

2. PRINCIPY A ZÁKLADNÍ PRAVIDLA ŘÍZENÍ ELEKTRIZAČNÍCH SOUSTAV

2.1 PRIMÁRNÍ REGULACE f

2.1.1 Výkonová rovnováha

V jakémkoliv elektrickém systému je nutné v každém časovém okamžiku dodržovat rovnováhu mezi výkonem vyráběným a spotřebovaným. Pokud je tato rovnováha porušena, dochází k odchylce síťového kmitočtu od žádané hodnoty. Tato porucha je zpočátku kompenzována kinetickou energií rotujících částí připojených generátorů a motorů, následně však musí být ovlivněna změnou činného výkonu zdrojů v závislosti na odchylce síťového kmitočtu.

Existují jen velmi omezené možnosti ukládání elektrické energie jako takové. Může být uložena ve formě zásob primárních zdrojů (uhlí, ropa, voda) pro velké energetické systémy a nebo jako chemické energie (baterie) pro malé systémy. Toto je nedostatečné pro kontrolu výkonové rovnováhy v reálném čase, takže výrobní systém musí mít dostatečnou flexibilitu při změně zatížení. Musí být schopen okamžitě zvládnout změny v zatížení a také výpadky výrobních a přenosových zařízeních, a to nejlépe tak, aby jimi byli ovlivněni připojení uživatelé v co nejmenším rozsahu.

2.1.2 Síťová frekvence

V ustáleném stavu musí být zachován síťový kmitočet v rámci příslušných mezí pro zajištění úplné a rychlé funkce regulátorů v případě poruchy. Mimo období úprav synchronního času je žádaná frekvence 50 Hz.

Frekvence v elektrické síti (síťový kmitočet f) je ukazatelem rychlosti otáčení synchronně pracujících generátorů. Při zvýšení celkové poptávky (nedostatku činného výkonu) se síťový kmitočet (rychlost generátorů) bude snižovat a při snížení poptávky (přebytku činného výkonu) se síťový kmitočet zvýší. Regulační jednotky pak budou provádět automatickou primární regulaci, a tím opět ovlivňovat rovnováhu mezi poptávkou a výrobou. I v případě velké odchylky kmitočtu by každá regulační oblast/blok, pokud to neohrozí její vlastní provoz, měla zachovat propojení s přilehlými regulačními oblastmi.

2.1.3 Statika zdroje

Statika generátoru s_G je charakteristická hodnota primárního regulátoru otáček, jedná se o bezrozměrné číslo, obvykle vyjádřené v procentech:

$$s_G = (-\Delta f / f_n) / (\Delta P_G / P_{Gn}) * 100 \quad [\%], \text{ kde} \quad (1)$$

Δf změna síťového kmitočtu,

f_n jmenovitá hodnota frekvence,

ΔP_G ... změna činného výkonu,

P_{Gn} ... jmenovitá hodnota činného výkonu.

Změna síťového kmitočtu je definována jako:

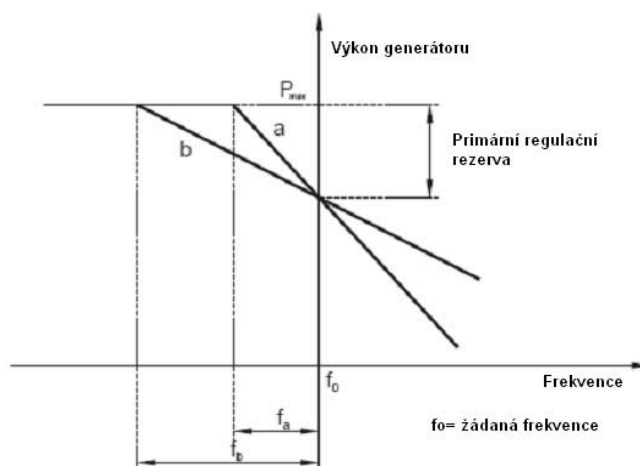
$$\Delta f = f - f_n \quad [\text{Hz}], \text{ kde} \quad (2)$$

f_n ... jmenovitá hodnota frekvence,

f ... okamžitá hodnota frekvence.

Relativní změna výkonu je definována jako podíl změny výkonu generátoru ΔP_G (pro celý rozsah nastavené primární regulační rezervy) a jeho jmenovitého výkonu P_{Gn} .

Účast stroje na korekci poruchy v síti závisí hlavně na jeho staticke generátoru a primární regulační rezervě. Obr. 2 ukazuje rozdílný dodávaný výkon generátorů **a** a **b** s různou statikou, ale se stejným rozsahem primární regulace.



