REGULACIJE V ELEKTROENERGETSKEM OMREŽJU

Danilo KLASINC

POVZETEK

Članek predstavlja regulacije, ki se uporabljajo v elektroenergetskih sistemih. Opisani so načini delovanja primarne sekundarne ter terciarne regulacije v elektroenergetskem omrežju. V članku je prikazano tudi delovanje turbinskih regulatorjev in njihov vpliv na elektroenergetski sistem. Predstavljen je tudi primer razpada omrežja, ki vključuje verige hidroelektrarn ter odziv turbinskih regulatorjev pri tem razpadu.

ABSTRACT

This paper represents regulations used in electric power systems. It describes operating modes of the primary, secondary and tertiary regulation in the electrical power network. This paper will describe operations of turbine governors and their impact on the electric power system. An example of network collapse including the chain of hydro power plants, as well as response of turbine governors will be presented.

1. UVOD

Slovenski elektroenergetski sistem sestavljajo proizvajalci in porabniki električne energije, ki so med seboj povezani s sistemom daljnovodov različnih napetostnih nivojev.

Vodenje elektroenergetskega sistema je ena najpomembnejših nalog za zagotavljanje zanesljivega obratovanja. Omogoča vzdrževanje ravnotežja med proizvodnjo in porabo električne energije.

Za elektroenergetski sistem veljajo naslednji strateški cilji:

- optimalno obratovanje z upoštevanjem minimalnih stroškov,
- zanesljivost obratovanja, ki je neobčutljiva na motnje v sistemu,
- zagotovitev izmenjav električne energije s sosednjimi elektroenergetskimi sistemi.

Funkcije vodenja se v elektroenergetskem sistemu realizirajo na naslednjih nivojih:

- 1. nivo – državni center vodenja,
- 2. nivo – center vodenja verige,
- 3. nivo – proizvodni objekti.

Prednosti več nivojskega vodenja so, da omogoča zagotavljanje določene stopnje redundance na posameznih nivojih.

Na posameznih nivojih so nameščene posebne regulacijske zanke, ki skrbijo za regulacijo posameznih veličin v omrežju (frekvenca, napetost, moč).

Osnovne regulacijske zanke so:

- primarna regulacija frekvence, napetosti in moči na nivoju agregata,
- regulacija proizvodne verige na nivoji centra vodenja,
- sekundarna regulacija frekvence in izmenjava moči na nivoju državnega centra vodenja,
- terciarna regulacija.

V nadaljevanju bodo podrobno prikazane osnovne regulacijske zanke, ki so integrirane tako na proizvodnih objektih, kot v centrih vodenja na nivoju verig ter skupnega državnega centra.

2. PRIMARNA REGULACIJA FREKVENCE

Primarna regulacija frekvence se izvaja na samem agregatu v proizvodni enoti. Njena osnovna naloga je povečanje regulacijske sposobnosti elektroenergetskega sistema v primeru izpada več proizvodnih enot. Agregat reagira na spremembo frekvence, ki je posledica porušitve ravnotežja med proizvedeno in porabljeno energijo.

Sodelovanje v primarni regulaciji frekvence je za slovenski elektroenergetski sistem za proizvodne enote, ki so priključene na sistem 110, 220 in 400 kV, obvezno. Pravila delovanja so zapisana v Sistemskih navodilih za obratovanje elektroenergetskega omrežja.

Pravila UCTE narekujejo, da mora vsako regulacijsko območje v sinhronskem omrežju prispevati določeno moč, kot prispevek za odpravo odstopanja frekvence omrežja. Za Slovenijo velja da ima v primarni regulaciji 2 % rezervirane moči, to 17 MW, ki jo morajo zagotavljati vse proizvodnje na visokonapetostnem omrežju. Celotna evropska interkonekcija UCTE predpisuje minimalno moč 3000 MW, ki je potrebna za izvajanje primarne regulacije frekvence.

Celotna primarna regulacijska rezerva, ki jo predpiše UCTE, se mora aktivirati pri kvazistacionarnem odstopanju frekvence - 200 mHz. Pri kvazistacionarnem odstopanju frekvence v višini + 200 mHz se mora proizvedena moč zmanjšati za velikost s strani UCTE predpisane primarne regulacijske rezerve. Regulacijska konstanta sistema $K = \Delta P / \Delta f$ mora biti v frekvenčnem območju ± 200 mHz čim bolj konstantna.

2.1 Delovanje turbinskih regulatorjev

Primarni člen, ki skrbi za izvajanje primarne regulacije frekvence na agregatu je turbinski regulator. Njegova naloga je, da se skladu s pravili, ki jih postavi SOPO (Sistemski distributer prenosnega omrežja) v sistemskih obratovalnih navodilih, odziva na spremembo frekvence v omrežju.

Področje neobčutljivosti regulatorja je lahko največ ± 10 mHz. Ob prekoračitvi meje ± 20 mHz mora regulator odreagirati, ter povečati moč agregata pri upadu frekvence, oz. zmanjšati moč pri porastu frekvence omrežja. Za koliko se bo povečala moč pri spremembi frekvence določa statika agregata. Statika je definirana z enačbo:

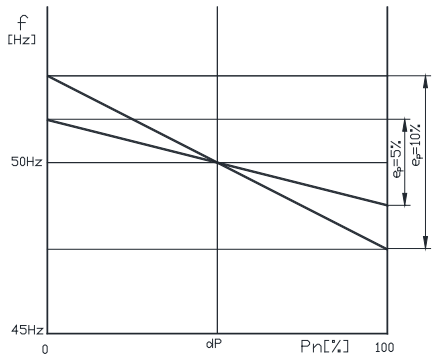
$$e_p = (\frac{\Delta f}{f_N}) / (\frac{\Delta P}{P_N})$$

Δf - sprememba frekvence

f_N - nazivna frekvenca omrežja

ΔP - sprememba moči

P_N - nazivna moč agregata



Slika 1: statika regulatorja

Statika regulatorja je funkcija, ki je izvedena kot P člen v povratni zvezi integralnega člena. Statika spremeni astatično funkcijo PID regulatorja v statično. Statična funkcija torej namenoma ustvarja napako po končanem prehodnem pojavu. Pri hitrih spremembah vpliv statike ni bistven.

Statika regulatorja je linearna signalu moči, kar pomeni da se moč spreminja linearno z odstopkom frekvence.

Pri paralelnem delovanju drži regulator moč konstantno, enako referenčni moči, ko ni odstopanja frekvence omrežja od nominalne (50 Hz). Če pa pride do spremembe omrežne frekvence, se bo regulator odzval s povečanjem moči pri znižanju frekvence, oziroma z zmanjšanjem moči pri povišanju frekvence. Po prehodnem pojavu, ki je odvisen od

parametrov PID funkcije, se moč ustali na moči spremenjeni od referenčne za vrednost spremembe frekvence pomnožene z relativno vrednostjo statike.

Pri paralelnem delovanju agregata v togi mreži ali v izolirani mreži, v kateri sodeluje več agregatov, mora biti statika vedno postavljena na vrednost večjo od 0 (običajno 3 ÷ 7 %). Če bi se v takem omrežju postavila statika na 0, bi regulator obremenil agregat do polne moči pri minimalnem padcu frekvence, oziroma znižal moč na 0 pri minimalnem porastu frekvence. Ko je statika postavljena na vrednost $e_P > 0$ % in frekvenca mreže ni enaka 50 Hz pride do odstopanja moči od referenčne po zgornji enačbi.

