku spotřebičů v dané oblasti. Dalším nebezpečím, které je nutné vzít v potaz, je

vznik případného přepětí, které vznikne po odpojení poruchy (zotavení napětí na provozní hodnotu). Lze předpokládat, že úroveň přepětí bude úměrná kompenzovanému poklesu napětí o době trvání odpovídající reakčnímu času.

13.2.2 Možná řešení s využitím bateriového systému

Pravděpodobně nejvhodnějším využitím bateriového systému pro plnění této systémové služby je zapojení s využitím systému s dvojitou konverzí (DC-EVR - Electronic Voltage Regulator), do jehož DC obvodu by se připojila bateriová jednotka (Obr. 13-2). Toto provedení by dokázalo kompenzovat nejen napěťové poklesy a přerušení, ale i harmonické zkreslení, flickr, nesymetrii, řídit tok P/Q výkonu apod. Tento elektronický regulátor napětí s dvojitou konverzí je topologicky podobný UPS s tím, že běžně není požadavek na zajištění nepřerušovaného napájení zátěže a tak DC obvod standardně neobsahuje akumulaci. Na druhou stranu je nezbytné umožnit obousměrný tok výkonu, proto i vstupní měnič musí být plně říditelný. Oba měniče buď ve funkci pulsního usměrňovače nebo střídače jsou řízeny PWM a umožňují tak regulovat DC napětí i výstupní napětí. Dvojitá konverze provádí oddělení vstupní a výstupní části sítě s možností volby výstupních parametrů dle potřeby. Měnič musí být dimenzovaný na celý průchozí výkon a pro případ poruchy může být vybaven elektronickým bypassesem. Konstrukce tohoto typu regulátoru je velice citlivá na environmentální provozní parametry a je určena pro vnitřní prostory.



Obr. 13-2: Elektronický regulátor napětí s dvojitou konverzí

Další možností je například využití systému DVR, který je popsán v kapitole 7.3.

14 Poskytování podpůrných služeb

14.1 Požadavky na regulaci soustavy (Regulační a systémové možnosti)

Podpůrné služby (PpS) jsou definovány podle [17] takto: „Podpůrné služby jsou prostředky pro zajištění systémových služeb (SyS). Jsou definovány jako činnosti fyzických nebo právnických osob pro zajištění provozování elektrizační soustavy a pro zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny. Pomocí PpS je možno korigovat rozdíly mezi odběrem a výrobou, a to změnami spotřeby či výkonů výroby.

Jedná se zejména o tyto služby:

- Primární regulaci činného výkonu a frekvence (PR),
- Sekundární regulaci činného výkonu a frekvence (SR),
- Terciální regulaci činného výkonu a frekvence (TR),
- Sekundární regulaci napětí a jalového výkonu (SRUQ),
- Rychle startující 10-ti minutová záloha (QS10),
- Rychle startující 15-ti minutová záloha (QS15),
- Dispečerská záloha (DZt),
- Změna zatížení (ZZ30),
- Snížení výkonu (SV30),
- Schopnost ostrovního provozu (OP),
- Schopnost startu ze tmy (BS).

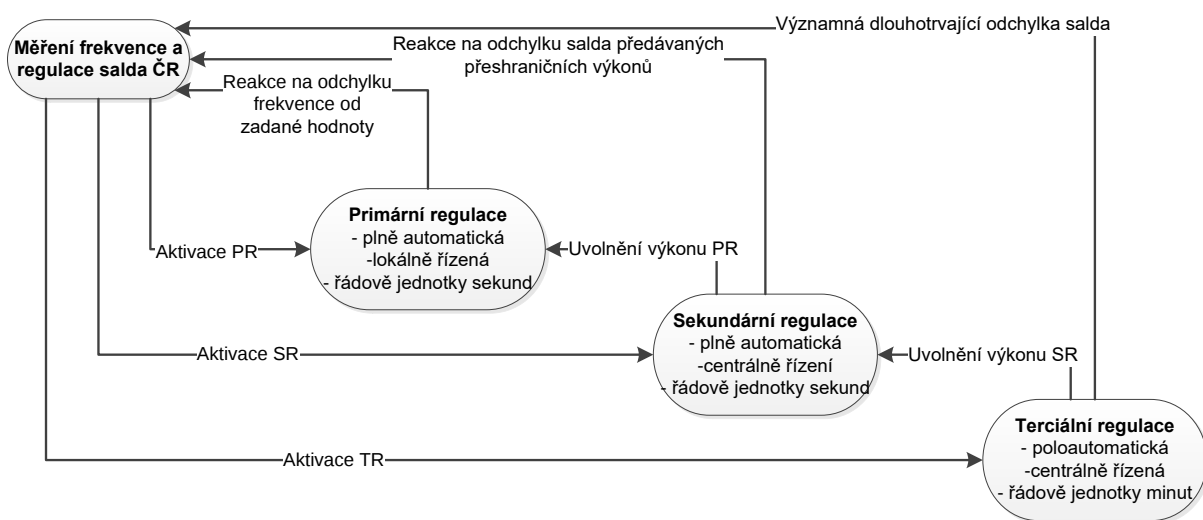
Další rozdělení podpůrných služeb můžeme definovat i podle druhu smlouvy s provozovatelem přenosové soustavy (ČEPS):

- Zajištěné skrze přímé smlouvy s poskytovatelem:
 - Snížení výkonu do 30 minut,
 - sekundární regulace U/Q,
 - schopnost provozu v ostrovním provozu,
 - start ze tmy,
 - snížení výkonu MSV
 - redispečink nebo rekonfigurace výkonu mezi elektrárnami.
- Zajištěné na základě výběrového řízení:
 - Primární regulace,
 - sekundární regulace,
 - terciální regulace,
 - rychle startující 5 minutová záloha
 - rychle startující 10 minutová záloha,
 - rychle startující 15 minutová záloha,
 - dispečerská záloha.

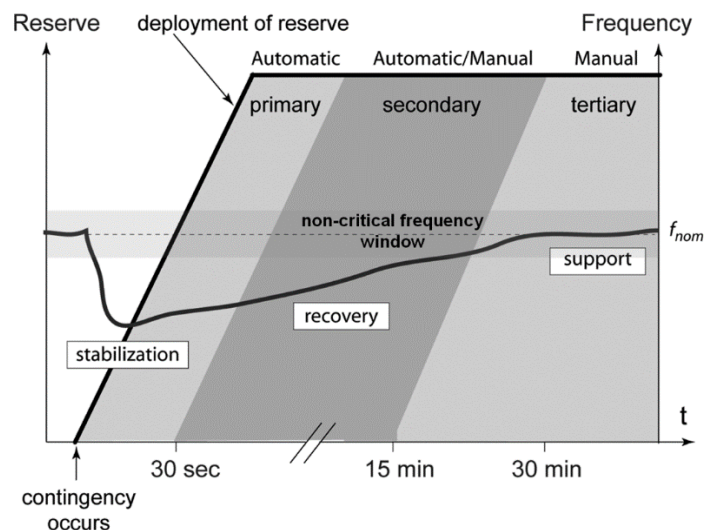
Přehled těchto služeb uceleně poskytuje tabulka 14-1 na straně 64.

Tab.14-1: Přehled podpůrných služeb regulace [21] [23] :

Udržování kvality elektřiny	Udržování souhrnné výkonové zálohy	Primární regulace f bloku (PR)
	Sekundární regulace napětí a jalového výkonu	Sekundární regulace U/Q (SR U/Q)
	Sekundární regulace f a P	Sekundární regulace P bloku (SR)
Udržování výkonové rovnováhy	Terciální regulace výkonu	Vltava (VSR)
		Rychle startující 10/15-ti minutová záloha (QS)
		Terciální regulace P bloku (TR)
		Dispečerská záloha 30-ti minutová (30)
		Snížení výkonu (SV30)
		Vltava (VSR)
	Zajištění dispečerské zálohy	Změna zatížení (ZZ30)
		Dispečerská záloha (DZ)
	Obstarání regulační energie	Změna zatížení (ZZ30)
		Dodávka RE ze zahraničí
Obnovování provozu	Obnovování provozu	Přímý nákup RE na vyrovnávacím trhu
		Havarijní výpomoc
Dispečerské řízení	Dispečerské řízení	Schopnost ostrovního provozu (OP)
		Schopnost startu ze tmy (BS)



Obr. 14-1: Principiální schéma řízení elektrizační soustavy [23]



Obr. 14-2: Časová dispozice jednotlivých pásem regulace a rozdělení na automatickou a manuální (dispečerskou) [24]

14.2 Primární regulace frekvence bloku

Primární regulace frekvence f bloku (PR) je lokální automatická funkce zajišťovaná obvody primární regulace, spočívající v přesně definované změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty.

Velikost požadované změny výkonu bloku v závislosti na odchylce frekvence sítě je určena statikou primární regulace f . Pro tuto regulaci musí být v rámci výkonového rozsahu bloku trvale vyčleněna primární regulační záloha. Její velikost závisí na technologických vlastnostech bloku a požadavcích PPS. Provozovatel bloku musí zajistit uvolnění požadované regulační zálohy bloku v primární regulaci do 30 sekund od okamžiku vzniku výkonové nerovnováhy [17].

14.3 Sekundární regulace výkonu bloku (SR)

Sekundární regulace výkonu P bloku (SR) je proces změny hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku, tak jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Kvalita této podpůrné služby je posuzována podle velikosti nabízeného rozsahu a rychlosti zatěžování.

Podpůrná služba SR výkonu bloku je zprostředkována pomocí změny požadované hodnoty regulátoru výkonu bloku.

Pro tuto regulaci musí být v rámci výkonu bloku vyčleněn výkon – sekundární regulační záloha, jejíž velikost závisí na technologických vlastnostech bloku. Celou velikost sekundární regulační zálohy musí být blok schopen realizovat do 10 minut od požadavku. Sekundární regulační záloha musí být symetrická podle bazového bodu. Principiálně jsou možná tři uspořádání [17]:

- Sekundární regulátor zasílá na regulační blok přímo požadovanou hodnotu činného výkonu.
- Sekundární regulátor zasílá na fiktivní blok sumární požadovanou hodnotu činného výkonu a tam je rozdělena řídicím systémem na jednotlivé bloky (na všechny nebo i na část provozovaných bloků).
- Sekundární regulátor zasílá na skupinu vodních elektráren se vzájemnou hydraulickou vazbou sumární požadovanou hodnotu činného výkonu, a ta ji přes svůj dispečink přerozdělí na jednotlivé bloky [17].

14.4 Minutová záloha 5 minutová

Jedná se o zařízení, připojená k ES ČR, obvykle elektrárenské bloky, která jsou do 5 minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopna poskytnout sjednanou regulační zálohu $RZMZ_{\pm}$. Minutovou zálohou se rozumí požadovaná změna výkonu, kladná nebo záporná, na svorkách poskytujícího zařízení.

Regulační minutová záloha kladná $RZMZ_{t+}$ může být realizována například: zvýšením výkonu bloku, odpojením čerpání (u PVE), nenajetím programovaného čerpání, odpojením odpovídajícího zatížení od ES ČR.

Minimální velikost minutové regulační zálohy $RZMZ_t$ pro $t=5$ u jednoho bloku, případně zařízení je 30 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Maximální výkon zařízení, určuje ČEPS, a.s. Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování 5minutové regulační zálohy $RZMZ_5$, jsou 4 hodiny a to i v případě aktivace této služby na konci intervalu její rezervace [17].

14.5 Minutová záloha 15 minutová kladná

Jedná se o zařízení, připojená k ES ČR, obvykle elektrárenské bloky, která jsou do 15 minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopna poskytnout sjednanou regulační zálohu $RZMZ_{t\pm}$. Minutovou zálohou se rozumí požadovaná změna výkonu, kladná nebo záporná, na svorkách poskytujícího zařízení.

Regulační minutová záloha kladná $RZMZ_{t+}$ může být realizována například: zvýšením výkonu bloku, odpojením čerpání (u PVE), nenajetím programovaného čerpání, odpojením odpovídajícího zatížení od ES ČR.

Minimální velikost minutové regulační zálohy $RZMZ_t$ pro $t=15$ jednoho bloku, případně zařízení je 10 MW. Maximální výkon zařízení je 70 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Doba aktivace služby není omezena [17].

14.6 Minutová záloha 15 minutová záporná

Jedná se o zařízení, připojená k ES ČR, obvykle elektrárenské bloky, která jsou do 15 minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopna poskytnout sjednanou regulační zálohu $RZMZ_{t\pm}$. Minutovou zálohou se rozumí požadovaná změna výkonu, kladná nebo záporná, na svorkách poskytujícího zařízení.

Regulační minutová záloha záporná $RZMZ_{t-}$ může být realizována například: snížením výkonu bloku, připojením odpovídajícího zatížení k ES ČR.

Minimální velikost minutové regulační zálohy $RZMZ_t$ pro $t=15$ jednoho bloku, případně zařízení je 10 MW. Maximální výkon zařízení je 70 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Doba aktivace služby není omezena [17].

14.7 Snížení výkonu

Snížení výkonu (SV_{30}) je poskytováno na blocích, které jsou do 30 minut od povelu dispečera schopny snížení výkonu o předem sjednanou hodnotu nebo schopny plného odstavení. Služba je využívána pro snížení dodávky do ES a odregulování výkonové nerovnováhy při významné kladné odchylce v soustavě vzniklé nedodržením sjednaných diagramů v rozsahu přesahujícím možnost standardně určených velikostí PpS: SR a MZ_t.

Minimální velikost zálohy zajišťované od jednoho poskytovatele této PpS je 30 MW a minimální doba, po kterou musí být garantováno její využití po aktivaci dispečerem, je 24 hodin [17].

14.8 Sekundární regulace U/Q

Sekundární regulace U/Q (SRUQ) je automatická funkce využívající celý smluvně dohodnutý regulační rozsah jalového výkonu bloků pro udržení zadané velikosti napětí v pilotních uzlech ES, která také rozděljuje vyráběný jalový výkon na jednotlivé stroje.

Tato regulace musí mít schopnost spolupracovat s prostředky terciární regulace napětí a jalových výkonů [17].

14.9 Schopnost ostrovního provozu

Schopnost ostrovního provozu (OP) je schopnost elektrárenského bloku pracovat do vydělené části vnější sítě, tzv. ostrova. Ostrovní provoz se vyznačuje velkými nároky na regulační schopnosti bloku. Tato schopnost je nezbytná pro předcházení a řešení stavu nouze. Vyznačuje se značnými změnami frekvence a napětí v souvislosti s tím, že blok pracuje do izolované části soustavy [17].