Obr. 2: Změny výkonu zdrojů s různou statikou primárního regulátoru

V případě menší poruchy (odchylka kmitočtu $< \Delta f_b$) bude příspěvek generátoru **a** (který má menší statiku) větší, než generátoru **b**, který má regulátor s větší statikou.

Odchylka kmitočtu Δf_a , při kterém se vyčerpá celý rozsah primární regulace generátoru **a** (tj. kdy výkon dosáhne své maximální hodnoty P_{max}) bude menší, než u generátoru **b** (Δf_b), a to i v případě shodného rozsahu primární regulace obou strojů.

V případě závažné poruchy (odchylka kmitočtu $> \Delta f_b$), příspěvky obou generátorů do primární regulace v ustáleném stavu budou stejné.

2.1.4 Výkonové číslo sítě

Výkonové číslo synchronní oblasti/bloku popisuje její frekvenční chování. Odpovídá podílu poruchové změny výkonu ΔP_a a odchylky kmitočtu Δf způsobené touto poruchou (výkonové deficity jsou považovány za záporné hodnoty):

$$\lambda_u = \Delta P_a / \Delta f \quad [\text{MW/Hz}] \quad (3)$$

Výkonové číslo λ_i se měří pro danou regulační oblast/blok i . To odpovídá podílu ΔP_i (změnam výkonu měřených v regulační oblasti/bloku i) a odchylce kmitočtu Δf vyvolaného poruchou (v regulační oblasti/bloku, kde došlo k této poruše, je nutné přičíst přebytek nebo odečíst deficit výkonu).

$$\lambda_i = \Delta P_i / \Delta f \quad [\text{MW/Hz}] \quad (4)$$

Příspěvek každé regulační oblasti/bloku do výkonového čísla soustavy vychází z nastavené hodnoty λ_{i0} pro výkonové číslo dané regulační oblasti/bloku. Tato hodnota se získá z výkonového čísla λ_{u0} celé synchronní oblasti a příspěvkového koeficientu C_i každé regulační oblasti/bloku:

$$\lambda_{i0} = C_i \lambda_{u0} \quad [\text{MW/Hz}] \quad (5)$$

Tento vzorec se používá k určení požadovaného příspěvku C_i regulační oblasti/bloku do primární regulace.

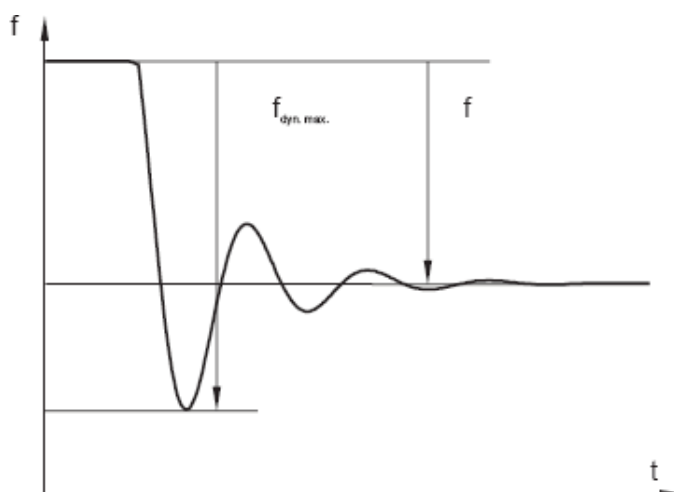
Výkonové číslo dané regulační oblasti/bloku by mělo být pokud možno konstantní ve využitelném frekvenčním rozsahu. Z tohoto důvodu by technická necitlivost regulátorů měla být co nejmenší, a v žádném případě nesmí překročit ± 10 mHz. Pokud mají určité regulátory pásma necitlivosti, tak ta musí být v regulační oblasti/bloku vyrovnána.

Hodnota λ_{u0} pro celkové výkonové číslo soustavy je definována UCTE na základě daných podmínek, s ohledem na měření, zkušenosti a teoretické úvahy.

2.1.5 Základy primární regulace

Různé poruchy či náhodné odchylky, které narušují rovnováhu ve výrobě a spotřebě způsobí kolísání frekvence, na které vždy zareaguje primární regulátor zdrojů zapojených do primární regulace.

Na obr. 3 je vidět průběh frekvence po výpadku zdroje s vlivem primární regulace aktivované v ES.