V primeru izolirane mreže, ko je v mreži samo en agregat, se lahko statika postaviti na 0 %. V tem primeru bo regulator držal v stacionarnih stanjih konstantno frekvenco, čeprav se breme porabnikov spreminja.

Višja statika pomeni manjšo odzivnost agregata, kar pomeni, da se glede na spremembo frekvence manj spremeni moč. Glede na tipe elektrarn in generatorjev so predpisane statike za posamezne elektrarne sledeče:

- jedrska elektrarna 5 – 8 %,
- termoelektrarne 5 – 8 %,
- plinske elektrarne 4 – 6 %,
- hidroelektrarne 4 – 5 %.

Hitrost reakcije turbinskega regulatorja in posledično agregata na spremembo frekvence je omejena s konstrukcijo turbine ter nastavitvijo regulatorja. Sistem mora biti prilagojen tako, da zadosti odzivnim časom, ki jih predpiše sistemski operater prenosnega omrežja:

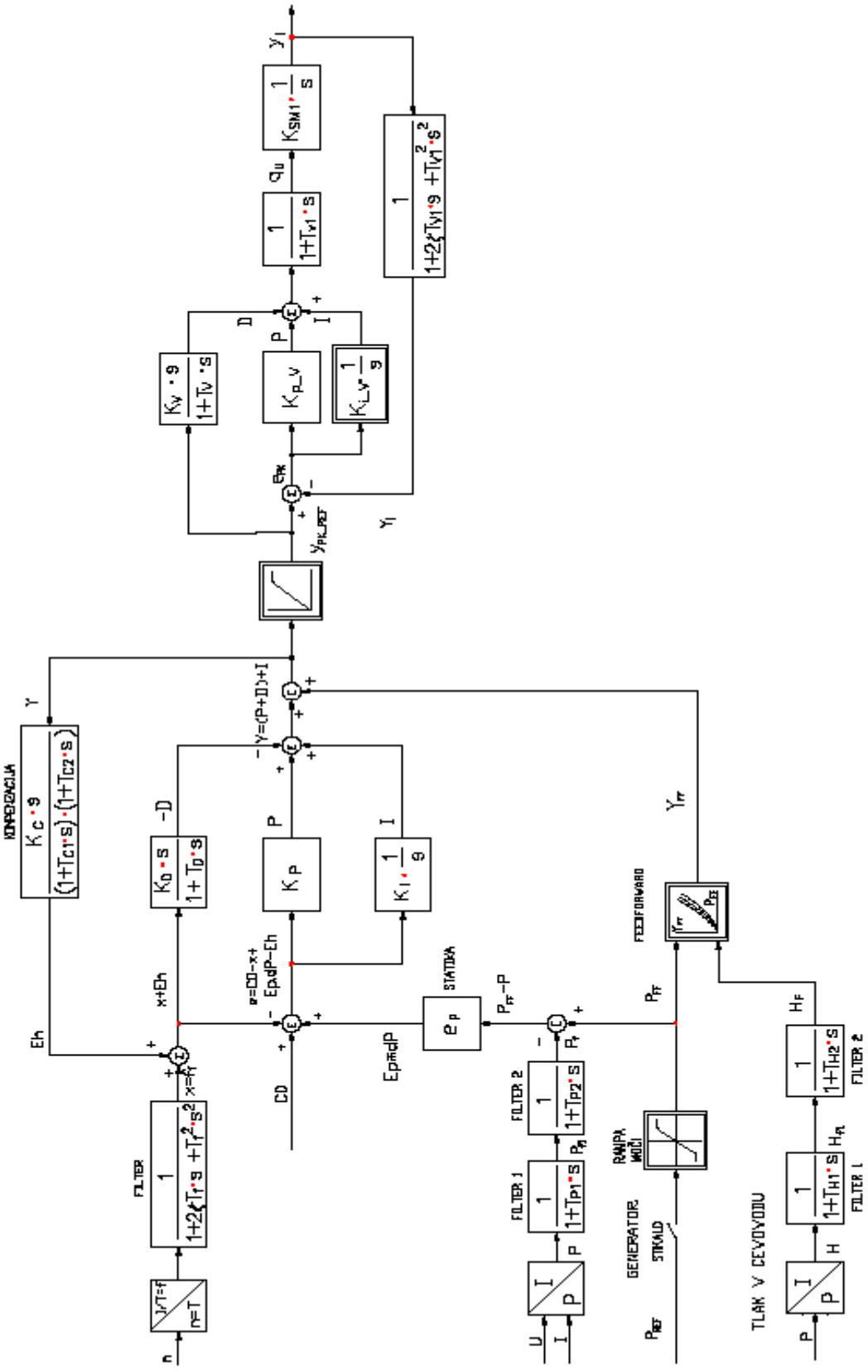
- - proizvodna enota mora biti sposobna aktiviranja rezerve moči primarne regulacije v 30 sekundah ob kvazistatičnem odstopanju frekvence ± 200 mHz;
- - regulacijska moč mora biti na razpolago, dokler je ne nadomesti sekundarna regulacija, oziroma vsaj 15 minut, dokler je ne nadomesti terciarna regulacija;
- - primarna regulacija na agregatu mora biti aktivirana najkasneje v 2 sekundah po incidentu. V primeru, da je zahtevana moč manjša ali enaka 50 % rezerve moči za primarno regulacijo, mora biti le-ta aktivirana v 15 sekundah po incidentu. Za zahtevane moči med 50 % in 100 % rezerve pa zahtevani čas razvitja linearno narašča do 30 sekund;
- - primarna regulacija se mora sprožiti preden frekvenca odstopa za več kot ± 20 mHz;
- - merilna negotovost merjenja frekvence na agregatu mora biti manjša ali enaka 10 mHz.

Agregat mora biti narejen tako, omogoča obratovanje v frekvenčnem območju med 47,5 Hz in 51,5 Hz .V primeru odstopanja frekvence mora ostati proizvodna enota priključena na omrežje v naslednjih časovnih periodah:

- za frekvenco med 47,5 – 48,0 Hz mora proizvodna enota obratovati vsaj 10 minut,
- za frekvenco med 48,0 – 48,5 Hz mora proizvodna enota obratovati vsaj 20 minut,
- za frekvenco med 48,5 – 49,0 Hz mora proizvodna enota obratovati vsaj 1 uro,
- za frekvenco med 49,0 – 50,5 Hz mora proizvodna enota trajno obratovati,
- za frekvenco med 50,5 – 51,5 Hz mora proizvodna enota obratovati vsaj 1 uro.

2.1.1 Parametri regulacijskega sistema, ki vplivajo na sodelovanje agregata v primarni regulaciji

Za vsak turbinski regulator je potrebno ugotoviti dinamične lastnosti ter vrednosti parametrov posameznih elementov, prikazanih na blokovnem diagramu poenostavljenega regulacijskega algoritma. V nadaljevanju je predstavljena dinamika in značilnosti posameznih elementov, kot jo zasledimo na večini turbinskih regulatorjev.



Slika 2: Blok shema matematičnega modela regulatorja

Mrtva cona hitrosti

Člen *mrtva cona hitrosti* je klasični statični nelinearni člen z mrtvo cono s histerezo. Njegova naloga je eliminacija spreminjanja signala hitrosti zaradi netočnosti modula meritve hitrosti. V večini primerov je mrtva cona izbrana enako ali malo večja kot je vrednost amplitudne resolucije modula meritve hitrosti.