Požadavky na schopnosti bloku:

- přechod do ostrovního provozu
- ostrovní provoz

- opětovné připojení ostrova k soustavě
- dostupnost služby

14.10 Start ze tmy

Schopnost startu ze tmy je schopnost najetí bloku elektrárny bez podpory vnějšího zdroje napětí, schopnost dosažení daného napětí, možnost připojení k síti a jejího napájení v ostrovním režimu. Tato PpS umožňuje obnovení dodávky po úplném nebo částečném rozpadu soustavy (ztrátě napájení), kde základem cílem je uvést postiženou oblast do normálního provozního stavu v krátkém čase a bezpečným způsobem. Poskytovatel této PpS musí splňovat podmínky Kodexu PS včetně požadavků certifikace [17].

14.11 Vyrovnávací trh s regulační energií

Vyrovnávací trh (VT) je provozován operátorem trhu s elektřinou a plynem OTE, a.s. (OTE) ve spolupráci s ČEPS, a.s. Jediným nakupujícím je ČEPS, a.s. [17].

Předmětem obchodování je elektřina, kterou provozovatel přenosové soustavy využije k regulaci výkonové rovnováhy v elektrizační soustavě (ES) neboli dodávce regulační energie (RE). Důležitým rozdílem oproti nákupu podpůrných služeb (PpS) je zajištění RE bez nutnosti aktivace PpS poskytovaných certifikovanými bloky, čímž dochází k jejich šetření pro další regulaci ES.

Obchodování probíhá formou vývěsky, ke které účastníci trhu (tzv. registrovaní účastníci trhu - RÚT) přistupují prostřednictvím obchodního portálu OTE. Během obchodování RÚT zadávají nabídky nebo reagují na volné poptávky ČEPS. Obchodní transakce jsou specifikovány množstvím v MWh a cenou za energii v Kč/MWh.

Na VT se obchoduje jak kladná regulační energie (RÚT vyrobí nebo neodebere elektřinu), tak i záporná regulační energie (RÚT nevyrobí nebo odebere elektřinu) s místem dodávky v České republice. Obchodním intervalem je jedna hodina [17].

VT se otevírá 60 minut před hodinou dodávky, na kterou je RE obchodována a uzavírá se 30 minut před hodinou dodávky. Např. pro 10. obchodní hodinu (9:00 - 10:00) se trh otevírá v 8:00 hod. a uzavírá v 8:30 hod. Trh je v provozu 24 hodin denně 365 dní v roce.

Poptávka po regulační energii je vytvořena na základě predikce systémové odchylky z prediktorů provozovaných ČEPS. Způsob stanovení ceny regulační energie se řídí dle vyhlášky 541/2005 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona v platném znění [17].

14.12 Obecné podmínky pro podpůrné služby ES

Primární regulace má následující cenové a technické schéma [23] :

- Peněžní příjem pouze za rezervaci.
- Dodaná regulační energie je zcela zdarma.
- Je vhodná pro velké a rychlé bloky.
- Výhodné zejména z pohledu paušální platby za rezervaci výkonu.
- Nutné technické schopnosti poskytovat primární regulaci, které jsou podmíněny certifikací zdroje.
(v současné době jsou poskytovateli ČEZ, ALPIQ, Plzeňská energetika, Sokolovská uhelná, Dalkia, Plzeňská teplárenská).

Sekundární regulace má následující schéma [23] :

- Peněžní příjem pouze za rezervaci.
- Peněžní příjem za regulační energii (kladná přibližně 2500 Kč/MWh, záporná 1 Kč/MWh).
- Velmi vysoká pravděpodobnost aktivace a příjem za regulační energii.
- V případě elektráren jistý zisk za silovou elektřinu.
- Poskyvatelé – v současné době přibližně desítky.

Terciální regulace má následující schéma [23] :

- Peněžní příjem pouze za rezervaci.
- Peněžní příjem za regulační energii.
- Vhodné pro poskytovatele, kteří neuspějí ve výběrovém řízení na poskytovatele SR.

- Velmi vysoká cena regulační energie převyšující cenu za SR při kladné odchylce.
- Při záporné aktivaci dochází ke snížení palivových nákladů (pouze u elektráren).
- Stálý příjem za rezervaci s občasnou dodávkou regulační energie.
- Poskytovatelé – v současné době přibližně desítka.

14.13 Zhodnocení možností využití akumulátoru k poskytování podpůrných služeb ES

14.13.1 Podpůrná služba primární regulace

Primární regulace kmitočtu je automatická regulace zajišťována automatickými obvody primárních regulátorů. Jedná se o přesně definovanou změnu výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty.

Účelem primární regulace frekvence je tudíž zvýšení (snížení) výkonu a tím zastavení poklesu (vzrůstu) odchylky frekvence v časovém intervalu několika sekund. Matematicky tato odezva výkonu ΔP závisí na stacionární odchylce frekvence Δf od jmenovité hodnoty takto:

$$\Delta P = -\lambda \Delta f \text{ (MW, MW/Hz, Hz),}$$

kde

λ - je výkonové číslo regulační oblasti.

Vztah je možné také vyjádřit jako [20]:

$$\Delta P = -\frac{100 P_n}{\delta f_n} \Delta f$$

kde

ΔP ... požadovaná změna výkonu bloku (MW)

P_n ... nominální výkon bloku (MW)

Δf ... odchylka frekvence od zadané hodnoty (Hz)

δ ... statika primární regulace (%)

f_n ... zadaná frekvence (obvykle jmenovitá 50 Hz)

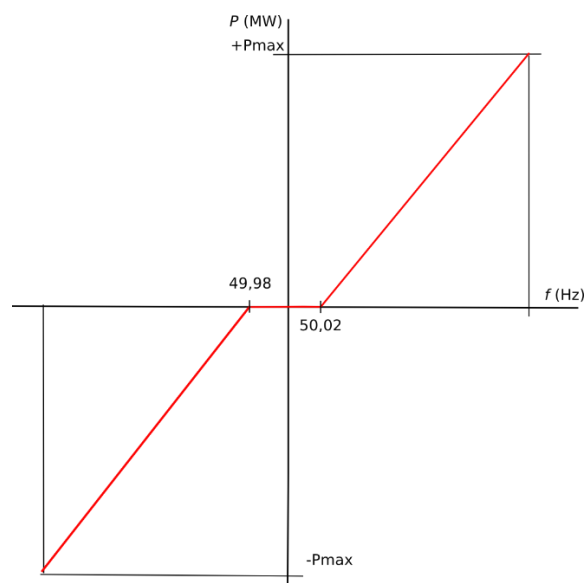
Výkonové zálohy pro primární regulace frekvence každé z regulačních oblastí se stanoví jako standard udávající, jak velký výpadek výkonu má být pokryt činností primární regulace frekvence.

Z hlediska primární regulace f je určující kodex ČEPS, ve kterém je uvedeno, že „regulační záloha vyčleněná na elektrárenském bloku poskytujícím podpůrnou službu primární regulace“ [21] (RZPR), musí zajistit následující podmínky:

- Poskytovatel podpůrných služeb (PpS) primární regulace f elektrárenského bloku musí zajistit uvolnění požadované RZPR do 30 sekund od okamžiku vzniku odchylky frekvence. Maximální velikost RZPR je uvolňována při změně kmitočtu o 200 mHz a pro bloky nad 300 MW je uvolňována při změně kmitočtu o 100 mHz.
- Z důvodu omezení vlivu výpadků elektrárenských bloků je maximální velikost RZPR od jednoho elektrárenského bloku 10 MW. Minimální velikost RZPR poskytovaná na jedno elekt. bloku je 3 MW, přičemž platí, že regulační rozsah primární regulace (RRPR) je $RRPR = 2 \times RZPR$.

Z výše uvedeného vyplývá, že možnost poskytovat podpůrnou službu primární regulace je možné za předpokladu, že statický zdroj akumulační energie lze považovat za elektrárenský blok („Nejmenší technologický soubor určený k výrobě elektrické energie. Tvoří uzavřený výrobní celek bez technologických závislostí na dalším výrobním zařízení“).

V oblasti $f = 49,98 - 50,02$ Hz je pásmo necitlivosti (hystereze). Mimo toto pásmo je regulátor nastaven na parametr λ (případně 0,1 MW/mHz pro disponibilní výkonovou mez $P_n = 10$ MW). Předpokládá se: citlivost regulátoru 1 mHz, doba měření 1 s (je průměrován průběh frekvence pěti po sobě jdoucích 200 ms oken, kde je v každém okně průměrováno 10 period), trvání regulačního zásahu 3 – 5 s.

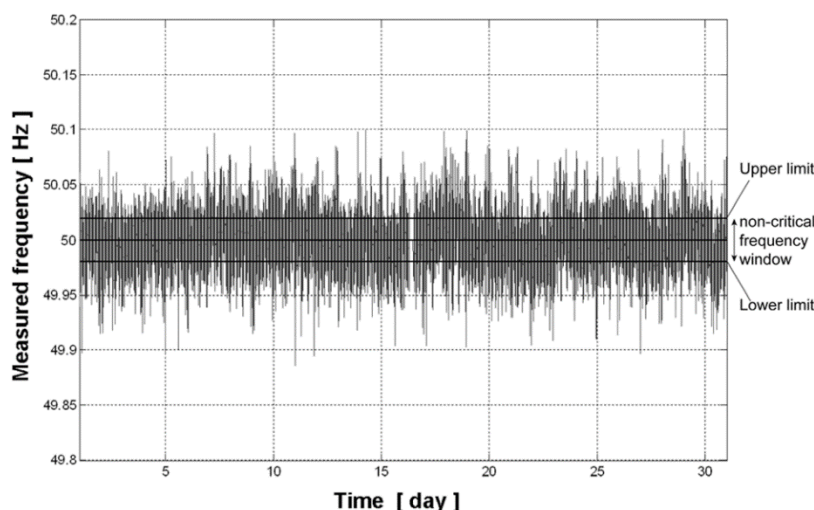


Obr. 14-3: Principiální schéma regulace primární regulace s pásmem necitlivosti

Velikost regulačního zásahu (kroku) závisí na výkonu akumulátoru a dostupné kapacitě. Pro primární regulaci (PR) u elektrochemických akumulátorů jsou zásadní následující parametry:

1. Průměrný počet nabíjení cyklů za den;
2. Celková účinnost baterie včetně pomocných zařízení η_{tot} ;
3. Průměrná teplota T_m baterie v provozu (maximální povolená teplota baterie T_{max} je 55 °C);
4. Maximální dosažitelný výkon (C-rate);
5. Akumulátorová frekvenční charakteristika λ (MW/Hz);
6. Předpokládaná životnost;
7. Nedostupnost racku baterie v důsledku SOC mimo provozní rozsah, nebo v důsledku T_m překračující maximální teplotu $T_{max} = 55$ °C, v procentech z celkové provozní doby.

Dále je nutné znát celkovou bilanci časové změny z režimu vybíjení do režimu nabíjení (pro VRFB akumulátory to je 30 – 40 ms, pro Li-ion 60-200 ms). Z těchto parametrů lze vyčíslit nákladovou charakteristiku PR.



Obr. 14-4: Znárodnění mezí hystereze u PR [24] .

Pokud by se akumulátor pohyboval v malých rozdílech SOC (stupeň nabití v %), lze vysledovat celkový počet cyklů u Li-ion akumulátoru na hodnotě až 30.000. U VRFB je celkový počet cyklů okolo 100.000. Pokud by docházelo k hlubokému vybití, počet cyklů se snižuje nelineárně a bude klesat životnost

akumulátoru. Podle [24] se životnost může pohybovat v rozmezí jednoho roku až 20 let právě v závislosti na výše uvedených bodech.

14.13.2 Podpůrná služba sekundární regulace

Podpůrná služba sekundární regulace je opět využívána na elektrárenských blocích. Na rozdíl od primární regulace kmitočtu je služba řízena pokyny z dispečinku ČEPS. Sekundární regulace P bloku je proces změny hodnoty výkonu bloku tak, jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Je zde využit algoritmus regulátoru ČEPS.

Samotný regulátor pracuje podle metody síťových charakteristik, která zajišťuje tzv. princip neintervence, což znamená, že způsobenou výkonovou nerovnováhu, projevující se změnou frekvence a odchylkou předávaných výkonů vyrovnává pouze postižená regulační oblast, kde výkonová nerovnováha vznikla. Regulační odchylka (značená písmenem G) se tedy vypočítá [22] :

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

kde ΔP je odchylka předávaných výkonů od plánované hodnoty a K je nastavený parametr, který by se měl teoreticky rovnat výkonovému číslu λ , aby princip neintervence platil ideálně.

Následující podmínky určují možnosti poskytovat SR [21] :

- „Poskytovatel PpS sekundární regulace P bloku musí realizovat velikost RZSR bloku nejpozději do 10 minut od požadavku regulátoru ČEPS. Platí, že $RRSR = 2 \times RZSR$. Minimální rychlost změny výkonu RZSR bloku je 2 MW/min.*
- Výkon bloku se musí vždy nacházet v rozsahu aktuálních mezí SR předávaných terminálem elektrárny do ŘS ČEPS. Změna výkonu bloku je prováděna na základě rychlosti změny výkonu bloku předávané terminálem výroby do ŘS ČEPS.*
- Minimální hodnota poskytované RZSR na jednom bloku je 10 MW. Maximální hodnota RZSR na jednom bloku je 70 MW.*
- Poskytovateli PpS sekundární regulace P bloku je umožněna asymetrická alokace RZSR na bloky poskytovatele. Poskytovatel odpovídá za to, že pro každou obchodní hodinu jsou v součtu pro všechny bloky poskytovatele poskytující SR dodrženy rovnosti uvedené v bodě a) tohoto odstavce. Povinnost dodržení minimální nebo maximální hodnoty poskytované RZSR na jednom bloku tímto není nijak dotčena.*
- Okamžité hodnoty mezí pro SR předávané řídicímu systému ČEPS musí odpovídat možnostem bloku, okamžitému stavu provozního zařízení a musí respektovat možná omezení, zejména omezení teplotou chladicí vody, vlastnostmi paliva, teplofikačními režimy nebo provozem vysokotlakého odběru.“*

Z výše uvedeného plyne, že minimální velikost výkonu bloku pro regulaci je 10 MW, což zvyšuje nároky na akumulační systém z hlediska výkonové a energetické kapacity. Sekundární regulace je pro akumulační systémy současného typu velmi nákladná.