Obr. 3: Průběh frekvence po výpadku zdroje s vlivem primární regulace aktivované v ES

Proporcionalita primární regulace a kolektivní zapojení všech partnerů v propojené soustavě zajišťuje obnovení rovnováhy mezi energií vyrobenou a spotřebovanou, a tím

udržuje síťový kmitočet v přípustných mezích. Pokud frekvence překročí stanovené přípustné limity i přes vyčerpání celkové primární regulační zálohy, potom pro udržení stabilního provozu propojených soustav jsou požadována a prováděna opatření jako automatické odpínání zátěže, přechod bloků do struktury regulace ostrovního režimu apod.

Takto vyvolaná odchylka od síťového kmitočtu během několika sekund aktivuje primární regulátory všech zdrojů zapojených do primární regulace. Regulátory mění výkon generátorů až do ustálení nového rovnovážného stavu. Jakmile je rovnováha obnovena a síťový kmitočet se stabilizuje na ustálenou hodnotu, která se ale liší od žádané frekvence vlivem statiky generátorů v primární regulaci. V důsledku toho se budou lišit přeshraniční toky výkonu v propojeném systému od plánovaných hodnot. Asi po 15 až 30 sekundách začne působit sekundární regulace. Funkcí sekundární regulace je obnovení žádaných hodnot přeshraničních toků výkonu, a tím síťového kmitočtu.

Velikost $\Delta f_{\text{dyn.max}}$ dynamické odchylky kmitočtu je dána především:

- o amplitudou a časovým průběhem poruchy, která vede k narušení výkonové rovnováhy,
- o kinetickou energií rotujících částí strojů v síti,
- o počtem zdrojů v primární regulaci, rozsahem primární regulační rezervy a jejím rozdělením mezi tyto stroje,
- o dynamickými vlastnostmi strojů (včetně regulátorů),
- o dynamickými vlastnostmi zátěže, zejména jejím samoregulačním efektem.

Ustálená hodnota odchylky kmitočtu Δf je určována rozsahem poruchy a výkonovým číslem soustavy a je ovlivněna především:

- o statikou všech generátorů v primární regulaci v synchronní oblasti;
- o závislostí zátěže na změny síťového kmitočtu.

2.1.6 Princip solidarity

Každý provozovatel přenosové soustavy (PPS) se musí podílet na odstraňování poruchy podle svého příspěvkovým koeficientem primární regulace. Tyto koeficienty C_i jsou vypočteny pro každou regulační oblast/blok nebo PPS pomocí následujícího vzorce:

$$C_i = E_i / E_u \quad [-], \text{ kde} \quad (6)$$

E_i ... elektřina vyrobená v regulační oblasti/bloku i za uplynulý rok,

E_u ... suma vyrobené elektřiny v synchronně pracující oblasti za uplynulý rok

Pro zajištění principu solidarity by měla výkonová čísla různých regulačních oblastí/bloků zůstat pokud možno konstantní. To platí zvláště pro malé odchylky kmitočtu Δf , při nichž by pásma necitlivosti strojů mohla mít nepříjemný vliv na primární regulaci.

2.1.7 Stanovení primární regulační zálohy

Okrajové podmínky požadované regulační zálohy primární regulace propojených energetických soustav UCTE jsou zvoleny pro následující parametry:

- o současný výpadek dvou největších elektrárenských bloků v propojeném systému ztráta přenosové linky nebo přípojnice do nichž bloky o stejně velkém výkonu pracují,
- o zkušenosti ukázaly, že poruchy vedoucí k ještě většímu výpadku jsou velmi vzácné;
- o řešení těchto poruch aktivací zbytečně velkého výkonu může vést k přetížení přenosové sítě, a tím k ohrožení propojené soustavy.

Při bezporuchovém provozu propojené soustavy musí být náhlý výpadek zdrojů o výkonu 3000 MW kompenzován pouze primární regulací, aniž by bylo nutné použít frekvenční odlehčování. Navíc za předpokladu samoregulačního efektu zátěže 1 % / Hz nesmí být absolutní odchylka frekvence větší než 180 mHz. Stejně tak náhlé odlehčení o 3000 MW nesmí vést k absolutní odchylce přesahující 180 mHz. Pokud se nebere v úvahu samoregulační účinek zatížení, tak absolutní odchylka frekvence nesmí být větší než 200 mHz.