Obdelava meritve hitrosti

Člen *obdelava meritve hitrosti* je namenjen obdelavi signalov iz posameznih kanalov modula meritve hitrosti. V večini primerov ima merilnik hitrosti 2 do 4 senzorje (večinoma induktivne dajalnike), katerih signale časovno obdelamo (npr. merimo čas med dvema pulzoma) in pošljemo preko *n-mrtve cone* v člen *obdelava meritve hitrosti* kjer signale običajno povprečimo. Možna je tudi drugačna obdelava signalov posameznih kanalov.

Filter signala hitrosti

Člen *filter signala hitrosti* je namenjen filtriranju digitalnega signala hitrosti. Odstraniti mora škodljive dodatne signale, ki nastanejo zaradi šumov, motenj in zaradi nenatančnega merilnika hitrosti. Filter hitrosti je običajno digitalni nizkopasovni filter drugega reda. Parametra filtra sta lomna frekvenca in dušenje, ojačanje filtra pa ima enotino vrednost. Parametre filtra običajno nastavlja in spreminja izdelovalec turbinskega regulatorja v okviru zagonskih preizkusov. Operater v elektrarni preko grafičnega uporabniškega vmesnika večinoma nima možnosti spreminjanja vrednosti parametrov filtra.

Mrtvi pas meritve hitrosti

Člen *mrtvi pas meritve hitrosti* je klasični statični nelinearni člen z mrtvo cono z histerezo. Njegova naloga je preprečitev nenehnega spreminjanja izhoda regulatorja v primerih, ko se fizikalna regulirana veličina (vrtljaji) ne spreminja, zaradi netočnosti meritev, šumov in motenj pa se pojavijo odstopanja v merjenem signalu. V večini primerov je izbran mrtvi pas bistveno večji kot je nastavljena mrtva cona.

Mrtva cona moči

Člen *mrtva cona moči* je klasični statični nelinearni člen z mrtvo cono brez histereze. Njegova naloga je eliminacija spreminjanja signala oddane delovne moči zaradi netočnosti meritve moči.

Obdelava meritve moči

Člen *obdelava meritve moči* je namenjen obdelavi faznih signalov iz posameznih merilnikov moči.

Filter signala moči

Člen *filter signala moči* je namenjen filtriranju digitalnega signala oddane delovne moči. Odstraniti mora škodljive dodatne signale, ki nastanejo zaradi motenj in zaradi nenatančnega merilnika. Filter moči je običajno digitalni nizkopasovni filter drugega reda. Parametra filtra sta lomna frekvenca in dušenje, ojačanje filtra pa ima enotino vrednost. V nekaterih primerih uporabimo za P-filter serijsko vezavo dveh členov 1. reda. Parametre filtra običajno nastavlja in spreminja izdelovalec turbinskega regulatorja v okviru zagonskih preizkusov.

Člen *P-mrtvi pas*

To je klasični statični nelinearni člen z mrtvo cono, običajno brez histereze. Njegova naloga je preprečitev nenehnega spreminjanja izhoda regulatorja v primerih, ko se fizikalna regulirana veličina (delovna moč) ne spreminja, zaradi netočnosti meritev in motenj pa se pojavijo odstopanja v merjenem signalu. V večini primerov je izbran mrtvi pas bistveno večji kot je nastavljena mrtva cona.

Statika moči

Člen *statika moči* je realiziran kot proporcionalni element. Zagotavlja sodelovanje agregata v primarni regulaciji frekvence.

PI-člen

Vhod v proporcionalno-integralski del regulatorja sestavlja vsota dveh signalov: odstopanje hitrosti pomnoženo z *n*-statiko ter odstopanje delovne moči pomnoženo s *P*-statiko. Dinamiko *PI*-člena opisujeta dva parametra: ojačanje in integralska časovna konstanta.

D-člen

D-člen pospešuje odziv regulatorja. Vhod v diferencialno funkcijo regulatorja lahko predstavljajo različni signali:

- signal hitrosti iz *n*- filtra,
- signal hitrosti iz *n*-mrtvega pasu ali
- odstopanje signala hitrosti od referenčne vrednosti.

Diferencialni element je realni *D*-člen. Njegovo dinamiko opisujeta dva parametra: ojačanje in diferencialna časovna konstanta

Omejevalnik izhoda

Člen *omejevalnik izhoda* je klasični statični nelinearni člen z nasičenjem (limiter).

Obnovitev merilnega signala

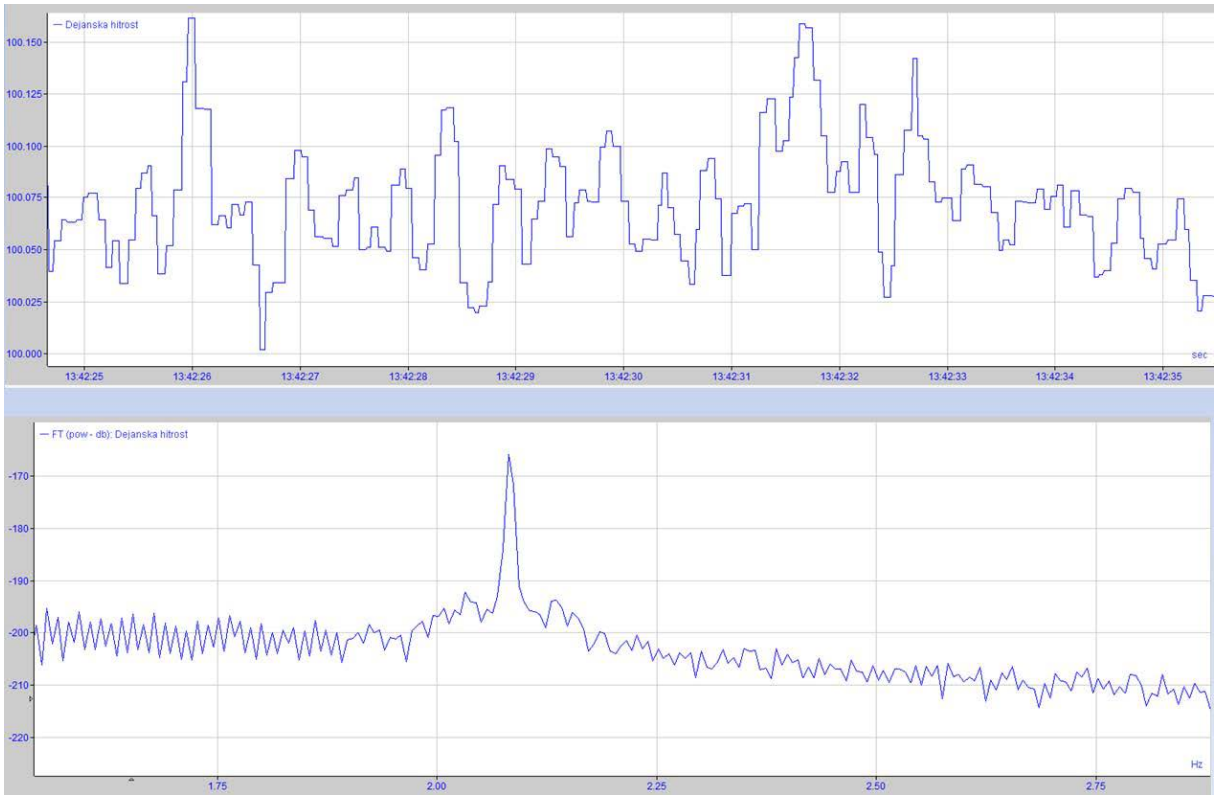
V primeru digitalne izvedbe primarnega regulatorja je želen podatek o času izvajanja enega regulacijskega cikla, običajno 10 do 20 ms (obhodni čas regulatorja).