14.13.3 Podpůrná služba terciální regulace

PpS typu minutová záloha (MZ_t) poskytuje poskytovatel na blocích připojených k ES, které jsou do t minut od příkazu k aktivaci schopny poskytnout sjednanou regulační zálohu „regulační záloha vyčleňná na bloku poskytujícím podpůrnou službu minutové zálohy P bloku ($RZMZ_t$)“. Minutová záloha se realizuje do 5 nebo 15 minut ($t=5$ nebo $t=15$). Pro poskytování PpS typu MZ_t ze strany poskytovatele se uplatňují následující podmínky [21] :

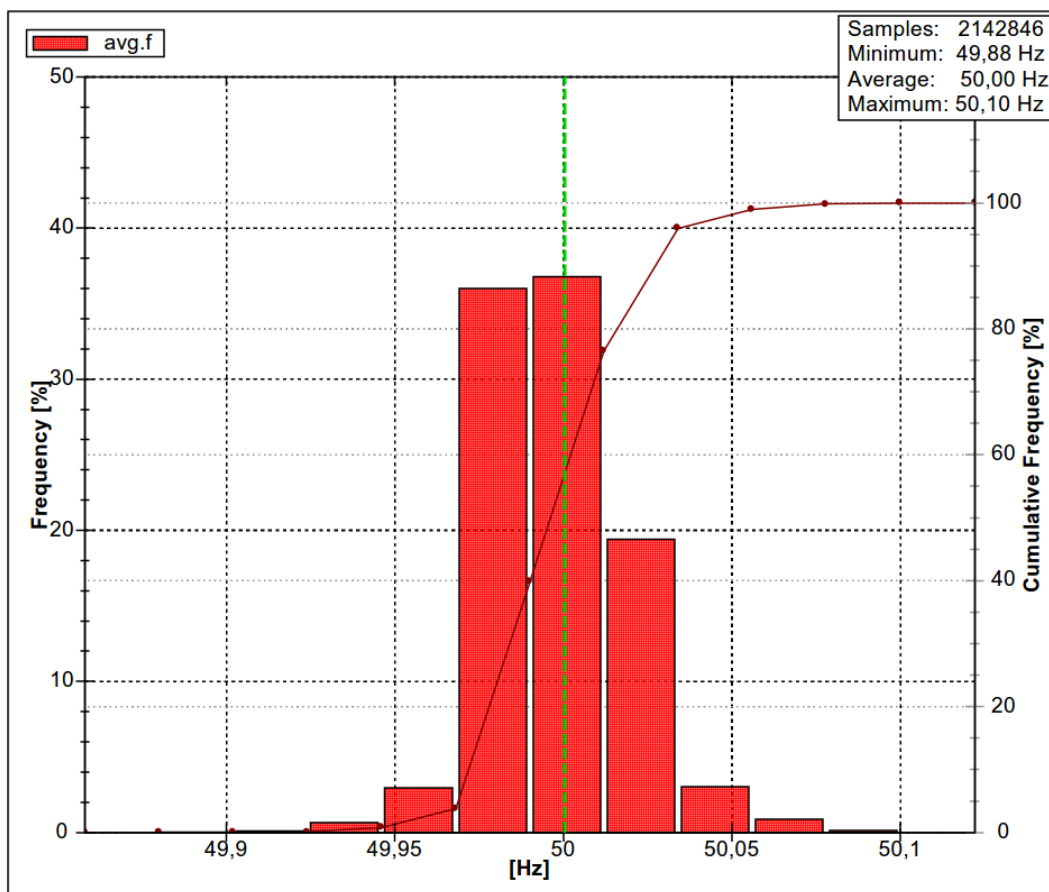
- „Aktivací MZ_t se rozumí požadovaná změna výkonu realizovaná do t minut a provoz bloku na požadovaném výkonu v rozsahu $RZMZ_t$. Pokud je před aktivací P_{dg} rovno nule, aktivací se rozumí přifázování bloku k soustavě, jeho zatížení na požadovaný výkon do t minut a jeho provoz na požadovaném výkonu v rozsahu $RZMZ_t$. Deaktivací se rozumí změna výkonu na původní hodnotu P_{dg} z poslední platné PP do t minut. Aktivace a deaktivace MZ_t se provádí povelům z ŘS ČEPS, nebo výjimečně pokyny dispečera ČEPS.*
- Minimální velikost minutové regulační zálohy $RZMZ_t$ pro $t=15$ u jednoho bloku musí být 10 MW. Maximální výkon u jednoho bloku je 70 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Minimální doba aktivace této podpůrné služby není omezena.*
- Minimální velikost minutové regulační zálohy $RZMZ_t$ pro $t=5$ u jednoho bloku musí být 30 MW (pokud není s ČEPS dohodnuto jinak). Maximální výkon u jednoho bloku určuje ČEPS. Minimální energie poskytování musí být garantována poskytovatelem po dobu 4 hodin obchodního*

dne při provozu na maximálním výkonu vykoupené PpS na daném bloku, a to i v případě aktivace této podpůrné služby na konci intervalu její rezervace“.

Při naplnění podmínek minutové zálohy je na akumulací systém kladen požadavek na minimální velikost výkonu 30 MW pro $t = 15$ i pro $t = 5$ (zde je možnost dohodnout s ČEPS smluvně jiný výkon). Dostupnost výkonu je minimálně po dobu 4 hodin. Z hlediska akumulátoru je nutné zabezpečit dostatečnou kapacitu, a to i v případě, že požadavek bude uskutečněn na konci regulačního pásma.

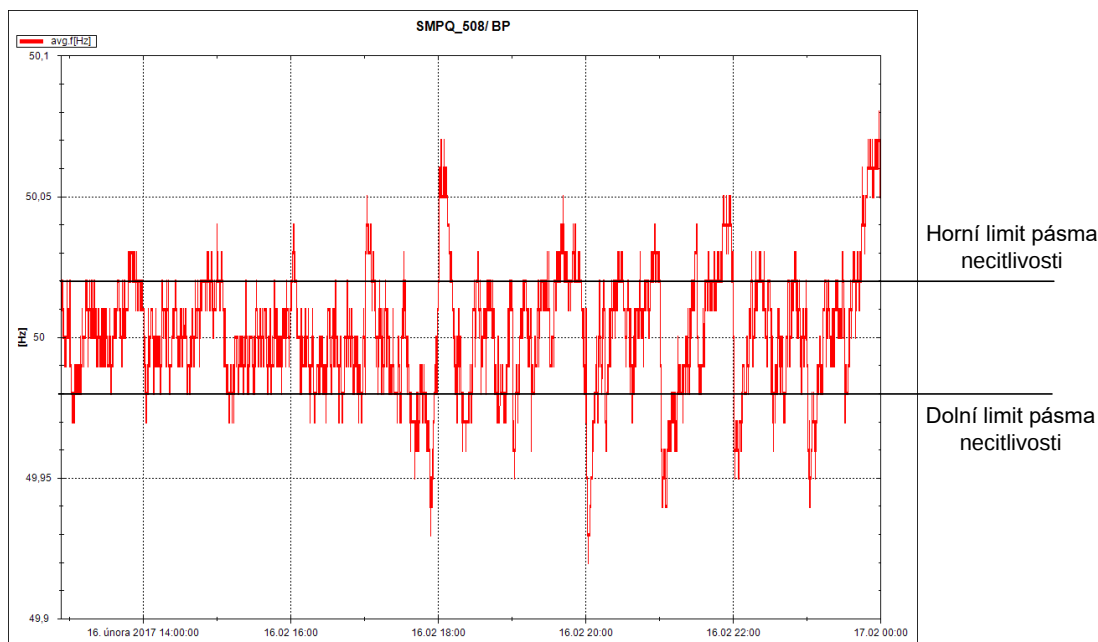
14.14 Měřené průběhy frekvence za časové období

Pro zjištění změny kmitočtu vsítí bylo provedeno měření v intervalu 5 dní (čtvrtek – pondělí). Měření bylo zvoleno s ohledem na nepracovní dny, kdy se očekává odlehčení soustavy. Výsledky jsou uvedeny v následujícím histogramu:



Obr. 14-5: Histogram četnosti frekvence měřené v rozmezí 15.2.2017 14:00 hod. - 20.2.2017 12:00 hod. (měřeno přístrojem SMPQ 44, s průměrem hodnot za 10 period s citlivostí 1 mHz)

Z měření plyne, že významnější odchylka od základního kmitočtu 50 Hz se neprojevila. Na dalším průběhu na Obr. 14-5 je patrné, že maximální hodnota frekvence od standardní hodnoty kmitočtu byla do 50,08 Hz v kladné odchylce a 49,96 Hz v záporné odchylce, respektive se pohybovala v rozmezí 0,12 Hz.



Obr.14-6: Průběh frekvence dne 16.2.2017 v době od 0:00 hod. – 17.2.2017,00:00 hod. (měřeno přístrojem SMPQ 44, s průměrem hodnot za 10 period s citlivostí 1 mHz)

Z obrázku 14-6 vyplývá, že akumulátor bude dodávat/odebírat výkon mimo pásmo necitlivosti v režimu 0,05 MW/mHz při disponibilním výkonu 10 MW při režimu „elektrárenského bloku“ s výkonem do 300 MW. Pokud dojde k poklesu nebo vzrůstu frekvence o 200 mHz, dojde k uvolnění celé regulační kapacity, tedy 10 MW.

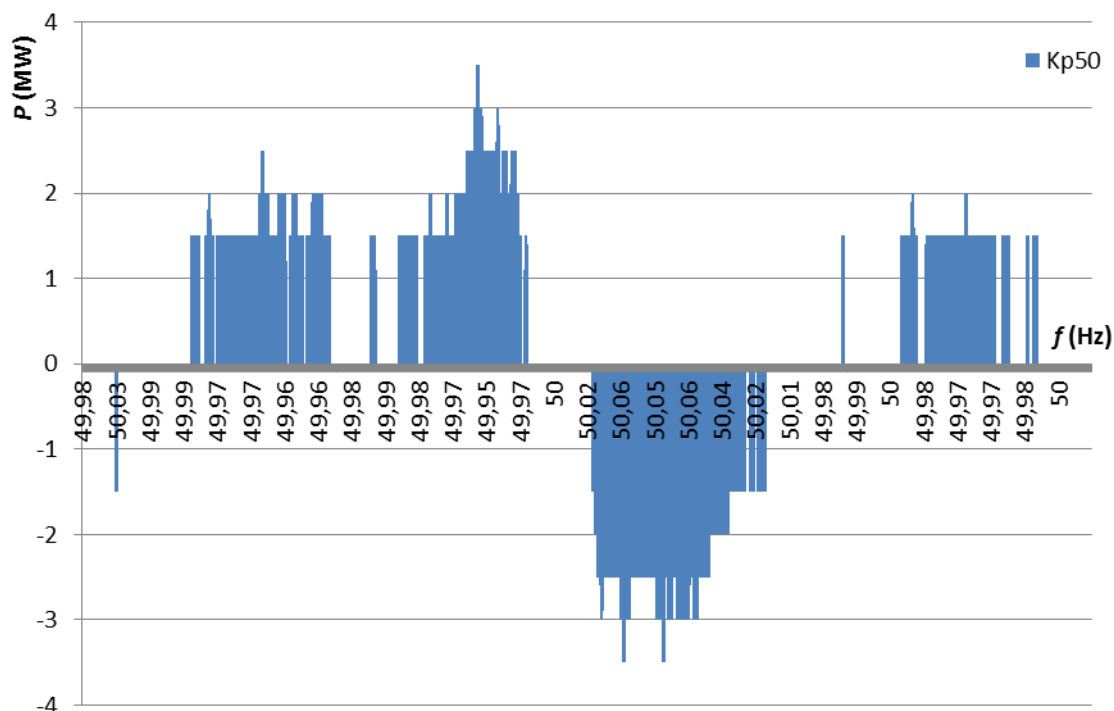
Tab. 14-2: Vypočtené hodnoty pro určení kapacity akumulátoru v režimu vybíjení/nabíjení.

Typ akumulátoru	Výkonové číslo	Maximální kladná odchylna energie	Maximální záporná odchylna energie	Konečná energetická bilance	Výsledný režim	Celková energie dodaná	Celková energie odebraná
		(MWh)	(MWh)	(MWh)		(MWh)	(MWh)
10 MW	K_{p50} (10/0,2) (MW/Hz)	0,4084	-1,4660	-1,0026	Nabíjení	4,1688	-5,1714
7 MW	K_{p35} (7/0,2) (MW/Hz)	0,2858	-1,2026	-0,7018	Nabíjení	2,9181	-3,6200
3,5 MW	$K_{p17,5}$ (3,5/0,2) (MW/Hz)	0,1429	-0,5131	-0,3509	Nabíjení	1,4591	-1,8100

Z tabulky 14-2 je patrné, že pro všechny typy akumulátorů je výsledná celodenní energetická bilance záporná tedy, že akumulátor se bude nabíjet. Sloupec *Maximální kladná odchylna energie* představuje maximální energii, která byla z akumulátoru odčerpána během postupné sumace z jednotlivých kroků. Jedná se tedy o nejvyšší kladnou hodnotu při diferenčním přírůstku energie. Sloupec *Maximální záporná odchylna energie* naopak představuje stav, kdy sumární (opět při diferenčním přírůstku během celého měřeného období) odebraná energie ze sítě byla maximální, respektive akumulátor odebral ze sítě nejvíce energie v jednotlivých integračních krocích. Sloupec *Konečná energetická bilance* představuje sumární energetickou bilanci za celý měřený den, tedy přesně za 24 hodin. *Celková energie dodaná* je sumace veškeré energie, která byla dodávána při frekvenci nižší než 49,98 Hz, *Celková energie odebraná* naopak představuje celkový odběr energie při frekvenci vyšší než 50,02 Hz za celý měřený interval.

Při výpočtu je zanedbána náběžná a sestupná rampa (časová změna regulace primární energie, např. pro 10 MW akumulátor 10/30 MW/s), která byla nahrazena přímým výkonem, který určuje výkonové číslo zdroje (akumulátoru – označeno K_p). Při výpočtu byla naměřená frekvence vzorkována po 200 ms a poté průměrována na krok s délkou 1 s.