Pro dosažení výše zmíněných cílů je třeba provozovat systém tak, aby se výkonové číslo celé synchronní oblasti v závislosti na zatížení nacházelo v poměrně úzkém rozsahu. Uvažovaný samoregulační účinek zátěže je uveden v následující tabulce:

Samoregulační efekt	Výkon soustavy	Výkonové číslo
1 % / Hz	150 GW	16500 MW/Hz
1 % / Hz	300 GW	18000 MW/Hz
2 % / Hz	150 GW	18000 MW/Hz
2 % / Hz	300 GW	21000 MW/Hz

Pro definici okrajových podmínek pro provoz primární regulace byly použity následující předpoklady:

- o náhlá změna 3000 MW z rovnovážného stavu, výkon v soustavě 150 - 300 GW,
- o časová konstanta sítě: 10 - 12 sekund,
- o samoregulační efekt zátěže: 1 % / Hz,
- o maximální přípustná odchylka kmitočtu v ustáleném stavu ± 180 mHz a dynamická ± 800 mHz.

Maximální dynamická odchylka kmitočtu ± 800 mHz zajišťuje bezpečnostní rezervu 200 mHz, která je určena na pokrytí následujících vlivů a nejistot:

- o možná statická odchylka kmitočtu před poruchou - 50 mHz,
- o necitlivost regulátoru turbíny - 20 mHz,
- o větší dynamická odchylka kmitočtu v místě poruchy, která není zohledněna v modelu sítě použitým pro simulaci - 50 mHz,

o ostatní nejistoty v modelu cca 10 % - 80 mHz.

Pro frekvenčního odlehčování bude dostačující přesnost frekvenčního relé 50 - 100 mHz.

Celková primární regulační rezerva P_{pu} pro celou synchronní oblast je stanovena UCTE na základě daných podmínek, s ohledem k měřením, zkušenostem a teoretickým úvahám.

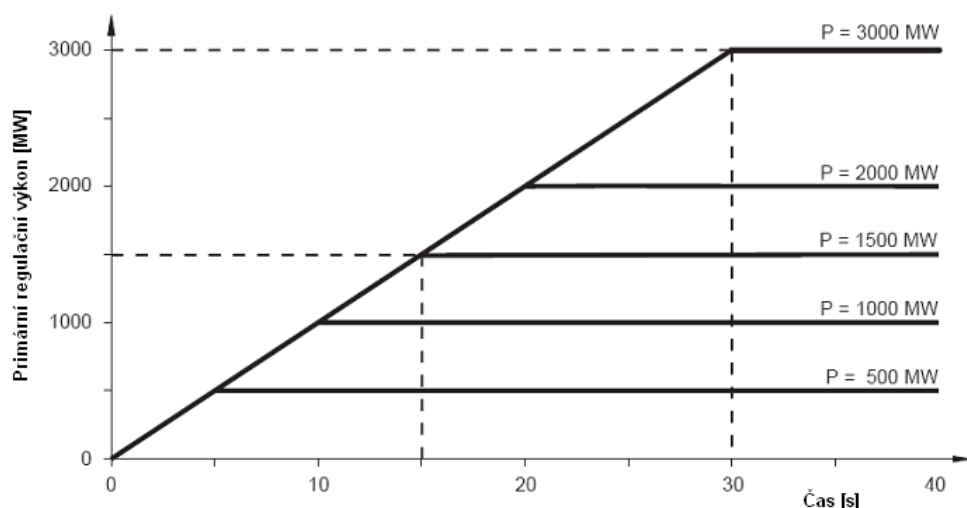
Příspěvky P_{pi} regulačních oblastí/bloků jsou definovány z primární regulační rezervy celé synchronní oblasti a jejich příspěvkovým koeficientem C_i :

$$P_{pi} = P_{pu} C_i \quad [\text{MW}] \quad (7)$$

Při odchylce frekvence v ustáleném stavu o ± 200 mHz je aktivován celý rozsah primární regulace. Pro omezení využívání primární regulační rezervy by síťový kmitočet v bezporuchovém stavu neměl dlouhodobě opustit pásmo ± 20 mHz.

2.1.9 Rychlost aktivování primární regulační rezervy

Doby najetí primární regulační rezervy různých regulačních oblastí/bloků by měly být podobné, aby se minimalizovaly dynamické interakce mezi regulačními oblastmi/bloky. Zde se více zaměříme na předpokládané výkonové schopnosti než na logiku regulátorů.



Obr. 4: Časový průběh nasazení primárního regulačního výkonu

Odpovídající část primární regulační rezervy každé regulační oblasti/bloku i (odpovídající koeficientu C_i) musí být v případě výpadku ΔP menším než 1500 MW plně aktivována do 15 sekund (pro nižší hodnoty aktivovaného regulačního výkonu se předpokládá obtížnější dosahování časů menších než 15 s) nebo lineárně mezi 15 – 30 s při ΔP mezi 1500 a 3000 MW. Rychlost aktivace primární regulační rezervy musí v optimálním případě odpovídat křivce na obr. 4, který představuje celkové chování systému. Aktivovaný regulační výkon musí ležet na nebo nad znázorněnou křivkou až do ustálení rovnováhy. Pro každou regulační oblast/blok i se vyznačený výkon vynásobí příslušným příspěvkovým koeficientem C_i .