2.1.2 Način meritve hitrosti

Meritev hitrosti predstavlja glede natančnosti najbolj kritičen del regulacijskega sistema. Klasična rešitev, kjer merimo hitrost agregata s pomočjo zobnika, pričvrščenega na gred generatorja, ki preko induktivnih dajalnikov generira pulze, katerih frekvenca je proporcionalna s hitrostjo vrtenja agregata, je v veliko primerih nenatančna. V odvisnosti od frekvence generiranih pulzov imamo tri načine izračunavanja hitrosti vrtenja generatorja:

- če je frekvenca pulzov relativno nizka (počasi vrteči se generatorji in majhno število zob zobnika) potem s posebnim števnim modulom krmilnega sistema merimo čas med dvema pulzoma in na njegovi osnovi izračunamo hitrost vrtenja agregata,
- če je frekvenca pulzov visoka (hitro vrteči se generatorji) potem s posebnim števnim modulom krmilnega sistema merimo čas, potreben za 1 obrat gredi,
- če je frekvenca pulzov zelo visoka (hitro vrteči se generatorji in veliko število zob zobnika) potem s posebnim števnim modulom krmilnega sistema merimo število generiranih pulzov v izbranem časovnem intervalu.

Spodnja slika prikazuje primer meritve hitrosti na agregatu HE Mariborski otok, kjer je praktično prikazan problem meritve hitrosti agregata, ki se navezuje posledično na primarno regulacijo frekvence.



Slika 3: Fourierjeva analiza signala hitrosti

Iz slike je razvidno, da tudi v stacionarnem stanju pri konstantni referenčni delovni moči agregata merilni signal hitrosti agregata niha. V danem primeru znaša osnovna frekvenca oscilacij cca. 2,1 Hz, amplitudna odstopanja v merilnem signalu hitrosti agregata pa znašajo ca. ± 0,1 %, kar predstavlja, preračunano v frekvenco omrežja ± 50 mHz.

Iz Fourierjeve analize merilnega signala hitrosti agregata je razvidno, da imamo v merjenem signalu hitrosti v stacionarnem stanju v frekvenčnem spektru najbolj izraženo frekvenco približno 2,1 Hz, vse ostale frekvence pa imajo bistveno manjšo amplitudo (cca. 1 %). Na osnovi tega lahko sklepamo, da v obravnavanem sistemu dejansko prihaja do oscilacije točno na obrat turbine (primer je za turbino s 125 n/min), kar kaže na problem zobatega kolesa, ki je izdelano iz najmanj dveh delov. Geometrijska izdelava zobatega kolesa, ki je osnova za merjenje hitrosti, je lahko poglaviten vzrok za napačno dobljeni podatek o izmerjeni hitrosti agregata.

Vzrok nihanj v merilnem signalu: hitrost agregata dejansko niha z relativno veliko amplitudo okoli srednje vrednosti, morebitni nenatančni merilnik hitrosti ni edini, je pa ključni razlog za nezmožnost zagotovitve izpolnjevanja SONPO pogojev za sodelovanja agregata v primarni regulaciji frekvence.

2.2 Primer delovanja regulatorjev na DEM ob izpadu omrežja 9.5.2006

V poglavju je opisan primer razpada sistema na Dravskih elektrarnah Maribor, kjer je zaradi okvare v RTP 400/110 kV Pekre prišlo izpadov daljnovodov povezanih s tem stikališčem.

Agregati na HE Mariborski otok so v trenutku po okvari otočno napajali TRS Ruše, TDR Ruše, TP Radvanje, TP Dobrava in transformator 110/35 kV v RTP Pekre. Zaradi prevelike razlike med proizvodnjo 60 MW ter ocenjeno porabo 100 MW do 150 MW, so v naslednji sekundi izpadli še vsi generatorji in transformator na HE Mariborski otok. Ostali del gornje dravske verige od HE Dravograd do HE Fala je v tem trenutku proizvajal približno 260 MW, od katerih se je na omenjenem področju porabilo približno 50 MW, ostalih 210 MW pa je obremenilo edino preostalo povezavo do tujega omrežja daljnovod HE Dravograd – RTP Slovenj Gradec. Termična meja za omenjeni daljnovod je 645 A, kar je skoraj za polovico manj kot je znašala obremenitev nekaj trenutkov po okvari v Pekrah, zato je po 6,2 sekundah izpadel.

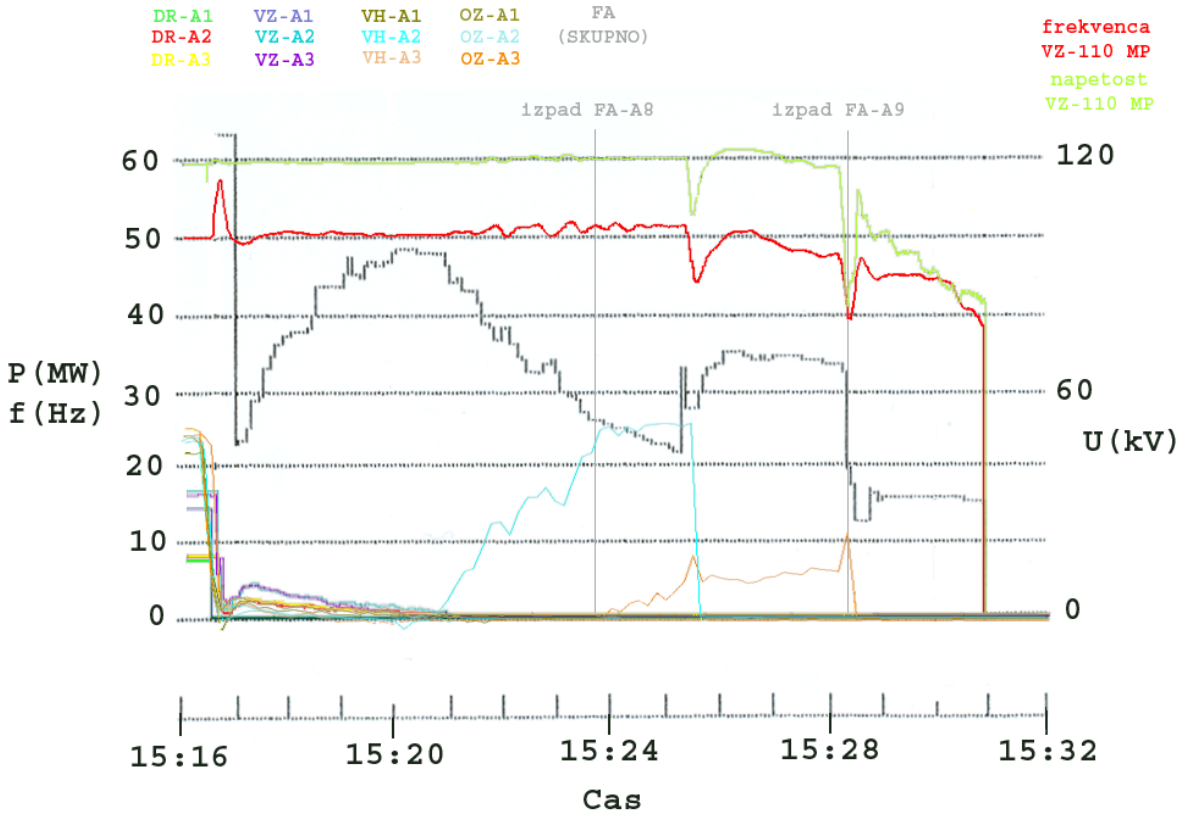
Formiral se je energetski otok zgornje dravskih elektrarn in manjših distribucijskih odjemov v katerem je proizvodnja za petkrat presegala porabo. Zaradi viška proizvodnje je prišlo do sunkovitega porasta frekvence do 57 Hz, kar je pri turbinskih regulatorjih aktiviralo zaščitno funkcijo razbremenjevanja in prehod v otočni režim obratovanja. Starejši turbinski regulatorji na HE Fala ne poznajo avtomatskega prehoda v otočni režim obratovanja, zato se je postopek razbremenjevanja aktiviral le v okviru primarne regulacije frekvence. Celoten postopek razbremenjevanja je do stabilizacije frekvence trajal približno 20 sekund.