Kapacita je vypočtena pro případ rychlé frekvenční odezvy, tzv. fast frequency response. Tento typ regulace byl vybrán záměrně, protože tento režim byl poptáván energetickými společnostmi v západní Evropě, konkrétně National Grid v UK [27] .

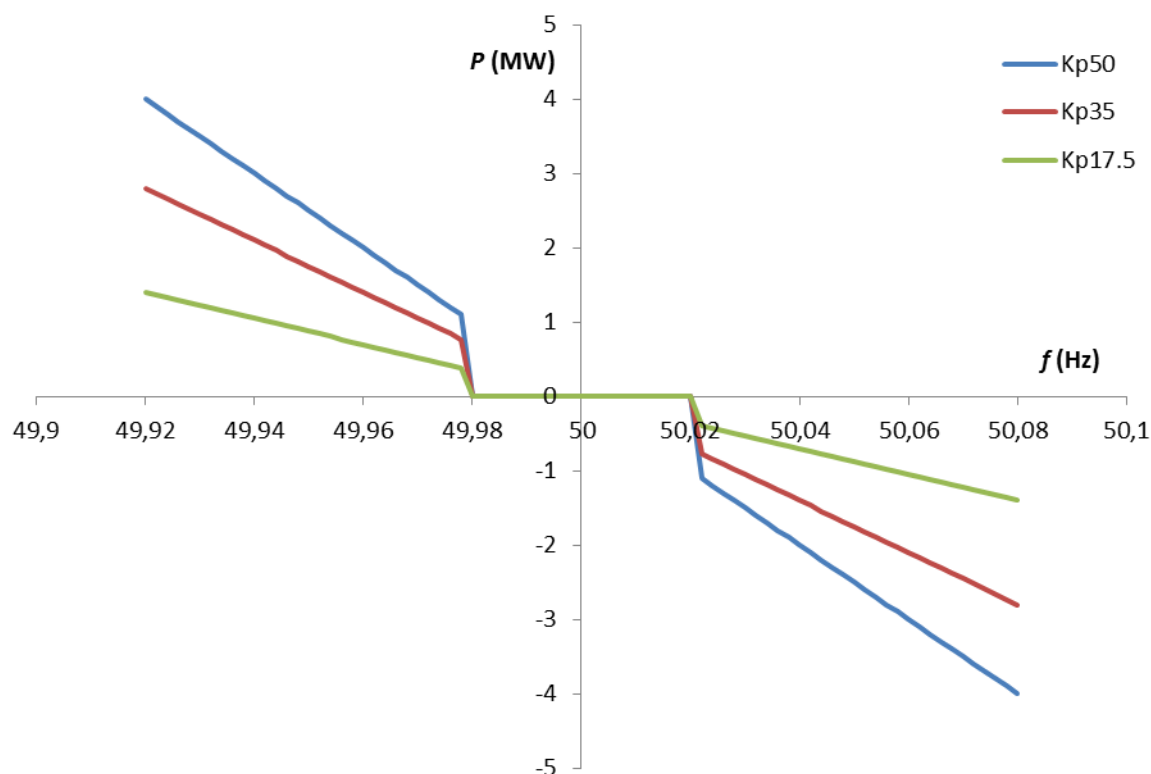


Obr. 14-6: Zobrazení průběhu výkonu v čase 17:30 hod až 18:30 hod, ve kterých se objevila výraznější deviace frekvence. Je vidět i pásmo necitlivosti, kdy akumulátor dodával/odebíral regulační energii. Jedná se o profil s akumulátorem o výkonu 10 MW.

Tab. 14-3: Návrh kapacity akumulátoru při SOC = 50% (DOD = 50 %)

Typ akumu- látoru	Maximální do- dáváný výkon (MW)	Maximální ode- bíraný výkon (MW)	Navrhovaná ka- pacita (MWh)
10 MW	4	4	5
7 MW	2,8	2,8	4
3,5 MW	1,4	1,4	2

Pro variantní řešení akumulátoru s výkonem 10 MW je z hlediska životnosti při cyklování možné zvolit minimální velikost kapacity 5 MWh (SOC = 50 %). Pro variantu 7,5 MW je navržená kapacita 3 MWh. Pro 3,5 MW - 2 MWh a pro 1 MW je to 0,5 MWh. Vše při průměrném 50 % nabití na začátku cyklu. Je nutné si ale uvědomit, že navržené kapacity jsou vhodné pro režim, který je uveden na obrázku 14-5. Pokud by došlo k větším oscilacím, je možné, že daná kapacita nebude dostatečná. Pro přesnější návrh je nutná dlouhodobá statistika chování frekvence. Při využití maximální možné regulace se mohou v místě připojení změnit napěťové podmínky (zvýšení – snížení napětí při skokových změnách dodávaného – odebíraného výkonu – viz kapitulu 7). Pro využití jsou také určující vliv teploty, stupeň prvotního nabití a vlastní spotřeba akumulátoru, které mohou negativně ovlivnit předpokládanou kapacitu akumulátoru.



Obr. 14-7: Výkonové číslo uvažovaného regulátoru s vyznačeným pásmem necitlivosti (49,98 – 50,02) Hz pro řízení primární regulace

V případě využití akumulátoru v primární regulaci se nabízí otázka využití k tzv. rychlé frekvenční odezvě (fast frequency response) nebo tzv. second-by-second v aplikaci reálného času. K využití této podpůrné služby ale chybí legislativní úprava, která by tento nový typ regulace uvažovala. Je proto na místě uvažovat i v těchto souvislostech.

14.15 Závěrečné zhodnocení

Akumulátor lze využít jako prvek primární regulace elektrizační soustavy. Požadované reakční časy uvedené v Kodexu řízení ES [21] , [23] (do 30 sekund) pro zapojení do RRPR, je schopen dosáhnout. Celkový disponibilní výkon na jednotku je omezen na 10 MW a minimální na 3 MW. Podpůrné služby (zejména SR a TR) jsou již pro své požadavky (pro SR minimálně 20 MW disponibilního výkonu se změnou 2 MW/min pro 10 MW kladné odchylky a 10 MW záporné odchylky) vhodné pro zapojení velkých akumulačních prvků, respektive točivých záloh. Terciální regulace navíc vyžaduje disponibilní výkon v minimálně délce trvání 4 hodin, což klade velké nároky na kapacitu akumulátoru.

Lze konstatovat, že využití akumulačních zdrojů pro PR je vhodné pouze za předpokladu vysokých stálých platů za rezervovaný výkon. Z technického hlediska je nutné akumulátor cyklovat, což v režimu PR je omezené.

Primární regulaci je tedy možné realizovat za splnění podmínek uvedených v kapitole 14.12. S ohledem na potřebné parametry akumulačního systému je nutné zpracovat podrobnou CBA, která poskytne přesnější pohled na efektivní využití a dále je nutné podrobit takový zdroj certifikaci ze strany ČEPS.

15 Podpora omezeného ostrovního provozu v případě výpadků napájení z nadřazené sítě

Tato část je zaměřena na zhodnocení možnosti bateriového systému udržet část soustavy v ostrovním provozu v případě výpadku napájení z nadřazeného systému. Z pohledu posouzení této možnosti jsou klíčovými parametry zejména schopnost udržení výkonové bilance bateriovým systémem a rovněž schopnost regulovat napětí a frekvenci tak, aby charakteristické parametry byly udrženy v deklarovaných mezích.

Schopnost udržení výkonové bilance bateriovým systémem je dána jeho vlastní kapacitou (disponibilitou) a výkonem vzhledem k předpokládanému diagramu zatížení soustavy vyčleněné pro ostrovní provoz. Bateriový systém musí být kapacitně a výkonově navržen tak, aby byl schopen pokrýt spotřebu činného výkonu včetně ztrát a rovněž dokázal kompenzovat (dodávat) jalový výkon po celou dobu ostrovního provozu, a to s dostatečnou rezervou. Pro posouzení vhodnosti potřebné kapacity a výkonu bateriového systému je tedy nezbytné mít konkrétní diagram zatížení P a Q výkonu a znát dobu trvání předpokládaného ostrovního provozu. S ohledem na variantní zapojení je vzhledem k omezenému výkonu a kapacitě baterie nejvhodnější řešení vyvedení výkonu do rozvodny 22kV, přičemž pro účely ostrovního provozu se následně musí vyčlenit ty vývody, které je schopna baterie výkonově i kapacitně pokrýt po stanovenou dobu ostrovního provozu.

Druhým klíčovým parametrem je regulační schopnost měniče bateriového systému. Měnič bateriového systému musí být navržen tak, aby byl schopen v dostatečně krátkém čase regulovat frekvenci a napětí, respektive činný a jalový výkon dle předem zvolené charakteristiky, jak bylo diskutováno v kapitole 7 a 14.13.1. Vlastní regulace měniče musí být tedy navržena a uzpůsobena pro provoz v ostrovním režimu. Měnič musí být schopen autonomně rozpoznat stav, kdy má z pohledu regulace přejít do ostrovního režimu, zahájit regulaci U/f v ostrovním režimu a po zotavení nadřazené soustavy se na tuto soustavu zpětně přifázovat. Tyto základní požadavky musí měnič bateriového systému bezchybně splňovat.

Další problematikou, kterou je nutné respektovat při uvažování této systémové funkce, je problematika identifikace a vypnutí poruch. Vlivem vzniku ostrovního provozu, kde je bateriový systém hlavním zdrojem, dojde k zásadnímu snížení zkratového výkonu. V extrémním případě, kdy bateriový systém je jediným zdrojem, se zkratový proud blíží proudu jmenovitému. Tato změna si tedy vyžaduje uzpůsobení systému chránění (přenastavení ochrany), či využití jiného řešení, které by zajistilo selektivitu a spolehlivost v ostrovním provozu použitých ochrany.

Pro objektivní posouzení využitelnosti bateriového systému jako podpory ostrovního provozu, musí být všechny výše zmíněné body zhodnoceny pro konkrétní aplikaci a konkrétní část soustavy spadajícího do ostrovního provozu.

16 Identifikace dalších možností akumulace z pohledu distribuce

Mimo všechny výše zmíněné možnosti lze bateriové systémy využít pro téměř libovolnou službu související s řízením toku výkonu, regulací proudu a napětí, včetně jejich charakteristických parametrů (tvar a průběh vlny), jako podpůrný zdroj, apod. Avšak pro plnění těchto funkcí musí být vlastní měnič, použité zapojení a baterie včetně technologie řízení vždy optimalizovány pro plnění konkrétního úkolu (služby) případně několika služeb, pokud je to vzhledem k použité technologii možné. Pokud budeme uvažovat využití i sofistikovaných zařízení (poměrně nákladná zařízení přesahující funkci regulace P/Q) ve spojení s bateriovým systémem, lze identifikovat níže uvedené dodatečné služby, které by bylo možné naplňovat v rámci distribučních soustav.

Jedná se zejména o oblast vylepšení kvality napětí, kde lze uplatnit podobné technologie využívané například u paralelního aktivního filtru (řízení úbytku napětí), DC-EVR – Double Conversion – Electronic Voltage Regulator (princip UPS), sériového aktivního filtru - voltage conditioner (využití sériového transformátoru + napájení ze sítě), DVR – Dynamic Voltage Restorer (využití sériového transformátoru + akumulace), UPQC – Unified Power Quality Conditioner (dva měniče back-to-back + akumulace), případně UPFC – Unified Power Flow Controller (modifikace UPQC pro regulaci toku výkonu) apod.

a) Harmonické zkreslení

Tak jako zátěže odebírají v závislosti na zapojení vstupních obvodů neharmonický proud, který na impedancích napájecí sítě budí neharmonické úbytky napětí deformující průběh okamžité hodnoty napětí ve všech uzlech soustavy, mohou být i distribuované zdroje (DZ) v závislosti na principu funkce a použitých generátorech zdrojem neharmonického napětí, které se šíří napájecí sítí. V souvislosti s aplikací regulátorů napětí pro zlepšení napěťového profilu sítě, může být při vhodném výběru nápravného prostředku i snížena úroveň toku harmonických proudů od rušících zátěží, či minimalizován přenos napětí deformovaného harmonickými složkami ve směru k citlivým zátěžím. Na druhou stranu regulátory napětí mohou deformaci napětí v síti i zhoršovat, opět jako důsledek principu své funkce. Při hodnocení vhodnosti nasazení regulátorů napětí tak můžeme vzít dle potřeby v úvahu potenciál pro snížení úrovně deformace harmonickými obzvláště v případě, pokud je stávající úroveň příliš vysoká. Stejně tak je nutné zohlednit případný příspěvek regulátoru napětí, který míru zkreslení napětí harmonickými v síti zhoršuje.

b) Rychlé změny napětí (flickr)

Rozložení velikosti (ale i nesymetrie či deformace) proudů a napětí v jednotlivých větvích a uzlech sítě nejsou záležitostí pouze místa s ohledem na daný ustálený stav, ale závisí rovněž na časové proměnlivosti proudů odebíraných v jednotlivých odběrných místech, proudů injektovaných DZ a v neposlední řadě na časové proměnlivosti velikosti napětí v (společném) napájecím uzlu distribuční soustavy v důsledku shodných nepredikovatelných mechanismů odehrávajících se v ostatních propojených místech soustavy. V této souvislosti jsou významným rušivým jevem rychlé změny či kolísání velikosti napětí (jeho efektivní hodnoty) kvaziperiodického nebo periodického charakteru, vyvolané nejčastěji (typicky) odpovídající změnou velikosti zátěže v odběrných místech, jako je připojování a odpojování (velkých) zátěží, provoz sítě se zátěžemi s kolísajícím, proměnným, či přerušovaným odběrem, který je dán realizovaným technologickým procesem, atd.

Kolísání napětí a jeho rychlé změny způsobují především blikání připojených světelných zdrojů s přímým dopadem na rušení zrakového vjemu člověka. Z hlediska zrakového vjemu jsou podstatné změny umělého osvětlení s četností od jednotek změn po cca 4000 změn za minutu, resp. s frekvencemi od desítek Hz po cca 40 Hz, které jsou vyhodnoceny nelineárním vjemovým systémem člověka. Nejcitlivější je lidský zrak na změny v okolí 1200 změn za minutu resp. přibližně 10 Hz. S ohledem na přenosové funkce světelných zdrojů je potom nejnepříznivější kolísání velikosti napětí s frekvencí 8.8 Hz resp. s četností 1000 změn za minutu. Pro určení závažnosti kolísání velikosti napětí je používána měřicí metoda specifikovaná v ČSN EN 61000-4-15 jejíž výstupem je krátkodobá míra vjemu blikání určená na měřicím intervalu standardně 10 minut.