2.1.10 Měření účinnosti regulace

Rozlišujeme mezi kontrolou kvality regulace v celé synchronní oblasti (globální kvalita) a kvalitou regulace v jednotlivých regulačních oblastech/blocích (lokální kvalita). Každý PPS musí zajistit účinnou primární regulaci, a tím i vysokou globální kvalitu.

Hlavním účelem kontroly globální kvality je hodnocení primární regulace celé synchronní oblasti. To se provádí na základě analýzy síťového kmitočtu během poruchových stavů. Tato analýza frekvence slouží k odhadu provozní spolehlivosti propojené soustavy

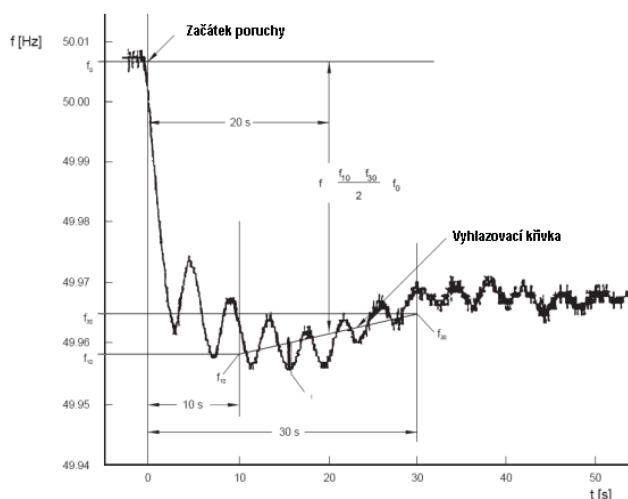
Výkonové číslo λ_u celé synchronní oblasti se vypočte podle následujícího vztahu:

$$\lambda_u = \Delta P_a / \Delta f \text{ [MW/Hz]}, \text{ kde} \quad (8)$$

ΔP_a ... změna výkonu, která způsobila poruchu,

Δf ... ustálená odchylka kmitočtu po poruše.

Odchylka kmitočtu je určena z "nahrazení přímkou" mezi 10 s a 30 s po vzniku poruchy tak, že suma odchylek frekvence ε_i od této přímky je nulová (viz obr. 5).



Obr. 5: Určování odchylky frekvence pomocí náhrady přímkou

Předpokládá se aktivace hlavní části primární regulační rezervy do 20 s, zatímco příspěvek sekundární regulace bude ještě neznamatelný.

Lokální kontrola kvality umožní každému účastníkovi zjistit, zda jeho poměrný příspěvek k primární regulaci je v souladu s danými požadavky.

PPS můžete zkontrolovat kvalitu své primární regulace sledováním výkonového čísla své regulační oblasti/bloku při poruše a porovnat ji s výkonovým číslem celé synchronní oblast.

Výkonové číslo regulační oblasti/bloku λ_i je vypočítána podle:

$$\lambda_i = - \Delta P_i / \Delta f \text{ [MW/Hz]}, \text{ kde} \quad (9)$$

ΔP_i ... změna výkonu v regulační oblasti/bloku v důsledku poruchy,

Δf ... ustálená odchylka kmitočtu v důsledku poruchy o velikosti ΔP_i .

Obě měření musí být provedena současně (musí být synchronní) a musí být možné stanovit chyby měření.

V regulačních oblastech/blocích, kde jsou rychlé náhodné změny v přeshraničních tocích srovnatelné se změnou výkonu ΔP_i , může být ΔP_i stanoveno „z nahrazení přímkou“ z hodnot přeshraničních toků před poruchou a po ní.

Pro umožnění sledování kvality regulace je vhodné zaznamenávat a průběžně analyzovat výpadky větší než 1000 MW. Pro tento účel jsou potřebné následující informace:

- o místo poruchy,
- o datum a čas,
- o objem vypadlé výroby / spotřeby,
- o druh poruchy.

PPS postižené regulační oblasti/bloku bude mít tyto informace k dispozici i pro ostatní PPS.

Měření síťového kmítocitu a přeshraničních toků prováděná během poruchových stavů, i když zatížená chybou, umožní každému PPS provést statistické analýzy výkonového čísla a aktivované primární regulace a porovnat výsledky této analýzy s odpovídajícími hodnotami celé synchronní oblasti.