Tako nastali energetski otok se je v bolj ali manj nestabilnem obratovanju obdržal približno 14 minut. V tem času so zaradi neustreznih režimov turbinske regulacije, neustreznih odzivov nadzornega sistema agregata pri agregatih t.i. prenove 2. faze in tudi zaradi neustreznih manipulacij obratovalnega osebja na elektrarnah izpadli vsi agregati, kot zadnji pa je bil ročno zaustavljen agregat 3 na HE Fala.

2.2.1 Odziv turbinskih regulatorjev pri razpadu sistema

Vloga turbinskega regulatorja v otočnem režimu obratovanja je zagotavljanje ustrezne hitrosti vrtenja agregata in s tem frekvenco napetosti v dovoljenih mejah obratovanja. Pri obratovanju na togem omrežju pa predvsem zagotavljanje želene vrednosti delovne moči agregata.

Podoben razpad elektroenergetskega sistema DEM se je zaradi napake v RTP Pekre zgodil že leta 2002. Takrat je izpadla celotna veriga prej kot se je utegnil formirati energetski otok. Ob izpadu 110 kV omrežja je izpadla tudi distribucija, zato so elektrarne, če izvzamemo diesel agregat, ostale brez napetosti lastne porabe.



Slika 4: prikaz poteka frekvence omrežja in moči na posameznih agregatih pri razpadu omrežje DEM 9.5.2006

Po izpadu daljnovoda HE Dravograd – RTP Slovenj Gradec, ki je bil dne 9. 5. 2006, so turbinski regulatorji s spremenjeno funkcionalnostjo v približno 20 s razbremenili za skupno približno 210 MW in prešli v otočno obratovanje. Vzpostavil se je stabilen energetski otok z 50 MW moči. Problem nastane, ko začnejo turbinski regulatorji na HE Fala ponovno dvigovati moč proti nastavljeni vrednosti. Zahteva za otočni režim je referenčna frekvenca, zato ostali turbinski regulatorji znižujejo moč generatorjev do motorskega režima in izpadejo po zaščiti pred povratno energijo.

V trenutku otočnega obratovanja HE Fala se ponovno sinhronizirata agregat 2 na HE Ožbalt in 3 minute kasneje še agregat 3 na HE Vuhred.

Oba agregata na HE Fala sta bila v režimu regulacije po moči, zato sta začela dvigovati moč. Mrtva cona neobčutljivosti na spremembo frekvence je bila nastavljena preširoko, zato sta kljub večanju frekvence nadaljevala do nastavljene vrednosti. Za ravnotežje proizvodnje in porabe so v okviru primarne regulacije frekvence skrbeli turbinski regulatorji na HE Fala. Pri tem je agregat 1 znižal moč do motorskega področja in izpadel. Popravek frekvence po statiki (primarna regulacija) ima za posledico stacionarni pogrešek frekvence, zato se je novo stabilno stanje vzpostavilo pri povišani frekvenci.

Sistem je obratoval pri povišani frekvenci v stabilni točki. Sledil je izpad agregata 2 na HE Ožbalt. Pri tem prehodu nastane trenutno znižanje frekvence, ki kratkotrajno preseže mrtvo

cono neobčutljivosti na spremembo frekvence pri agregatu 3 na HE Vuhred. Posledično se kratkotrajno poveča moč na agregatu, vendar se po stabilizaciji razmer znova vrne na nastavljeno vrednost. Agregat v novem stabilnem stanju obratuje pri enaki moči.

V naslednji fazi pride do napake kulise na turbinskem regulatorju agregata 2 na HE Fala. Napaka na HE Fala in široko nastavljena mrtva cona na HE Vuhred pa pomenita nezmožnost proizvodnih enot otoka za usklajevanje proizvodnje in porabe in posledično rahlo padanje frekvence. Takrat izpade še agregat 2 na HE Fala. Sledi podoben prehodni pojav kot pri izpadu agregata na HE Ožbalt, vendar se v tem primeru frekvenca zniža pod mejo dovoljenega obratovanja definiranega za agregat 3 na HE Vuhred. Dovoljena meja je 85 % nazivne vrednosti vrtljajev agregata. Turbinski regulator je aktiviral zaščito in izpadel je predzadnji obratujoči agregat. Ostal je le še agregat 3 na HE Fala, ki pa ni bil zmožen zagotoviti zadostne proizvodnje. Frekvenca je začela dodatno upadati in sledil je izklop še zadnje proizvodne enote energetskega otoka.

V analizah delovanja turbinskih regulatorjev pri nastanku energetskega otoka smo odkrili več pomanjkljivosti. Osnovni problem je nastal, ko so po formiranju energetskega otoka vsi trije agregati na HE Fala ostali v regulaciji po moči. Starejši elektronski turbinski regulatorji ATE 10 ne poznajo avtomatskega prehoda v otočni režim obratovanja. Odprava pomanjkljivosti je predvidena v okviru obnove sistema vodenja elektrarne, bodisi z zamenjavo turbinskih regulatorjev bodisi z vgradnjo posebnih frekvenčnih relejev. Naslednja pomanjkljivost je bila preširoko nastavljena neobčutljivost turbinskih regulatorjev na spremembo frekvence v režimu regulacije po moči pri novejših digitalnih turbinskih regulatorjih uporabljenimi na vseh ostalih elektrarnah. Mrtva cona neobčutljivosti je že zmanjšana. V teku pa so postopki s katerimi bomo zmanjšali negotovost meritve vrtljajev, ki je že sama po sebi zahtevala nastavljeno neobčutljivost. Uporaba mrtve cone zagotavlja hidravlično stabilnost obratovanja in s tem podaljšuje življenjsko dobo uporabljenih hidravličnih delov in naprav. Zadnja ugotovljena pomanjkljivost je bil režim otočnega obratovanja pri digitalnih turbinskih regulatorjih. Režim je bil optimiran na zagotavljanje lastne porabe elektrarn in to nalogo je ob razpadu uspešno opravil. Nekatere slabosti režima so se pokazale pri obratovanju v večjem energetskem otoku, v katerem je nekaj agregatov ostalo v regulaciji po moči. Hiter in močan odziv na spremembo frekvence, ki je v prvi fazi najverjetneje rešil sistem, se je kasneje izkazal za neprimernega, saj so izpadli vsi agregati, ki so obratovali v omenjenem režimu. Problem optimiranja otočnega režima obratovanja je predvsem v nezmožnosti opravljanja preizkusov. Skoraj iluzorno je pričakovati, da bi ob zagonskih preizkusih dobili del omrežja za potrebe testiranja, zato so proizvajalci omejeni izključno na svoje izkušnje in simulacije na računskih modelih.