Prostředky pro regulaci napětí a jeho profilu v DS provádí regulační zásah jehož průběh, parametry a výsledný dopad na časovou změnu napěťových profilů jsou závislé na konkrétním aplikovaném řešení, zahrnujícím vlastnosti silového obvodu i řídicích algoritmů. Změna velikosti napětí může být skoková s různou rychlostí odezvy a velikostí či plynulá opět s rozdílnou dobou odezvy resp. s odlišnou časovou konstantou regulačního procesu. V případě, že bude doba regulačního zásahu regulátoru zvolena nevhodně (může jít o volbu v pravém slova smyslu, či je to dáno konkrétním vybraným řešením), může dojít ke zvýšení úrovně míry vjemu blikání. Některá technická řešení regulačních prostředků ale umožň-

ňují natolik rychlou regulaci, že mohou kolísání napětí související s mírou vjemu blikání potlačit. V opačném případě (v případě technické nedostatečnosti) je vhodné regulační proces výrazně zpomalit, jinak může být vliv napěťových změn zesilován.

c) Krátkodobá přerušení napětí

Podobně jak bylo komentováno v kapitole 13, tak bateriový systém lze při správném návrhu využít také pro krytí krátkodobých výpadků elektrické energie. Tyto výpadky mohou být způsobeny poruchami či provozními manipulacemi, přičemž je nutné překlenout dobu potřebnou pro pře-manipulování napáječe dané soustavy. V daném případě musí bateriový systém splňovat požadavky na ostrovní provoz tzn. měnič musí být schopen autonomně rozpoznat stav, kdy má z pohledu regulace přejít do ostrovního režimu, zahájit regulaci U/f v ostrovním režimu a po zotavení nadřazené soustavy se na tuto soustavu zpětně přifázovat, přičemž bateriový systém musí disponovat potřebnou kapacitou a výkonem potřebným pro pokrytí výpadku, jak bylo popsáno v kapitole 15.

d) Regulace krátkodobých přepětí

Stejné nápravné prostředky použité pro regulaci krátkodobých či dlouhodobých poklesů napětí lze využít i při odstranění či zmírnění krátkodobých přepětí, které jsou zapříčiněny například nedokonalou regulací napětí v síti, provozem OZE, spínacími operacemi apod. Nasazení bateriového systému umožní daleko plynulejší regulaci napětí než je tomu v případě regulace napětí za pomoci odboček napájecích transformátoru, což přispěje k eliminaci přechodových dějů a omezení počtu přepnutí odboček napájecího transformátoru (prodloužení životnosti). Pro tento účel je vhodnější využití bateriového systému se sériovým transformátorem (přímou regulací napětí).

Závěr

Na základě provedené vstupní analýzy lze konstatovat, že oba typy baterií jsou vhodné pro akumulaci energie v distribuční síti. V případě použití Li-ion akumulátorů je výhodou vysoká energetická hustota, dobrá životnost a účinnost. Primární využití naleznou v oblasti regulace frekvence a zlepšení kvality el. energie. Nevýhodou je zvýšená citlivost na přebíjení, přehřátí a dlouhodobé hluboké vybití. Průtokové akumulátory se vyznačují velkým počtem vybíjecích cyklů a velmi dlouhou životností. Primární využití je v oblasti regulace frekvence, kvality el. energie a stabilizace výroby z OZE. Nevýhodou je nižší účinnost a energetická hustota a komplikovanější technologie.

Využití akumulačního systému pro poskytování systémových služeb je závislé na základních parametrech celého bateriového systému, především však na jeho regulačním výkonovém rozsahu, kapacitě a rychlosti odezvy řídicího systému. Klíčovým prvkem pro posouzení vhodnosti jednotlivých služeb je tak zejména výkonový DC-AC měnič, jehož vlastnosti, způsob řízení a regulace následně definují možnosti využití celého bateriového systému. Na základě provedené rešerše současně používaných bateriových systémů (kapitola 2 až 5), kde převládá koncepce symetrického řízení bateriového systému jako proudového zdroje, je možné stručně zhodnotit jejich využití pro plnění jednotlivých služeb následovně:

a) Regulace napětí v DS

Je možné využít pro symetrickou regulaci napětí na úrovni VN i VVN, přičemž základním parametrem pro posouzení efektivity regulace je nejen regulační rozsah jalového výkonu a výkon bateriového systému, ale i zejména zkratová impedance do místa připojení tohoto systému. Obecně lze konstatovat, že efektivní regulace napětí na úrovni VN 22 kV lze dosáhnout při instalaci bateriového systému do této napěťové hladiny. V případě požadavku na regulaci napětí na úrovni VVN naopak není zásadní zvolené místo pro připojení bateriového systému. Při požadavku na regulaci napětí v místě vyznačujícím se velkým zkratovým výkonem, je vhodnější využít jiného řešení, vycházejícího zejména z přímého řízení napětí např. pomocí sériového transformátoru, jak bylo popsáno v kapitole 7.3.

Volba výkonu bateriového systému musí být učiněna s přihlédnutím k požadovanému regulačnímu rozsahu napětí, impedanci do místa připojení systému a vlastním ztrátám systému při provádění regulace napětí. Pro optimální volbu kapacity bateriového systému je nutné dále respektovat časový vývoj napětí a ztráty bateriového systému při regulaci napětí. Výhodou bateriového systému je, vzhledem k rozsahu jeho P/Q charakteristiky, možnost krytí ztrát (činného výkonu) přímo ze sítě při provádění regulace napětí. V tomto režimu je možné dlouhodobě využívat systém k regulaci napětí bez požadavků na velkou kapacitu bateriového systému. Na druhou stranu je v tomto režimu nutné respektovat snížený regulační rozsah Q (cca 90 - 80 % jmenovitého výkonu systému).

b) Regulace nesymetrie napětí v DS

Pokud bude kladen požadavek na asymetrickou regulaci napětí (individuální řízení napětí v jednotlivých fázích), která není v běžných bateriových systémech dostupná, je nutné zohlednit nejen schopnosti řízení DC-AC měniče, ale i zapojení blokových transformátorů a zapojení uzlu transformátoru v soustavě, kde je vyveden výkon bateriového systému. Pokud bude měnič disponovat jednofázovou regulací Q, P (podobně jak bylo předpokládáno při zpracování studie) bude za určitých okolností možné provádět regulaci napěťové nesymetrie a nevyváženosti:

Regulace napěťové nesymetrie (zpětné složky napětí, činitele nesymetrie napětí)

Tato regulace je možná bez ohledu na způsob provozu předmětné distribuční soustavy (je možné v účinně i neúčinně uzemněných soustavách) u všech variant vyvedení výkonu VVN i VN; výhodou při této regulaci napětí je možnost zapojení blokových transformátorů do trojúhelníka což umožňuje vyvedení výkonu i do soustav neúčinně uzemněných. Podobně jak bylo popsáno výše, tak pro regulaci nesymetrie napětí na úrovni VN je nejvhodnější využít varianty s vyvedením výkonu do stejné napěťové hladiny VN. Při požadavku na regulaci nesymetrie napětí na úrovni VVN je možné použít bez zásadních rozdílů kteroukoliv z variant vyvedení výkonu VVN i VN. Rovněž platí požadavek na volbu místa instalace s nejnižším zkratovým výkonem - čím nižší zkratový výkon, tím vyšší efektivita regulace napětí.

Regulace napěťové nevyváženosti (nulové složky napětí):

Regulace napětíové nevyváženosti je možná pouze v systémech účinně uzemněných. Z posuzovaných případů se tedy jedná pouze o variantu vyvedení výkonu do soustavy VVN, přičemž zapojení blokových transformátorů musí být do hvězdy. V ostatních případech (vyvedení do VN) není tato regulace s ohledem na nutnost zapojení blokových transformátorů do trojúhelníka možná. Při tomto typu regulace je nutné zohlednit i dodatečné zatížení uzlu blokového transformátoru bateriového systému a rovněž i zkratovou impedanci do místa připojení systému. Z tohoto ohledu je lepší využít jiného způsobu regulace napětí vycházejícího zejména z přímého řízení napětí např. pomocí sériového transformátoru, podobně jak bylo popsáno v kapitole 7.3.

Shodné závěry lze aplikovat i na možnost regulace proudové či výkonové nesymetrie zatížení na prvcích soustavy VN či VVN.

Volba výkonu bateriového systému musí být učiněna s přihlédnutím k požadovanému regulačnímu rozsahu napětí, impedanci do místa připojení systému a vlastním ztrátám systému při provádění regulace napětí. Pro optimální volbu kapacity bateriového systému je nutné dále respektovat časový vývoj napětí, ztráty bateriového systému při regulaci napětí a možnost využití rekuperace energie z jiných fází. Výhodou bateriového systému je vzhledem k rozsahu jeho P/Q charakteristiky možnost krytí ztrát (činného výkonu) přímo ze sítě při provádění regulace napětí z libovolné fáze (z fáze s vyšší hodnotou napětí).

c) Kompenzace jalového výkonu v DS

Pro symetrickou kompenzaci jalového výkonu lze použít kteroukoliv z variant zapojení bateriového systému. Zásadním rozdílem mezi jednotlivými způsoby vyvedení výkonu je dopad kompenzace na průchozí výkon transformátoru 110/22 kV. Z pohledu kompenzace Q přenášeného přes tento transformátor je varianta vyvedení výkonu na úroveň 22kV nejvhodnější, jelikož dokáže efektivně omezit zatížení Q výkonem i na transformátoru 110/22kV, což přispěje jak ke snížení ztrát na tomto transformátoru, tak zejména i k navýšení přenosové schopnosti činného výkonu (odložení investic apod.)

Volba výkonu bateriového systému musí být učiněna s přihlédnutím k požadovanému regulačnímu rozsahu Q a ztrátám činného výkonu bateriového systému při provádění této regulace (10 - 20 %). Pro optimální volbu kapacity bateriového systému je nutné respektovat ztráty bateriového systému při kompenzaci Q a jeho očekávaný časový vývoj. Výhodou bateriového systému je vzhledem k rozsahu jeho P/Q charakteristiky možnost krytí ztrát (činného výkonu) přímo ze sítě při provádění kompenzace jalového výkonu. V tomto režimu je možné dlouhodobě využívat systém k regulaci napětí bez požadavků na velkou kapacitu bateriového systému. Na druhou stranu je v tomto režimu nutné respektovat snížený regulační rozsah Q (cca 90 - 80 % jmenovitého výkonu systému).

Při požadavku na asymetrickou regulaci Q lze převzít závěry uvedené v části b).

d) Omezení přetížení a náhrada distribuční kapacity v DS

Pro optimalizaci zatížení a omezení přetížení lze využít bateriový systém libovolné varianty zapojení se symetrickou regulací P/Q, přičemž z pohledu regulace toku činného výkonu je nutné přihlédnout vždy k možnému rozsahu regulace P v místě, kde je zatížení optimalizováno. Vzhledem k omezenému výkonu bateriového systému je nejvhodnější uplatnit funkci optimalizace zatížení především na prvcích, které jsou vůči bateriovému systému zapojeny radiálně. Z pohledu variantního řešení bateriového systému je nejvhodnějším způsobem připojení varianta vyvedení výkonu do soustavy 22kV, která jako jediná umožňuje optimalizovat také zatížení transformátoru 110/22 kV.

Z pohledu optimalizace diagramu zatížení a omezení přetížení, je velmi důležité zohlednit vlastní řídicí mechanismus měničů (nadřazeného systému provádějící analýzu diagramu zatížení) z jehož funkce vychází efektivita plnění této služby. Regulátor bateriového systému musí být nastaven tak, aby byl systém schopen pokrýt v plném rozsahu kladné i záporné odchylky činného výkonu a jeho kapacita byla maximálně využita.

Součástí funkce optimalizace zatížení by měla rovněž být i kompenzace Q, která by měla doplňovat regulaci výkonu tak, aby byla lépe využita disponibilní kapacita. S ohledem na minimální požadavky odebírané energie z bateriového systému během regulace Q, by kompenzace přenášeného výkonu měla být základní službou, která je doplněna o regulaci P dle dostupné kapacity systému.

Pokud by byl požadavek na jednofázovou (asymetrickou) regulaci P, tak podobně jak bylo komentováno výše, je nutné respektovat způsob zapojení blokových transformátorů pro vyvedení výkonu. S ohledem

na možnosti zapojení jednotlivých vinutí a způsob provozu VN soustavy je nejefektivnějším řešením využití varianty vyvedení výkonu do úrovně VVN, přičemž jsou všechna vinutí zapojena do hvězdy a měniče systému jsou schopny jednofázově regulovat dodávaný výkon. V případě, kdy je alespoň jedno vinutí zapojeno do trojúhelníka (varianty VN), lze použít asymetrickou regulaci jen částečně, jelikož vlivem zapojení vinutí dojde k rozkladu výkonu/proudu tak, aby přenášená netočivá složka byla nulová, což značně komplikuje efektivní asymetrickou regulaci P.