Každý PPS musí provádět pravidelné kontroly s cílem zajistit, že doba aktivace primární regulační rezervy je v souladu s požadavky na primární regulaci.

2.2 SEKUNDÁRNÍ REGULACE P a f

Sekundární regulace činného výkonu navazuje na funkci primární regulace frekvence. Zatímco primární regulace, fungující na principu solidarity, je aktivována v celém propojeném systému v závislosti na odchylce kmitočtu, sekundární regulace je lokální záležitostí oblasti, která odchylku frekvence v celém propojeném systému vyvolala.

Primární regulace umožňuje ustálení síťového kmitočtu po poruchách nebo náhodných odchylkách od výkonové rovnováhy, ale na jiné hodnotě než žádané (s ustálenou hodnotou odchylky frekvence Δf). Protože všechny regulační oblasti/bloky v propojeném systému přispívají do této regulace, tak nerovnováha v jakékoli regulační oblasti bude mít za následek změnu plánovaných toků výkonu ΔP_i mezi jednotlivými regulačními oblastmi.

Funkcí sekundární regulace je obnovovat výkonovou rovnováhu v regulační oblasti/bloku, a tím vracet síťový kmitočet na žádanou hodnotu a výkonové toky se sousedními regulačními oblastmi na jejich plánované hodnoty. To zajistí uvolnění primární regulační rezervy pro další využití. Navíc sekundární regulace nesmí narušit funkci regulace primární. Sekundární regulace reaguje jak na malé odchylky (které jsou nevyhnutelné v normálním provozu), tak na velké rozdíly mezi výrobou a spotřebou (související např. s výpadkem zdroje nebo poruchou v přenosové síti). Pro splnění těchto požadavků musí být sekundární regulace provozována v rámci principu neintervence.

Zatímco při primární regulaci si všechny regulační oblasti poskytují vzájemnou podporu, tak pouze regulační oblast/blok ve kterém došlo k výkonové nerovnováze je povinen provést sekundární regulaci pro nápravu jím zaviněné odchylky. Proto pouze operátor v této regulační oblasti/bloku musí aktivovat odpovídající sekundární regulaci v rámci své regulační oblasti/bloku. Parametry sekundárních regulátorů všech regulačních oblastí je třeba nastavit tak, aby v ideálním případě zareagovaly pouze regulátory v postižené oblasti a realizovaly nasazení žádaných výkonů sekundární regulace.

V dané regulační oblasti/bloku by měla být spotřeba v reálném čase kryta elektřinou vyrobenou v této oblasti spolu s dovozy elektřiny (na základě kupních smluv a/nebo výrobou elektřiny ze zdrojů společně provozovaných mimo zónu). Za účelem zachování rovnováhy musí být k dispozici taková kapacita sekundární regulace, která je schopná pokrýt výpadky zdrojů a také jakékoliv poruchy ve spotřebě a přenosu. Sekundární regulace instalovaná ve vybraných elektrárnách tvoří regulační smyčku.

Sekundární regulace působí řádově v čase několika minut, a je proto časově oddělená od primární regulace. Toto chování je spojeno s PI (proporcionální-integrální) charakteristikou sekundárních regulátorů. Sekundární regulace využívá měření síťového kmitočtu a toků činného výkonu v přeshraničních bodech regulační oblasti/bloku. Z těchto dat poté sekundární regulátor počítá nové hodnoty činného výkonu pro zdroje zapojené do sekundární regulace a tyto hodnoty jim předává.

Při spotřebě trvale překračující výrobu je třeba okamžitého zásahu k obnovení rovnováhy (použitím pohotovostních zdrojů, smluvní změny zatížení nebo jako poslední možnost frekvenční odlehčování). Neustále musí být také udržovány dostatečné přenosové kapacity, aby bylo možné přenést regulační energii.

Vzhledem k tomu, že je technicky nemožné zabránit všem náhodným jevům, které ovlivňují produkci, spotřebu a přenos, tak objem rezervních kapacit je závislý na úrovni přijatelného rizika. Tyto zásady platí bez ohledu na rozdělení odpovědnosti mezi subjekty dodávajícími elektrickou energii spotřebitelům.

2.2.1 Princip neintervence

Pro rozlišení, zda jsou odchylky přeshraničních toků jsou spojeny s nerovnováhou v dané regulační oblasti/bloku či s aktivací primární regulace, se používá princip neintervence ve všech regulačních oblastech/blocích synchronní oblasti.