3. SEKUNDARNA REGULACIJA FREKVENCE

3.1 Splošno o sekundarni regulaciji

Sekundarna regulacija se izvaja v centru vodenja elektroenergetskega sistema. Naloga sekundarne regulacije je odprava napake, ki jo puščajo za seboj primarne regulacije po

agregatih. Zraven tega odpravlja tudi odstopanja pri izmenjavi moči in energije s sosednjimi sistemi..

Velikost potrebne rezerve moči *R* za sekundarno regulacijo je odvisna od velikosti sistema in se določa po naslednji enačbi:

$$R = k * \sqrt{aL_{MAX} + b^2} - b$$

kjer pomeni:

R - potrebna rezervna moč za sekundarno regulacijo

L_{MAX} - konično predvideno porabo regulacijskega območja v MW v izbranem časovnem obdobju.

Koeficienta a in b sta določena eksperimentalno: a= 10 MW in b = 150 MW.

Vrednost konstante k je večja od 1 in jo določi sistemski operater glede na dejanske potrebe v regulacijskem območju.

Sekundarna rezerva regulacijske moči se lahko izkoristi le za izravnavo trenutnega odstopanja sistema. Ne sme se izrabiti npr. za zmanjševanje nenačrtovanih izmenjav energije ali za ostale oblike kompenzacij.

Vzpostavitev želene vrednosti frekvence in moči izmenjave se mora pričeti najkasneje v 30-ih sekundah po nastanku odstopanja od želene vrednosti in se mora končati v 15-ih minutah.

Za izogibanje neželenih odstopanj frekvence in večjih regulacijskih odstopanj v normalnem obratovanju sistemski operater natančno spremlja potek sprememb (ELES, Sistemska obratovalna navodila za prenosno omrežje električne energije 28. februar 2007, stran 56 od 103) načrtovanih vrednosti, še posebej takrat, ko spremembe znašajo več sto MW. Odstopanja sistemski operater registrira in zaračunava povzročiteljem.

Vsota dogovorjenih urnih vrednosti moči izmenjave regulacijskega območja s sosednjimi območji tvori referenčno vrednost za izmenjavo moči v sekundarnem regulatorju regulacijskega območja (vozni red izmenjav). Zaradi možnega prevelikega nihanja na interkonekcijskih povezavah pri večjih spremembah načrtovanih vrednosti, pretvorimo te spremembe v enakomerno spreminjajoče se želene vrednosti, ki trajajo 10 minut z začetkom 5 minut pred dogovorjeno spremembo v voznem redu in z zaključkom 5 minut po njej.

Pri prenovi obstoječih naprav ali pri vstavljanju v pogon novih naprav je potrebno upoštevati naslednje:

- natančnost:
  - 0,5 … 1,5 % za posamezne meritve delovne moči,
  - 1,0 … 1,5 mHz za meritev frekvence;
- časovni interval:
  - meritev: ≤ 5 sekund,

- regulatorja: ≤ 5 sekund.

Časovni intervali meritev, seštevanja in delovanja regulatorjev na nižjem nivoju morajo biti usklajeni na nivoju regulacijskega območja.

Priporočane so podvojene meritve in naprave, pri čemer lahko natančnost in časovni intervali začasno odstopajo od zgoraj naštetih vrednosti.

Omogočeno mora biti spreminjanje želene vrednosti frekvence za prilagoditev sinhronega časa astronomskemu času.

3.2 Sekundarni regulator frekvence

Odstopanje moči, ki jo mora sekundarni regulator dovesti v sistem, se računa po enačbi:

$$G_s = (P_0 - \sum P_i) + B*(f_0 - f)$$

kjer je:

- G_s odstopanje moči, ki jo mora sekundarni regulator odvesti v sistem,
- P_0 skupna pogodbena moč izmenjave,
- f_0 referenčna frekvenca,
- $\sum P_i$ vsota moči izmenjav s sosednjimi EES,
- B konstanta sistema.

Obstaja več možnosti nastavitev faktorja B:

- $B = 0$: regulacija samo moči izmenjav, na razliko frekvence se regulator ne odziva,
- $B = \infty$: regulacija frekvence, moči izmenjav se ne regulirajo,
- $B = K$: pri tej nastavitvi gre za naraven odziv EES na spremembo frekvence glede na svojo regulacijsko konstanto.

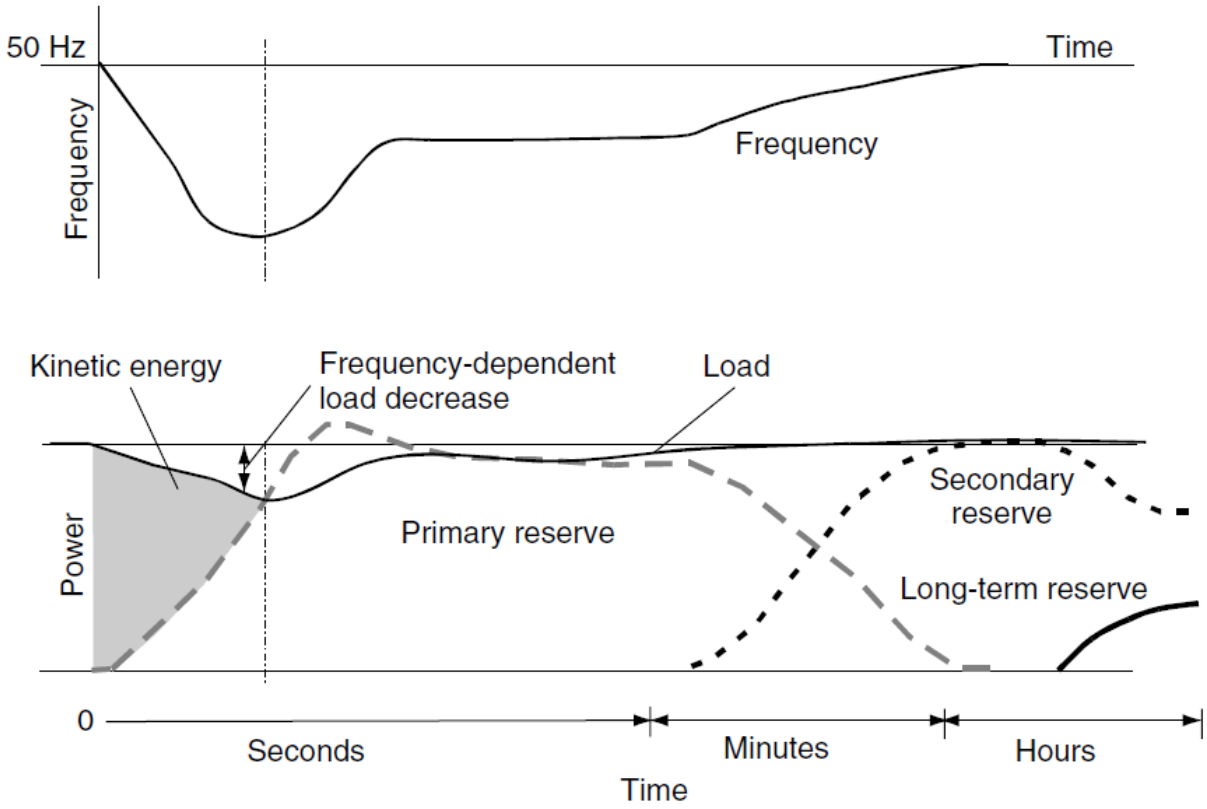
3.3 Sekundarna regulacija in vetrne elektrarne

Vetrne elektrarne navadno ne prispevajo k primarni regulaciji, saj ni ekonomsko upravičeno puščati rezerve v njihovi proizvodnji. Vetrne elektrarne navadno obratujejo na zgornji meji možne proizvodnje energije, ki je odvisna od hitrosti vetra. To pomeni, da vetrna proizvodnja električne energije poveča potrebo po rezervi primarne regulacije, saj povzroča dodaten vpliv v omrežje zaradi spremenljive hitrosti vetra.