Kapacita bateriového systému pro optimalizaci zatížení musí být zvolena na základě diagramu zatížení prvku, pro který je optimalizace plánována. Vyšší kapacita baterie však obecně umožní lépe vyrovnat diagram zatížení, respektive zrovnoměnit přenášený výkon.

e) Zdroj pro krizové řízení v DS

Jak již bylo uvedeno v kapitole 3.5, lze s využitím vhodně navrženého akumulárního systému poskytnout základní potřebnou energii pro opětovné spuštění synchronních generátorů (jejich budičů), s následným, provozem ostrovní části sítě, která bude následně použita jako základ pro obnovení dalších částí ES. Systém však musí disponovat potřebným výkonem a kapacitou tak, aby umožnil především napájení vlastní spotřeby výroby určené pro stabilní chod ostrovní oblasti. Samotný akumulární systém by mimo vhodně navržené parametry bateriového systému musel splňovat požadavky na regulaci DC-AC měniče v režimu ostrovního provozu, kdy by pro tento účel musel splnit především požadavek na udržení napětí a frekvence ostrova v dovolených mezích, a to v celém průběhu rozběhu velkých spotřebičů.

f) Podpora omezeného ostrovního provozu v případě výpadků napájení z nadřazené sítě

Posouzení vhodnosti využití bateriového systému pro plnění této služby je závislé na zhodnocení konkrétního řešení bateriového systému. Aby bylo možné bateriový systém využít pro plnění funkce podpory ostrovního provozu, musí být mimo vhodně navrženého výkonu a kapacity systému splněny také požadavky na DC-AC měnič vyplývající z regulace U/f v ostrovním provozu a požadavky na systém chránění (identifikace, včasné a selektivní vypnutí poruchy) jak je detailněji popsáno v kapitole 15.

g) Omezení mikrovýpadků v napětí na úrovni 22kV

S ohledem na uvažované výkony bateriového systému do 10 MW a koncepci regulace U není možné využití standardního bateriového systému pro plnění této služby a to zejména z důvodu velikosti úrovně napěťových poklesů způsobených poruchami na hladině VVN (mimo vývod s instalací bateriového systému), které se pohybují pro zadanou síť v rozmezí 13 - 42 %, přičemž bateriový systém umožňuje regulaci napětí v jednotkách procent. Pokud přehlédneme nedostačující regulační schopnost napětí, která je značně omezena uvažovanou zkratovou impedancí do místa připojení bateriového systému, je dalším podstatným a mnohdy limitujícím faktorem celková reakční doba systému. Dle dostupných informací se typická reakční doba celého systému pohybuje na úrovni 20-500 ms, v případě P/Q regulace potom 10-500 ms. Je tedy zřejmé, že úplné překlenutí krátkodobého poklesu není běžně používanými bateriovými systémy zcela možné. Je zde tedy nutné počítat vždy s poklesem napětí, který je dán vlastní reakční dobou systému a zpožděním nutným pro měření a zpracování dat. Z tohoto důvodu je pro posouzení přínosu této služby nutné zohlednit citlivost spotřebičů na hloubku poklesu a dobu jejich trvání.

Pro využití bateriového systému pro plnění podobné služby (krytí krátkodobých výpadků a poklesů napětí) je daleko vhodnějším řešením využití systému s dvojitou konverzí, DC-EVR - Electronic Voltage Regulator), do jehož DC obvodu by se připojila bateriová jednotka, případně jiné vhodné řešení jako je DVR. Detailnější informace a popis jsou uvedeny v kapitole 15.

h) Poskytování primární regulační energie

Z hlediska regulace soustavy lze konstatovat, že pro akumulární systém, s ohledem na velikost jednotky (výkon do 10 MW), je vhodná pouze podpůrná služba primární regulace. Posuzované varianty byly celkem tři s ohledem na minimální požadavky disponibilního výkonu, tedy 10 MW, 7 MW, 3,5 MW. Varianta 1 MW, která byla uvažována v kapitolách o regulaci napětí nebyla posuzována. Jako reference

byl vybrán den 16.2.2017 v čase 0:00 hodin do 17.2.2017 0:00 hod, tedy přesně 24 hodin. Tento den byl vybrán z realizovaného měření z důvodu nejvyššího kolísání frekvence v měřeném období.

Výkony akumulátorů byly vždy posuzovány s ohledem na výkonové číslo. Ve všech třech případech byla bilance za celý den záporná, tzn. akumulátor byl v porovnání s výchozím stavem nabit na vyšší úroveň. Přesné údaje poskytuje Tab. 14-2. S ohledem na realizované měření je možné také navrhnout kapacitu akumulátoru, která splňuje kritérium rezervy výkonu pro kladné i záporné odchylky, které jsou uvedeny v Tab. 14-3 (pro 10 MW systém je navrženo 5 MWh, pro 7 MW - 4 MWh, pro 3,5 MW je vhodná velikost na úrovni 2 MWh). Tabulka dále poskytuje informace o maximálním odebíraném/dodávaném výkonu. Uvedená rozvaha je platná pro vybraný den realizovaného měření.

Rychlost odezvy celého systému je postačující pro krytí požadavků typu second-by-second, což je nejrychlejší možná uvažovaná varianta regulace (fast frequency response). S tímto typem režimu bylo také počítáno. V současné době podmínky provozovatele přenosové soustavy pro nasazení podpůrné služby primární regulace akumulací systém založený na statických akumulátorech bezpečně splňuje. Je použit předpoklad frekvenční hystereze na úrovni (49,98 – 50,02) Hz.

Za rizikový faktor je možné považovat vliv na kolísání napětí v místě připojení akumulátoru při náhlých změnách výkonu akumulátoru, zejména ve velkých výkonových jednotkách. Pro vhodnou kapacitu akumulátoru se doporučuje udělat delší frekvenční analýzu s vyššími odchylkami od základní frekvence 50 Hz.

Pro začlenění takového doplňkové zdroje je nutná certifikace ze strany provozovatele přenosové soustavy (ČEPS), který může stanovit specifické podmínky pro použití v primární regulaci.

Nezbytnou podmínkou nasazení akumulátoru do podpůrné služby je ekonomická efektivita celého systému. Peněžní příjem za dodanou elektřinu je roven nule. Přínosem je pouze paušální sazba za využití této podpory.

Detailnější zhodnocení jednotlivých služeb je provedeno v dílčích kapitolách studie.

Literatura

- [1] U.S. Department of Energy: Grid Energy Storage, 2013.
- [2] Eurobat: Battery Energy Storage for Smart Grid Applications, 2013.
- [3] Leuthold, M., Energy Storage Technologies – Battery Storage for Grid Stabilization. IEA EGRD Conference on Energy Storage, 2014.
- [4] Fitzgerald, G., Mandel, J., Morris, J., Touati, H., The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid. Rocky Mountain Institute, September 2015. Dostupné z: http://www.rmi.org/electricity_battery_value.
- [5] Eyer, J., Corey, G., Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment: A Study for the DOE Energy Storage Systems Program, Sandia National Laboratories. 2010.
- [6] Younicos Inc., Schwerin Battery Park. Dostupné z: <https://www.younicos.com/case-studies/schwerin/>
- [7] Beneš, I., Bubenko, D., Projekt: Zvýšení odolnosti distribuční soustavy proti důsledkům dlouhodobého výpadku přenosové soustavy. 2012. Dostupné z: <http://www.allforpower.cz/clanek/projekt-zvyseni-odolnosti-distribucni-soustavy-proti-dusledkum-dlouhodobeho-vypadku-prenosove-soustavy-cr/>.
- [8] Siemens AG, Siestorage: The Modular Electrical Energy Storage System for a Reliable Power Supply. 2016. Dostupné z: <http://www.siemens.com/siestorage>.
- [9] Gildemeister: Gildemeister Energy Solutions, 2016. Dostupné z: <http://www.energy.gildemeister.com>.
- [10] Gallone, P., How BESS can help TSOs to stabilize the grid, Nidec, 2016.
- [11] Reihani, E., Sepasi, S., Roose, L., Matsuura, M., Energy management at the distribution grid using a Battery Energy Storage System (BESS). *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, č. 77, ročník 2016, s. 337-344.
- [12] Chen, H., Cong, T., Yang, W., et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, č. 19, ročník 2009, s. 291-312.
- [13] Lawder, M., Suthar, B., Northrop, P., et al. Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Application. *Proceedings of the IEEE*, č. 102, vydání 6., červen 2014, s. 1014-1030.
- [14] Luo, X., Wang, J., Dooner, M., Clarke, J., Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application in power system operation. *Applied Energy*, č. 137, ročník 2015, s. 511-536.
- [15] Toman, P.; Mastný, P.; Radil, L.; Morávek, J. Analýza realizovatelnosti integrálního řešení rychlodobíjení elektromobilů a akumulace. 2015.
- [16] Energy Storage Association, Energy Storage Technology Applications. 2016 <http://energystorage.org/energy-storage/applications-energy-storage-technology>
- [17] ČEPS, a.s., Podpůrné služby, [online], [2016-11-1]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podpurne-sluzby/KategoriePpS/Stranky/default.aspx>
- [18] ABB Limited, ABB LV Power Converter Solutions, PCS100 ESS, datasheet. Dostupné z: www.abb.com/converters-inverters
- [19] MPO, Typový plán, [online], [2016-12-10]. Dostupné z: <http://www.mpo.cz/assets/dokumenty/26093/58202/615552/priloha007.doc>
- [20] Holttinen, H. (2005), Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries. *Wind Energ.*, 8: 197–218. doi:10.1002/we.143
- [21] ČEPS, a.s., Kodex přenosové soustavy, Část I. Základní podmínky pro užívání přenosové soustavy, [online], [2017-02-21]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Documents/Kodex%20PS%202017.zip>
- [22] ČEPS, a.s., Kodex přenosové soustavy, Část II. Podpůrné služby (PpS), [online], [2017-02-22]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Documents/Kodex%20PS%202017.zip>
- [23] Kabele, R.: Trhy s podpůrnými službami, Ekofórum (2.5.2011), [online], [2017-02-11], Dostupné z: https://keke.vse.cz/wp-content/uploads/2011/06/110503_trhy_pps_komplet_final_public.pdf
- [24] Gatta, F.M.; Geri, A.; Lamedica, R.; Lauria, S.; Maccioni, M.; Palone, F.; Rebolini, M.; Ruvio, A. Application of a LiFePO₄ Battery Energy Storage System to Primary Frequency Control: Simulations and Experimental Results. *Energies* **2016**, 9, 887.

- [25] E. Thorbergsson, V. Knap, M. Swierczynski, D. Stroe and R. Teodorescu, "Primary Frequency Regulation with Li-Ion Battery Based Energy Storage System - Evaluation and Comparison of Different Control Strategies," *Intelec 2013; 35th International Telecommunications Energy Conference, SMART POWER AND EFFICIENCY*, Hamburg, Germany, 2013, pp. 1-6. Dostupné z:
<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6663276&isnumber=6661670>
- [26] A. Oudalov, D. Chartouni and C. Ohler, "Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1259-1266, Aug. 2007. doi: 10.1109/TPWRS.2007.901459
- [27] Modern Power System: Batteries for fast frequency response in the UK [online], Citováno [2016-08-15], Dostupné z:
<http://www.modernpowersystems.com/features/featurebatteries-for-fast-frequency-response-in-the-uk-4944789/>