Každá regulační oblast/blok je proto vybavena centrálním sekundárním regulátorem k minimalizaci regulační odchylky (ACE) G v reálném čase:

$$G = P_{\text{meas}} - P_{\text{prog}} + K_{\text{ri}} (f_{\text{meas}} - f_0) \quad [\text{MW}], \text{ kde} \quad (10)$$

- $P_{\text{meas}} \dots$ suma okamžitých hodnot činného výkonu v hraničních bodech,
- $P_{\text{prog}} \dots$ plánovaná výměna se všemi sousedními regulačními oblastmi/bloky,
- $K_{\text{ri}} \dots$ K-faktor (MW / Hz), konstanta nastavená v sekundárním regulátoru,
- $f_{\text{meas}} - f_0$ rozdíl mezi okamžitou a žádanou hodnotou síťového kmitočtu.

Pokud se K_{ri} rovná výkonovému číslu regulační oblasti/bloku, tak ACE je nerovnováha mezi P_{meas} a P_{prog} minus příspěvek primární regulace. Výkonové toky jsou kladné u vývozu a záporné u dovozu. Proto pozitivní (resp. negativní) ACE vyžaduje snížení (resp. zvýšení) vyráběného činného výkonu elektrárenských bloků dané oblasti zapojených do sekundární regulace.

V každé regulační oblasti/bloku musí být ACE udržována blízko nuly. Účel je dvojitý:

- o Rovnováha regulační oblasti/bloku. Jestliže naměřené frekvence f_{meas} odpovídá žádané frekvenci f_0 , tak ACE je nerovnováha v regulační oblasti/bloku, tj. rozdíl mezi měřenou výměnou P_{meas} a plánovanou výměnou P_{prog} .
- o Neovlivnění primární regulace. Výkon dodaný primární regulací v uvažované regulační oblasti/bloku je dán $-\lambda_i (f_{\text{meas}} - f_0)$. Ten musí být odečten od výkonové nerovnováhy, aby nedošlo k neutralizaci primární regulace. To platí pokud je $K_{\text{ri}} = \lambda_i$. Vzhledem k nejistotě samoregulačního účinku zátěže je K_{ri} zvoleno mírně vyšší než λ_i tak, aby sekundární regulace podporovala vliv primárního regulace, a nikoli působila proti ní.

A pokud platí, že $\Delta f = f_{\text{meas}} - f_0 = 0$ a $P_{\text{meas}} = P_{\text{prog}}$, tak ACE bude také rovna nule.

Pro zjednodušení bude princip neintervence vysvětlen na propojeném systému skládajícím se pouze ze dvou regulačních oblastí.

a) Před poruchou:

Situace před rušením je následující:

$$\Delta f = 0 \quad (\text{skutečná frekvence } f = \text{žádaná frekvence } f_0)$$

$$\Delta P_{12} = 0 \quad (\text{skutečné přeshraniční toky} = \text{plánované přeshraniční toky})$$

b) Porucha a primární regulace:

Předpokládejme, že v síti 2 vypadl zdroj o výkonu P_a . Primární regulace ustálí hodnotu frekvence na $f_0 + \Delta f$. Pro celý systém platí: $\Delta f = P_a / \lambda_u$, kde λ_u je výkonové číslo soustavy. Protože jde o ztrátu ve výrobě, P_a bude záporné, a tedy Δf bude také záporné.

Kvůli změně kmitočtu Δf bude na základě výkonových čísel λ_1 a λ_2 těchto dvou sítí aktivován následující objem primární regulace:

$$\Delta P_1 = -\lambda_1 \Delta f \quad [\text{MW}] \quad (11)$$

$$\Delta P_2 = -\lambda_2 \Delta f \quad [\text{MW}] \quad (12)$$

Ztráta výkonu P_a bude kompenzována o hodnoty výkonu ΔP_1 a ΔP_2 : $\Delta P_1 + \Delta P_2 = -\Delta P_a$ a frekvence se stabilizuje hodnotě snížené o Δf .

c) Působení sekundární regulace:

Výkonový tok ΔP mezi regulačními oblastmi již nebude nulový, ale bude $\Delta P_{12} = \Delta P_1$, z pohledu regulační oblasti 1 jde o vyvážený výkon, tj. má kladnou hodnotu, a ΔP_{21} ($= -\Delta P_{12}$) je pro regulační oblast 2 dováženým výkonem, tj. má zápornou hodnotu.

Když bude hodnota K_{r1} je nastavena jako λ_1 na regulátoru 1 a hodnota K_{r2} jako λ_2 na regulátoru 2, dostaneme následující vztahy pro regulační odchylky (ACE) G_1 a G_2 :

$$G_1 = \Delta P_{12} + K_{r1} \Delta f = \Delta P_1 + (-\Delta P_1) = 0, \quad (13)$$

tj. regulátor 1 nereaguje, a tedy v oblasti 1 nebude aktivována sekundární regulace. Primární regulace v regulační oblasti 1 bude zachována tak dlouho, dokud bude přetrvávat Δf .