Vetrna energija tudi ne prispeva k rezervi sekundarne regulacije, ampak sama potrebuje sekundarne rezerve, saj vnaša v omrežje dodatne spremenljivke v obdobju do ene ure. To pomeni, da je vrednost sekundarne regulacije vetrne energije negativna. V primeru 3530 MW instalirane moči vetrnega polja potrebujemo za sekundarno regulacijo 230 MW dodatne rezervne energije (pri primarni regulaciji pa zgolj 10 MW). Hitrost vetra namreč bolj niha znotraj ene ure kot znotraj 10 min.

3.3.1 Težave pri zagotavljanju sekundarne regulacije zaradi obratovanja vetrnih elektrarn

V primeru neravnovesja med proizvodnjo in porabo skuša ravnovesje popraviti primarna regulacija. To pomeni, da so primarne rezerve delno porabljene za vzpostavitev ravnovesja oz primarna regulacija delno popravi napako, vendar frekvenca se še vedno razlikuje od 50 Hz. Za rešitev te težave uporabimo sekundarno regulacijo, tako da sprostimo rezerve primarne regulacije in jih premaknejo v domeno sekundarne regulacije. Sekundarna regulacija je navadno pripravljena znotraj 15 min od nastanka problema. Vsaka razlika napovedi proizvodnje vetrne energije in dejanske proizvedene električne energije je premaknjena v sekundarno regulacijo. Maksimalni gradient vetra pri instalirani moči 1000 MW, opazovan v Nemčiji in na Danskem, je znašal 6,6 MW/min padanja. To pomeni, da mora primarna regulacija zagotoviti 6,6 MW/min iz dodatnih zalog, da ostane frekvenca nespremenjena. Te energije navadno ni težko zagotoviti. Težave se pojavijo, če nižja proizvodnja traja dlje kot 15 min, potem znaša primanjkljaj skoraj 100 MW (15 min x 6,6 MW/min). V tem primeru se aktivira sekundarna regulacija, ki sprosti dodatne zaloge energije. Potreba po sekundarni regulaciji je odvisna od napake pri napovedi proizvedene energije in dejanske proizvodnje. Nihanje moči vetrnega polja je odvisna od števila vetrnih elektrarn. Pri vetrnih elektrarnah, ki so razporejena na večjem geografskem področju se nihanje moči zmanjša na $1\sqrt{n}$, kjer n predstavlja število vetrnih turbin. Nihanje porabe je bolj predvidljivo kot napoved proizvodnje vetrne energije.



Slika 5: Aktivacija zalog energije v odvisnosti od frekvence omrežja in časa, v primeru izpada večje elektrarne

3.3.2 Priključitev vetrne elektrarne na prenosno omrežje

Vključitev vetrnih elektrarn v prenosno omrežje vpliva na več nalog, ki jih opravlja sistemski operater prenosnega omrežja . Te so:

Regulacija frekvence

Vetrne elektrarne predstavljajo težavo pri sekundarni regulaciji frekvence, saj je potrebno zagotoviti dovolj virov za pokrivanje odstopanj izmenjav od načrtovanih vrednosti.

Regulacija napetosti

V primeru, ko velik delež porabnikov na nižjih napetostnih nivojih (distribucija) napajajo vetrne elektrarne lahko pride do stanja, ko preostali (klasični) generatorji, ki napajajo visokonapetostno omrežje ne morejo več zagotavljati ustreznega napetostnega profila. V tem primeru so na VN nivoju potrebni dodatni ukrepi (npr. sprememba prestavnih razmerij transformatorjev).

Dinamični problemi

Vetrne elektrarne so po svoji naravi specifične, saj je verjetnost hkratnega izpada večjega števila teh virov na določeni lokaciji verjetnejša kakor za druge proizvodne enote. V tem primeru lahko po eni strani pride do preobremenitve elementov EES , po drugi strani pa do znatnih nihanj moči.

Oteženo planiranje

Zaradi stohastične narave proizvodnje vetrne elektrarne je energetsko planiranje v sistemih z velikim deležem vetrnih elektrarn problematično. Vedno je potrebno zagotavljati dodatne kapacitete proizvodnje, ki se aktivirajo v primeru izpada vetrnih elektrarn. Za to so primerni hidroagregati, ki lahko v razmeroma kratkem pasu pokrijejo manjko energije zaradi izpada vetrnih elektrarn. Termoagregati niso dovolj fleksibilni, da bi lahko sledili odstopanjem proizvodnje vetrnih elektrarn.

3.3.3 Priključitev vetrne elektrarne na distribucijsko omrežje

Praviloma se posamezne vetrne elektrarne ali manjša polja elektrarn priključujejo na distribucijska omrežja.

Distribucijskega omrežja so predvsem pasivnega značaja in je namenjena predvsem razdeljevanju električne energije industrijskim porabnikov in gospodinjstvom. Z vključitvijo razpršene proizvodnje, katero predstavljajo vetrne in sončne elektrarne, se pojavlja zahteva po aktivni vlogi distribucijskega omrežja, ki mora zadostiti zahtevam tistih porabnikov, ki lahko zadostijo svoje potrebe z lastno lokalno proizvodnjo in višek energije oddajo v omrežje.

Vetrne elektrarne s svojo priključitvijo na distribucijsko omrežje vnašajo nanj naslednje vplive:

Vpliv na smer prenosa električne energije

Običajno je smer in velikost prenosa električne energije odvisen od proizvodnje posameznih konvencionalnih proizvodnih virov (TE, NE, HE). Ti veliki proizvajalci injicirajo električno energijo v prenosno omrežje odkoder ta teče v distribucijsko omrežje in naprej do končnih uporabnikov. Vključitev razpršenih proizvodnih virov kamor lahko umestimo tudi VE pa lahko povzročijo spremembo smeri prenosa električne energije.

Spremembe pretokov moči spremljajo tudi spremembe izgub v omrežju. Izgube v omrežju se povečajo, kadar proizvedena moč kvalificiranih virov precej presega trenutno porabo.

Vplive vetrnih elektrarn na omrežja je potrebno gledati tudi z vidika spremembe v opremi (merilna oprema, zaščita…), saj ta oprema prvotno ni bila predvidena za tak način obratovanja omrežja.

Vpliv na zaščitne naprave

Med različnimi zaščitami v sistemu se v primeru priključitve vetrnih elektrarn lahko poruši selektivnost zaradi novih vrednosti tokov v normalnem obratovalnem stanju (z vključenimi vetrnimi elektrarnami) in v nenormalnih stanjih (kratki stiki…).