Příloha 1

Tab. 1: Úrovně napětí v jednotlivých uzlech během asymetrické regulace napětí

		V_A									V_B									V_C								
		L1			L2			L3			L1			L2			L3			L1			L2			L3		
		ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]
VERTEX	1MW	0.1	0.1	104.7	0.0	0.0	104.7	0.0	0.0	104.7	0.4	0.7	104.8	1.7	1.7	104.8	-1.8	-2.0	104.8	0.1	0.1	104.8	0.0	0.0	104.8	0.0	0.0	104
	3.5MW	0.4	0.5	104.7	0.0	0.0	104.7	0.1	0.1	104.7	1.1	3.1	104.8	6.1	5.7	104.8	-5.8	-7.9	104.8	0.3	0.4	104.8	0.0	0.0	104.8	0.1	0.1	104
	7MW	0.7	1.0	104.7	0.0	0.0	104.7	0.2	0.2	104.7	1.4	8.1	104.8	12.7	9.9	104.8	-10.7	-17.5	104.8	0.6	0.7	104.8	0.0	0.1	104.8	0.3	0.3	104
	10MW	1.0	1.5	104.7	0.0	0.1	104.7	0.3	0.3	104.7	1.0	14.8	104.7	18.6	11.3	104.7	-14.4	-27.5	104.7	0.8	1.1	104.8	0.0	0.2	104.8	0.4	0.4	104
HL_VN	1MW	0.1	0.1	105.0	0.0	0.0	105.0	0.0	0.0	105.0	0.4	0.7	105.0	1.7	1.7	105.0	-1.8	-2.0	105.0	0.1	0.1	105.0	0.0	0.0	105.0	0.0	0.0	105
	3.5MW	0.4	0.5	105.0	0.0	0.0	105.0	0.1	0.1	105.0	1.1	3.1	105.0	6.1	5.7	105.0	-5.8	-8.0	105.0	0.3	0.4	105.0	0.0	0.0	105.0	0.1	0.1	105
	7MW	0.7	1.0	105.0	0.0	0.0	105.0	0.2	0.2	105.0	1.4	8.1	105.0	12.7	9.9	105.0	-10.7	-17.5	105.0	0.6	0.7	105.0	0.0	0.1	105.0	0.3	0.3	105
	10MW	1.0	1.5	105.0	0.0	0.1	105.0	0.3	0.3	105.0	1.0	14.8	105.0	18.7	11.3	105.0	-14.4	-27.6	105.0	0.8	1.1	105.0	0.0	0.1	105.0	0.4	0.4	105
HL_VVN	1MW	0.1	0.1	100.9	0.0	0.0	100.9	0.0	0.0	100.9	0.1	0.1	100.9	0.0	0.0	100.9	0.0	0.0	100.9	0.1	0.1	100.9	0.0	0.0	100.9	0.0	0.0	100
	3.5MW	0.4	0.5	100.9	0.0	0.0	100.9	0.1	0.1	100.9	0.4	0.5	100.9	0.0	0.0	100.9	0.1	0.1	100.9	0.3	0.4	100.9	0.0	0.1	100.9	0.1	0.1	100
	7MW	0.8	1.1	100.9	0.0	0.0	100.9	0.1	0.1	100.9	0.7	1.0	100.9	0.0	0.1	100.9	0.2	0.2	100.9	0.6	0.8	100.9	0.0	0.1	100.9	0.3	0.3	100
	10MW	1.1	1.6	100.9	0.0	0.0	100.9	0.2	0.2	100.9	0.9	1.5	100.9	-0.1	0.2	100.9	0.3	0.3	100.9	0.8	1.1	100.9	0.1	0.2	100.9	0.4	0.4	100
SUZ	1MW	0.1	0.1	101.1	0.0	0.0	101.1	0.0	0.0	101.1	0.1	0.1	101.1	0.0	0.0	101.1	0.0	0.0	101.1	0.1	0.1	101.1	0.0	0.0	101.1	0.0	0.0	101
	3.5MW	0.4	0.6	101.1	0.0	0.0	101.1	0.1	0.1	101.1	0.3	0.4	101.1	0.0	0.0	101.1	0.2	0.2	101.1	0.1	0.1	101.1	0.0	0.0	101.1	0.1	0.1	101
	7MW	0.7	1.0	101.1	0.0	0.0	101.1	0.1	0.1	101.1	0.6	0.9	101.1	0.0	0.1	101.1	0.2	0.2	101.1	0.5	0.7	101.1	0.0	0.1	101.1	0.2	0.2	101
	10MW	1.0	1.4	101.1	0.0	0.0	101.1	0.1	0.2	101.1	0.8	1.4	101.1	-0.1	0.2	101.1	0.3	0.2	101.1	0.8	1.0	101.1	0.1	0.2	101.1	0.3	0.3	101
OS	1MW	0.1	0.1	102.0	0.0	0.0	102.0	0.0	0.0	102.0	0.1	0.1	102.0	0.0	0.0	102.0	0.0	0.0	102.0	0.0	0.1	102.0	0.0	0.0	102.0	0.0	0.0	102
	3.5MW	0.2	0.2	102.0	0.0	0.0	102.0	0.0	0.0	102.0	0.2	0.2	102.0	0.0	0.0	102.0	0.1	0.1	102.0	0.1	0.1	102.0	0.2	0.2	102.0	0.1	0.1	102
	7MW	0.4	0.5	102.0	0.0	0.0	102.0	0.1	0.1	102.0	0.3	0.5	102.0	0.0	0.1	102.0	0.1	0.1	102.0	0.3	0.4	102.0	0.0	0.1	102.0	0.1	0.1	102
	10MW	0.5	0.8	102.0	0.0	0.0	102.0	0.1	0.1	102.0	0.5	0.7	102.0	0.0	0.1	102.0	0.2	0.1	102.0	0.4	0.6	102.0	0.0	0.1	102.0	0.2	0.2	102
SO	1MW	0.0	0.0	102.5	0.0	0.0	102.5	0.0	0.0	102.5	0.0	0.0	102.5	0.0	0.0	102.5	0.0	0.0	102.5	0.1	0.1	102.5	0.0	0.0	102.5	0.0	0.0	102
	3.5MW	0.1	0.1	102.5	0.0	0.0	102.5	0.1	0.1	102.5	0.1	0.1	102.5	0.0	0.0	102.5	0.0	0.0	102.5	0.1	0.1	102.5	0.0	0.0	102.5	0.0	0.0	102
	7MW	0.2	0.2	102.5	0.0	0.0	102.5	0.0	0.0	102.5	0.2	0.2	102.5	0.0	0.0	102.5	0.1	0.0	102.5	0.1	0.2	102.5	0.0	0.0	102.5	0.1	0.0	102
	10MW	0.2	0.3	102.5	0.0	0.0	102.5	0.1	0.1	102.5	0.2	0.3	102.5	0.0	0.1	102.5	0.1	0.0	102.5	0.2	0.3	102.5	0.0	0.1	102.5	0.1	0.1	102
HB	1MW	0.0	0.1	101.9	0.0	0.0	101.9	0.0	0.0	101.9	0.0	0.0	101.9	0.0	0.0	101.9	0.0	0.0	101.9	0.0	0.0	101.9	0.0	0.0	101.9	0.0	0.0	101
	3.5MW	0.2	0.2	101.9	0.0	0.0	101.9	0.0	0.0	101.9	0.1	0.2	101.9	0.0	0.0	101.9	0.0	0.0	101.9	0.1	0.2	101.9	0.0	0.0	101.9	0.0	0.0	101
	7MW	0.3	0.4	101.9	0.0	0.0	101.9	0.1	0.1	101.9	0.3	0.4	101.9	0.0	0.1	101.9	0.1	0.1	101.9	0.2	0.3	101.9	0.0	0.1	101.9	0.1	0.1	101
	10MW	0.4	0.6	101.9	0.0	0.0	101.9	0.1	0.1	101.9	0.4	0.6	101.9	0.0	0.1	101.9	0.2	0.2	101.9	0.4	0.6	101.9	0.0	0.1	101.9	0.2	0.2	101
HL_3	1MW	0.1	0.1	101.2	0.0	0.0	101.2	0.0	0.0	101.2	0.1	0.1	101.2	0.0	0.0	101.2	0.0	0.0	101.2	0.1	0.1	101.2	0.0	0.0	101.2	0.0	0.0	101
	3.5MW	0.3	0.4	101.2	0.0	0.0	101.2	0.0	0.0	101.2	0.3	0.3	101.2	0.0	0.0	101.2	0.1	0.1	101.2	0.2	0.3	101.2	0.0	0.0	101.2	0.1	0.1	101
	7MW	0.6	0.8	101.2	0.0	0.0	101.2	0.1	0.1	101.2	0.5	0.7	101.2	0.0	0.1	101.2	0.2	0.1	101.2	0.5	0.6	101.2	0.0	0.1	101.2	0.2	0.2	101
	10MW	0.8	1.2	101.2	0.0	0.0	101.2	0.1	0.1	101.2	0.7	1.1	101.2	0.0	0.2	101.2	0.2	0.2	101.2	0.7	0.8	101.2	0.1	0.1	101.2	0.3	0.3	101

Tab. 2: Úrovně napětí v jednotlivých uzlech během symetrické regulace napětí

		V_A									V_B									V_C								
		L1			L2			L3			L1			L2			L3			L1			L2			L3		
		ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]	ΔU+ [%]	ΔU- [%]	U _{av} [%]
VERTX	1MW	0.14	0.16	104.75	0.14	0.16	104.75	0.14	0.16	104.75	0.31	0.34	104.75	0.31	0.34	104.75	0.13	0.15	104.75	0.13	0.15	104.75	0.13	0.15	104.75	0.13	0.15	104
	3.5MW	0.47	0.60	104.75	0.47	0.60	104.75	0.47	0.60	104.75	1.06	1.28	104.75	1.06	1.28	104.75	0.45	0.55	104.75	0.45	0.55	104.75	0.45	0.55	104.75	0.45	0.55	104
	7MW	0.91	1.26	104.75	0.91	1.26	104.75	0.91	1.26	104.75	2.08	2.63	104.75	2.08	2.63	104.75	0.87	1.13	104.75	0.87	1.13	104.75	0.87	1.13	104.75	0.87	1.13	104
	10MW	1.28	1.87	104.75	1.28	1.87	104.75	1.28	1.87	104.75	2.96	3.80	104.75	2.96	3.80	104.75	1.24	1.64	104.75	1.24	1.64	104.75	1.24	1.64	104.75	1.24	1.64	104
	1MW	0.14	0.15	105.01	0.14	0.15	105.01	0.14	0.15	105.01	0.31	0.34	105.01	0.31	0.34	105.01	0.13	0.15	105.01	0.13	0.15	105.01	0.13	0.15	105.01	0.13	0.15	105
HL_VN	3.5MW	0.47	0.59	105.01	0.47	0.59	105.01	0.47	0.59	105.01	1.06	1.28	105.01	1.06	1.28	105.01	0.45	0.55	105.01	0.45	0.55	105.01	0.45	0.55	105.01	0.45	0.55	105
	7MW	0.91	1.26	105.01	0.91	1.26	105.01	0.91	1.26	105.01	2.08	2.63	105.01	2.08	2.63	105.01	0.87	1.13	105.01	0.87	1.13	105.01	0.87	1.13	105.01	0.87	1.13	105
	10MW	1.27	1.87	105.01	1.27	1.87	105.01	1.27	1.87	105.01	2.95	3.79	105.01	2.95	3.80	105.01	1.24	1.64	105.01	1.24	1.64	105.01	1.24	1.64	105.01	1.24	1.64	105
	1MW	0.13	0.15	100.91	0.13	0.15	100.91	0.13	0.15	100.91	0.13	0.15	100.91	0.13	0.15	100.91	0.13	0.15	100.91	0.13	0.15	100.91	0.13	0.15	100.91	0.13	0.15	100
	3.5MW	0.45	0.57	100.91	0.45	0.57	100.91	0.45	0.57	100.91	0.45	0.56	100.91	0.45	0.56	100.91	0.45	0.56	100.91	0.45	0.56	100.91	0.45	0.56	100.91	0.45	0.56	100
HL_VN	7MW	0.87	1.21	100.91	0.87	1.21	100.91	0.87	1.21	100.91	1.89	2.39	100.91	1.89	2.39	100.91	0.87	1.13	100.91	0.87	1.13	100.91	0.87	1.13	100.91	0.87	1.13	100
	10MW	1.23	1.80	100.91	1.23	1.80	100.91	1.23	1.80	100.91	1.26	1.67	100.91	1.26	1.67	100.91	1.27	1.66	100.91	1.27	1.66	100.91	1.27	1.66	100.91	1.27	1.66	100
	1MW	0.12	0.14	101.11	0.12	0.14	101.11	0.12	0.14	101.11	0.12	0.14	101.11	0.12	0.14	101.11	0.12	0.14	101.11	0.12	0.14	101.11	0.12	0.14	101.11	0.12	0.14	101
	3.5MW	0.41	0.52	101.11	0.41	0.52	101.11	0.41	0.52	101.11	0.42	0.51	101.11	0.42	0.51	101.11	0.42	0.51	101.11	0.42	0.51	101.11	0.42	0.51	101.11	0.42	0.51	101
	7MW	0.80	1.11	101.11	0.80	1.11	101.11	0.80	1.11	101.11	0.81	1.06	101.11	0.81	1.06	101.11	0.81	1.06	101.11	0.81	1.06	101.11	0.81	1.06	101.11	0.81	1.06	101
SUZ	10MW	1.12	1.65	101.11	1.12	1.65	101.11	1.12	1.65	101.11	1.16	1.53	101.11	1.16	1.53	101.11	1.16	1.52	101.11	1.16	1.52	101.11	1.16	1.52	101.11	1.16	1.52	101
	1MW	0.07	0.09	100.71	0.07	0.09	100.71	0.07	0.09	100.71	0.07	0.09	100.71	0.07	0.09	100.71	0.07	0.09	100.71	0.07	0.09	100.71	0.07	0.09	100.71	0.07	0.09	100
	3.5MW	0.23	0.29	102.01	0.23	0.29	102.01	0.23	0.29	102.01	0.23	0.29	102.01	0.23	0.29	102.01	0.23	0.28	102.01	0.23	0.28	102.01	0.23	0.28	102.01	0.23	0.28	102
	7MW	0.45	0.62	102.01	0.45	0.62	102.01	0.45	0.62	102.01	0.46	0.59	102.01	0.46	0.59	102.01	0.46	0.58	102.01	0.46	0.58	102.01	0.46	0.58	102.01	0.46	0.58	102
	10MW	0.63	0.91	102.01	0.63	0.91	102.01	0.63	0.91	102.01	0.65	0.85	102.01	0.65	0.85	102.01	0.65	0.84	102.01	0.65	0.84	102.01	0.65	0.84	102.01	0.65	0.84	102
SO	1MW	0.03	0.04	102.53	0.03	0.04	102.53	0.03	0.04	102.53	0.03	0.04	102.53	0.03	0.04	102.53	0.03	0.04	102.53	0.03	0.04	102.53	0.03	0.04	102.53	0.03	0.04	102
	3.5MW	0.11	0.14	102.53	0.11	0.14	102.53	0.11	0.14	102.53	0.11	0.13	102.53	0.11	0.13	102.53	0.11	0.13	102.53	0.11	0.13	102.53	0.11	0.13	102.53	0.11	0.13	102
	7MW	0.21	0.26	102.53	0.21	0.26	102.53	0.21	0.26	102.53	0.22	0.23	102.53	0.22	0.23	102.53	0.22	0.23	102.53	0.22	0.23	102.53	0.22	0.23	102.53	0.22	0.23	102
	10MW	0.30	0.43	102.53	0.30	0.43	102.53	0.30	0.43	102.53	0.31	0.40	102.53	0.31	0.40	102.53	0.31	0.39	102.53	0.31	0.39	102.53	0.31	0.39	102.53	0.31	0.39	102
	1MW	0.06	0.06	101.88	0.06	0.06	101.88	0.06	0.06	101.88	0.06	0.06	101.88	0.06	0.06	101.88	0.06	0.06	101.88	0.06	0.06	101.88	0.06	0.06	101.88	0.06	0.06	101
HB	3.5MW	0.19	0.23	101.88	0.19	0.23	101.88	0.19	0.23	101.88	0.19	0.23	101.88	0.19	0.23	101.88	0.19	0.23	101.88	0.19	0.23	101.88	0.19	0.23	101.88	0.19	0.23	101
	7MW	0.36	0.49	101.88	0.36	0.49	101.88	0.36	0.49	101.88	0.37	0.47	101.88	0.37	0.47	101.88	0.37	0.47	101.88	0.37	0.47	101.88	0.37	0.47	101.88	0.37	0.47	101
	10MW	0.51	0.73	101.88	0.51	0.73	101.88	0.51	0.73	101.88	0.52	0.68	101.88	0.52	0.68	101.88	0.53	0.68	101.88	0.53	0.68	101.88	0.53	0.68	101.88	0.53	0.68	101
	1MW	0.10	0.11	101.17	0.10	0.11	101.17	0.10	0.11	101.17	0.10	0.11	101.17	0.10	0.11	101.17	0.10	0.11	101.17	0.10	0.11	101.17	0.10	0.11	101.17	0.10	0.11	101
	3.5MW	0.35	0.44	101.17	0.35	0.44	101.17	0.35	0.44	101.17	0.35	0.44	101.17	0.35	0.44	101.17	0.35	0.44	101.17	0.35	0.44	101.17	0.35	0.44	101.17	0.35	0.44	101
HL_VA	7MW	0.57	0.93	101.17	0.57	0.93	101.17	0.57	0.93	101.17	0.68	0.88	101.17	0.68	0.88	101.17	0.69	0.88	101.17	0.69	0.88	101.17	0.69	0.88	101.17	0.69	0.88	101
	10MW	0.94	1.37	101.17	0.94	1.37	101.17	0.94	1.37	101.17	0.97	1.28	101.17	0.97	1.28	101.17	0.97	1.28	101.17	0.98	1.27	101.17	0.98	1.27	101.17	0.98	1.27	101