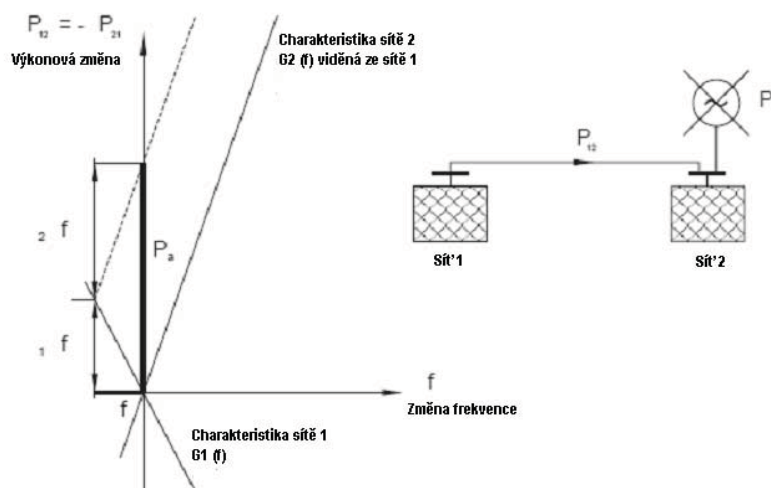
Pro oblast 2 je odchylka (ACE) dána vztahem:

$$G_2 = \Delta P_{21} + K_{r2} \Delta f = -\Delta P_1 + (-\Delta P_2) = \Delta P_a, \quad (14)$$

tj. regulátor 2 aktivuje sekundární regulaci, kterou bude kompenzována ztráta výkonu P_a v oblasti 2 tak, až odchylka spojená s touto ztrátou bude obnovena na nulu. Primární regulace v regulační oblasti 2 bude zachována tak dlouho, dokud bude přetrvávat Δf .

Pro výše uvedené chování sekundární regulace musí být splněny následující podmínky:

- o elektrárny zapojené do sekundární regulace musí mít vždy k dispozici dostatečný rozsah sekundární regulace, a tím požadované změny od sekundárního regulátoru povedou ke skutečným změnám výkonu zapojených zdrojů,
- o G_i nesmí obsahovat žádné další podmínky, např. korekční členy pro automatickou minimalizaci náhodných změn v hodinových zúčtováních nebo jakékoliv jiné formy kompenzace.



Obr. 6: Princip neintervence

2.2.2 K-faktor

Aby se zajistilo, že sekundární regulace bude aktivována pouze regulační oblastí/blokem, kde porucha vznikla, tak by všechny hodnoty pro K-faktory K_{ri} nastavené na sekundárních regulátorech měly být teoreticky rovny výkonovým číslům regulačních oblastí/bloků λ_i .

Výkonové číslo regulační oblasti/bloku se mění v závislosti na nominálním zatížení nasazených zdrojů v daném čase. Proto lze očekávat, že pro zohlednění stávajícího stavu zdrojů by měl být K_{ri} upravován. Tomu je však třeba se vyhnout, protože nekoordinovanými úpravami K_{ri} jednotlivých propojených sítí dojde k větším rozdílům v chování jejich sekundární regulace, než v případě zachování konstantních hodnot jednotlivých K_{ri} .

Vzhledem k nejistotě samoregulačního efektu zátěže lze K_{ri} zvolit o něco vyšší než výkonové číslo, což povede k tomu, že sekundární regulace bude zvyšovat vliv primární regulace, a nikoli působit proti ní.

2.2.3 Sekundární regulátor

Požadovaného chování sekundární regulace v čase bude dosaženo přiřazením proporcionálně-integrační charakteristiky (PI) do řídicích obvodů v souladu s rovnicí:

$$\Delta P_{di} = -\beta_i G_i - (1/T_{ri}) \int G_i dt \quad [\text{MW}], \text{ kde} \quad (15)$$

- ΔP_{di} korekční proměnná sekundárního regulátoru regulační oblasti i ,
- β_i proporcionální člen sekundárního regulátoru regulační oblasti i ,
- T_{ri} časová integrační konstanta sekundárního regulátoru regulační oblasti i ,
- G_i regulační odchylka (ACE) regulační oblasti i .

Aby se síťový kmitočet a výkonová nerovnováha včas vrátily na žádané hodnoty, je třeba nastavit vhodné parametry centrálních regulátorů. Např. příliš velký proporcionální člen