Příloha 2

		V_A						V_B						V_C					
		L-N voltage (L1)		Phase shift (L1)		Voltage unbalance		L-N voltage (L1)		Phase shift (L1)		Voltage unbalance		L-N voltage (L1)		Phase shift (L1)		Voltage unbalance	
		ΔU (%)	U (%)	Δδ (°)	δ (°)	Δρ _U (%)	ρ _U (%)	ΔU (%)	U (%)	Δδ (°)	δ (°)	Δρ _U (%)	ρ _U (%)	ΔU (%)	U (%)	Δδ (°)	δ (°)	Δρ _U (%)	ρ _U (%)
VERTEX	1MW	-0,09	109,57	-0,01	94,32	0,09	4,96	-0,36	109,57	0,00	94,33	0,23	4,96	-0,14	109,58	0,00	94,32	0,09	4,96
	3,5MW	-0,36	109,57	-0,05	94,32	0,34	4,96	-1,31	109,57	-0,05	94,33	0,79	4,96	-0,51	109,58	0,00	94,33	0,30	4,96
	7MW	-0,73	109,57	-0,09	94,33	0,68	4,96	-2,56	109,57	-0,14	94,33	1,55	4,96	-0,98	109,57	0,00	94,33	0,58	4,96
	10MW	-1,06	109,57	-0,12	94,33	0,98	4,96	-3,64	109,57	-0,21	94,33	2,21	4,96	-1,40	109,57	0,00	94,33	0,89	4,96
HL_VN	1MW	-0,09	109,85	-0,01	94,28	0,09	4,96	-0,36	109,85	0,00	94,28	0,23	4,96	-0,14	109,85	0,00	94,28	0,09	4,96
	3,5MW	-0,36	109,85	-0,05	94,28	0,34	4,96	-1,31	109,85	-0,05	94,28	0,79	4,96	-0,51	109,85	0,00	94,28	0,30	4,96
	7MW	-0,73	109,85	-0,09	94,28	0,68	4,96	-2,57	109,85	-0,14	94,28	1,55	4,96	-0,98	109,85	0,00	94,28	0,58	4,96
	10MW	-1,07	109,85	-0,12	94,28	0,98	4,96	-3,65	109,85	-0,21	94,28	2,21	4,96	-1,40	109,85	0,00	94,28	0,89	4,96
HL_VVN	1MW	-0,11	105,76	-0,01	93,57	0,09	4,96	-0,16	105,76	0,00	93,57	0,10	4,96	-0,14	105,76	0,00	93,57	0,09	4,96
	3,5MW	-0,44	105,76	-0,06	93,57	0,34	4,96	-0,58	105,76	-0,01	93,57	0,35	4,96	-0,50	105,76	0,00	93,57	0,30	4,96
	7MW	-0,89	105,76	-0,09	93,57	0,68	4,96	-1,14	105,76	-0,03	93,57	0,69	4,96	-0,96	105,76	0,00	93,57	0,57	4,96
	10MW	-1,30	105,76	-0,12	93,57	0,98	4,96	-1,63	105,76	-0,05	93,57	0,99	4,96	-1,38	105,76	0,00	93,57	0,88	4,96
SUZ	1MW	-0,10	105,99	-0,01	93,38	0,09	4,96	-0,14	105,99	0,00	93,38	0,09	4,96	-0,13	105,99	0,00	93,38	0,08	4,96
	3,5MW	-0,40	105,99	-0,05	93,38	0,31	4,96	-0,53	105,99	-0,01	93,38	0,32	4,96	-0,46	105,99	0,00	93,38	0,27	4,96
	7MW	-0,81	105,99	-0,08	93,38	0,62	4,96	-1,05	105,99	-0,03	93,38	0,64	4,96	-0,88	105,99	0,00	93,38	0,53	4,96
	10MW	-1,18	105,99	-0,11	93,38	0,90	4,96	-1,49	105,99	-0,05	93,38	0,91	4,96	-1,26	105,99	0,00	93,38	0,81	4,96
OS	1MW	-0,05	107,01	-0,01	92,42	0,05	4,96	-0,08	107,02	0,00	92,42	0,05	4,96	-0,07	107,02	0,00	92,42	0,04	4,96
	3,5MW	-0,20	107,01	-0,03	92,42	0,17	4,96	-0,29	107,02	-0,01	92,42	0,18	4,96	-0,25	107,02	0,00	92,42	0,15	4,96
	7MW	-0,40	107,01	-0,04	92,42	0,34	4,96	-0,58	107,02	-0,02	92,42	0,35	4,96	-0,48	107,02	0,00	92,42	0,28	4,96
	10MW	-0,58	107,01	-0,06	92,42	0,50	4,96	-0,83	107,02	-0,03	92,42	0,50	4,96	-0,68	107,02	0,00	92,42	0,44	4,96
SO	1MW	-0,02	107,61	0,00	91,77	0,02	4,96	-0,04	107,61	0,00	91,77	0,02	4,96	-0,03	107,61	0,00	91,77	0,02	4,96
	3,5MW	-0,07	107,61	-0,01	91,77	0,08	4,96	-0,14	107,61	-0,01	91,77	0,08	4,96	-0,10	107,61	0,00	91,77	0,06	4,96
	7MW	-0,15	107,61	-0,02	91,77	0,16	4,96	-0,27	107,61	-0,02	91,77	0,17	4,96	-0,20	107,61	0,00	91,77	0,11	4,96
	10MW	-0,22	107,61	-0,02	91,77	0,23	4,96	-0,38	107,61	-0,03	91,77	0,24	4,96	-0,29	107,61	0,00	91,77	0,18	4,96
HB	1MW	-0,04	106,90	0,00	92,53	0,04	4,96	-0,06	106,90	0,00	92,53	0,04	4,96	-0,05	106,90	0,00	92,53	0,03	4,96
	3,5MW	-0,15	106,90	-0,02	92,53	0,14	4,96	-0,24	106,90	-0,01	92,53	0,14	4,96	-0,19	106,90	0,00	92,53	0,11	4,96
	7MW	-0,31	106,90	-0,03	92,53	0,28	4,96	-0,46	106,90	-0,02	92,53	0,28	4,96	-0,37	106,90	0,00	92,53	0,22	4,96
	10MW	-0,45	106,90	-0,04	92,53	0,40	4,96	-0,66	106,90	-0,03	92,53	0,40	4,96	-0,53	106,90	0,00	92,53	0,34	4,96
HL_a	1MW	-0,08	106,08	-0,01	93,41	0,07	4,96	-0,12	106,09	0,00	93,41	0,08	4,96	-0,10	106,09	0,00	93,41	0,07	4,96
	3,5MW	-0,32	106,08	-0,04	93,41	0,26	4,96	-0,44	106,09	-0,01	93,41	0,27	4,96	-0,38	106,09	0,00	93,41	0,22	4,96
	7MW	-0,64	106,08	-0,07	93,41	0,52	4,96	-0,87	106,09	-0,03	93,41	0,53	4,96	-0,72	106,09	0,00	93,41	0,43	4,96
	10MW	-0,93	106,08	-0,09	93,41	0,75	4,96	-1,24	106,08	-0,05	93,41	0,76	4,96	-1,03	106,08	0,00	93,41	0,67	4,96

Příloha 3

Hodnoty jsou uvedeny v třífázovém výkonu		V_A			V_B			V_c		
		ΔQ_+	ΔQ_-	Q_{ref}	ΔQ_+	ΔQ_-	Q_{ref}	ΔQ_+	ΔQ_-	Q_{ref}
		[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]
SO 220kV	1MW	0,94	1,03	15,70	0,94	1,02	15,68	0,94	1,02	15,68
	3,5MW	3,16	3,89	15,69	3,18	3,82	15,67	3,20	3,81	15,67
	7MW	6,25	8,35	15,68	6,37	7,98	15,66	6,42	7,93	15,66
	10MW	8,77	12,27	15,67	9,01	11,44	15,64	9,08	11,35	15,64
Vyvod OS	1MW	0,42	0,46	0,18	0,42	0,46	0,17	0,43	0,46	0,17
	3,5MW	1,43	1,74	0,17	1,44	1,71	0,16	1,45	1,70	0,16
	7MW	2,84	3,72	0,17	2,89	3,56	0,16	2,91	3,54	0,16
	10MW	3,98	5,45	0,16	4,09	5,09	0,15	4,13	5,05	0,15
Vyvod HB	1MW	0,52	0,57	4,49	0,52	0,56	4,47	0,52	0,56	4,47
	3,5MW	1,75	2,15	4,48	1,76	2,11	4,47	1,77	2,10	4,47
	7MW	3,47	4,60	4,47	3,54	4,40	4,46	3,56	4,37	4,46
	10MW	4,87	6,75	4,47	5,01	6,30	4,45	5,04	6,25	4,45
SUZ-HI	1MW	0,42	0,45	2,40	0,42	0,45	2,38	0,42	0,45	2,38
	3,5MW	1,42	1,70	2,39	1,43	1,66	2,38	1,44	1,66	2,38
	7MW	2,83	3,59	2,38	2,88	3,44	2,37	2,90	3,42	2,37
	10MW	3,98	5,24	2,38	4,09	4,91	2,37	4,12	4,87	2,37
HJ-HI	1MW	0,52	0,56	2,44	0,52	0,56	2,42	0,52	0,56	2,42
	3,5MW	1,76	2,12	2,43	1,77	2,08	2,42	1,78	2,08	2,42
	7MW	3,50	4,51	2,43	3,57	4,32	2,41	3,59	4,29	2,41
	10MW	4,93	6,58	2,42	5,07	6,15	2,40	5,11	6,10	2,40
Tr. HI (VVN)	1MW	-0,01	-0,01	2,40	0,95	1,02	2,40	0,95	1,02	2,40
	3,5MW	-0,02	-0,03	2,40	3,23	3,78	2,39	3,24	3,77	2,39
	7MW	-0,05	-0,07	2,40	6,50	7,82	2,37	6,55	7,78	2,37
	10MW	-0,07	-0,10	2,40	9,24	11,15	2,35	9,31	11,06	2,35
Baterý	1MW	-0,95	-1,03	-0,03	-0,96	-1,03	0,00	-0,96	-1,03	0,00
	3,5MW	-3,23	-3,89	-0,03	-3,29	-3,79	0,00	-3,29	-3,79	0,00
	7MW	-6,45	-8,27	-0,03	-6,67	-7,79	-0,01	-6,67	-7,78	-0,01
	10MW	-9,07	-12,08	-0,04	-9,51	-11,03	-0,01	-9,51	-11,01	-0,01
Vertex (VN)	1MW	-0,01	-0,01	2,29	-0,02	-0,02	2,29	-0,01	-0,01	2,29
	3,5MW	-0,03	-0,03	2,29	-0,06	-0,07	2,29	-0,02	-0,03	2,29
	7MW	-0,05	-0,07	2,29	-0,12	-0,14	2,29	-0,05	-0,06	2,29
	10MW	-0,07	-0,10	2,29	-0,17	-0,20	2,29	-0,07	-0,09	2,29

Příloha 4

Hodnoty jsou uvedeny v třífázovém výkonu		V_A			V_B			V_c		
		ΔP_+	ΔP_-	P_{ref}	ΔP_+	ΔP_-	P_{ref}	ΔP_+	ΔP_-	P_{ref}
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
SO 220kV	1MW	0,945	0,901	91,357	0,946	0,900	91,358	0,946	0,902	91,358
	3,5MW	3,299	3,267	91,359	3,300	3,262	91,360	3,304	3,275	91,361
	7MW	6,591	6,678	91,364	6,601	6,682	91,366	6,604	6,715	91,366
	10MW	9,320	9,450	91,368	9,345	9,475	91,370	9,342	9,526	91,370
Vývod OS	1MW	0,427	0,405	13,992	0,428	0,406	13,992	0,427	0,406	13,992
	3,5MW	1,477	1,474	13,993	1,481	1,473	13,993	1,480	1,476	13,993
	7MW	2,941	3,019	13,995	2,955	3,020	13,995	2,953	3,029	13,995
	10MW	4,154	4,274	13,996	4,181	4,281	13,996	4,174	4,296	13,996
Vývod HB	1MW	0,524	0,499	31,887	0,524	0,498	31,888	0,525	0,500	31,888
	3,5MW	1,829	1,808	31,888	1,829	1,805	31,889	1,832	1,813	31,889
	7MW	3,655	3,696	31,891	3,659	3,698	31,892	3,661	3,717	31,892
	10MW	5,168	5,229	31,893	5,180	5,244	31,894	5,179	5,273	31,894
SUZ-HI	1MW	0,416	0,395	13,812	0,417	0,395	13,812	0,417	0,395	13,812
	3,5MW	1,442	1,434	13,812	1,445	1,433	13,812	1,445	1,437	13,813
	7MW	2,875	2,932	13,814	2,888	2,933	13,814	2,886	2,943	13,814
	10MW	4,066	4,146	13,816	4,091	4,153	13,816	4,085	4,169	13,816
HJ-HI	1MW	0,530	0,501	5,709	0,531	0,501	5,710	0,530	0,501	5,710
	3,5MW	1,821	1,807	5,709	1,825	1,806	5,710	1,825	1,810	5,710
	7MW	3,627	3,690	5,711	3,642	3,692	5,711	3,639	3,704	5,711
	10MW	5,127	5,218	5,712	5,156	5,228	5,712	5,149	5,248	5,712
Tr. HI (VVN)	1MW	0,000	0,000	7,352	0,960	0,906	7,354	0,959	0,907	7,354
	3,5MW	0,000	0,000	7,352	3,298	3,275	7,354	3,295	3,281	7,354
	7MW	0,000	0,000	7,352	6,579	6,700	7,356	6,570	6,718	7,356
	10MW	0,000	0,000	7,352	9,314	9,490	7,359	9,296	9,519	7,359
Baterý	1MW	0,876	1,025	-0,005	0,875	1,024	-0,005	0,876	1,024	-0,005
	3,5MW	3,080	3,775	-0,007	3,083	3,762	-0,007	3,088	3,761	-0,007
	7MW	6,181	7,975	-0,014	6,203	7,904	-0,015	6,213	7,904	-0,015
	10MW	8,736	11,471	-0,021	8,788	11,312	-0,022	8,802	11,317	-0,023
Vertex (VN)	1MW	0,000	0,000	7,306	0,000	0,001	7,306	0,000	0,000	7,306
	3,5MW	0,000	0,000	7,306	0,000	0,000	7,306	0,000	0,000	7,306
	7MW	0,000	0,000	7,306	0,000	0,001	7,306	0,000	0,000	7,306
	10MW	0,001	0,000	7,306	0,001	0,001	7,306	-0,001	0,000	7,306