Poglavitna težava je v koordinaciji med zaščito vetrne elektrarne in zaščito na strani omrežja, upoštevajoč nove obratovalne pogoje.

Priključitev vetrne elektrarne na distribucijsko omrežje lahko povzroči naslednje težave v sistemu zaščite:

- vetrne elektrarne prispevajo k skupnemu kratkostičnemu toku v omrežju,
- otežkočeno je odkrivanje trifaznih kratkih stikov v omrežju,
- hitrost upadanja napetosti generatorja vetrne turbine med trifaznim kratkim stikom in avtomatski ponovni vklop.

Sprememba kratkostičnih moči

V splošnem k kratkostični moči prispevajo vsi generatorji v omrežju v odvisnosti od oddaljenosti od mesta kratkega stika. Priključitev kvalificiranih virov, ki imajo neposredno na omrežje priključene sinhronske ali asinhronske generatorje pa lahko prispeva k povečanju kratkostične moči do te mere, da leži kratkostični nivo nad nazivnimi vrednostmi opreme.

Otočno obratovanje, nezmožnost reguliranja frekvence

Otočno obratovanje vetrnih elektrarn znotraj lokalnega distribucijskega omrežja ni možno, kadar v omrežju ni drugih proizvodnih virov z možnostjo regulacije frekvence in napetosti. Osnovna težava izhaja iz nezmožnosti regulacije frekvence v predpisanem pasu.

Vzroki za nastanek otočnega obratovanja so:

- Ponovni vklop voda zaradi predhodne napake
- Delovanje trifaznega APV
- nepredvidljive okvare na opremi,
- delovanje pretokovne zaščite

Vpliv na napetost omrežja

V distribucijskem omrežju je potrebno vzdrževati napetosti znotraj predpisanih mej.

V stanju najmanjše obremenitve se vrednosti napetosti pri porabnikih nahajajo tik pod najvišjo določeno vrednostjo napetosti. Če konec radialne zanke priključimo generator, se spremenijo pretoki moči in napetostni profil. Napetost v omrežju lahko poraste pri odklopu asinhronskega generatorja. Najtežje stanje pa se praviloma pojavi, ko je v sistemu najmanjša moč obremenitve, izhodna moč lokalnega generatorja pa teče nazaj proti napajalni točki distribucijskega omrežja.

Ponekod v tujini uporabljajo zelo enostavno pravilo predvidene največje vrednosti moči novih generatorjev, ki so lahko priključeni na različnih mestih v distribucijskem omrežju. Za osnovo uporabimo lahko kratkostično moč, kjer zahtevamo, da ta v točki priključitve generatorja znaša neko minimalno vrednost mnogokratnika nazivne vrednosti generatorja. Za vetrne elektrarne lahko na srednji napetosti dosežejo zahtevani mnogokratniki vrednosti do 20-25 (primer v Nemčiji).

Za vse porabnike, ki so priključeni na NN omrežje, se upošteva toleranca napetosti 230 V znotraj območja +6% / -10%. Za porabnike, priključene na SN omrežje, je toleranca za U_n ±10%.

V nekaterih distribucijskih sistemih se uporabljajo transformatorji z regulacijo prestavnega razmerja pod obremenitvijo. Tega spreminjamo za vzdrževanje napetosti znotraj predvidenega intervala.

Vpliv na stabilnost

Motnja, kot je na primer napaka ali izpad voda, povzroči prehodno stanje v sistemu. Pri tem sub-tranzientno stanje nastopi takoj ob nastanku motnje in traja nekaj milisekund. Sledi pa mu tranzientno, ki je reda velikosti odzivnih časov regulatorjev in generatorjev (ca nekaj sekund). Priklop novega generatorja v omrežje lahko povzroči oscilacije moči ob nastanku motnje. Nihanja med generatorji povzročijo izmenjavo moči med različnimi distribucijskimi omrežji.

Problem lahko predstavlja izguba velikega (osrednjega) vira, kar lahko povzroči izpad večjega števila vetrnih elektrarn, kar še dodatno izpostavi problem napetostne stabilnosti. Podobne so razmere do katerih privede velika motnja v bližini asinhronskih generatorjev. V teh razmerah se močno poveča njihova poraba jalove moči, kar lahko, v že tako kritičnih razmerah, povzroči napetostni zlom.

Vpliv na kakovost električne napetosti

Distributerji morajo v omrežju zagotavljati električno napetost z določenimi tehničnimi lastnostmi. Te so opisane s standardom SIST EN 50160 [10], nanašajo pa se na napetostni profil, frekvenco in neprekinjenost dobave. V tem smislu ločimo naslednje lastnosti ter motnje električne napetosti:

- frekvenca napajalne napetosti,
- velikost napajalne napetosti,
- odklon napajalne napetosti,
- hitra napetostna sprememba,
- upad napajalne napetosti,
- kratkotrajna prekinitev napajanja,
- dolgotrajna prekinitev napajanja,
- harmonska popačenost,

3.3.4 Regulacija frekvence v primeru izpada vetrnih elektrarn

V primeru hitre spremembe med proizvodnjo in porabo v sistemu, kot na primer izpad velike elektrarne, se sprostijo velike rezerve. Te rezerve so sestavljene iz aktivnih in reaktivnih proizvajalcev. Primarne rezerve so aktivirane takoj med 5 in 30 s. Sekundarne rezerve so aktivne ali reaktivne in so aktivirane nekaj minut po spremembi frekvence. Sekundarne rezerve zamenjajo primarne in so v uporabi tako dolgo, da terciarne rezerve zamenjajo njih. Sekundarne rezerve so večinoma sestavljene iz hitrih plinskih turbin, črpalnih hitro elektrarn in izklapljanja porabnikov (load shedding).

Zmanjšanje nihanja omrežja zaradi vetrnih elektrarn lahko uredimo tako, da vetrne elektrarne razporedimo po večjem območju. Na tak način zmanjšamo primere skoraj nične in maksimalne proizvodnje.

Vetrna energija trenutno ne sme spadati pod sekundarno in terciarno rezervo, saj jih smatrajo kot neobvladljive.

4. TERCIARNA REGULACIJA

Terciarna regulacija nastopi v primeru, ko sekundarni regulator nima več dovolj rezervne moči za regulacijo EES. To se zgodi pri izpadu enega ali več agregatov ali pri večji nenačrtovani spremembi. Terciarna regulacija se mora vključiti šele po zaključeni sekundarni regulaciji.

Terciarna regulacija je namenjena za izravnavo odstopanj v vsakdanjem obratovanju in v primeru izrednih obratovalnih dogodkov. Rezerva za izravnavo odstopanj v vsakdanjem obratovanju se praviloma uporablja za nadomestitev manjkajoče rezerve v rezervah sekundarne regulacije. Terciarna rezerva moči mora biti v polnem obsegu aktivirana v 15 min.

Sistemski operater zagotavlja terciarno rezervo moči, s katero mora pokriti izpad največjega obratujočega agregata v regulacijskem območju. Terciarna rezerva moči za izravnavo odstopanj v vsakdanjem obratovanju se praviloma uporablja za pokrivanje nepredvidenih manjših odstopanj od voznega reda, lahko pa tudi za nadomestitev manjkajoče energije v primeru izpadov. Terciarna rezerva moči za izredne obratovalne dogodke se

uporablja izključno ob izpadih večjih proizvodnih enot v sistemu ali v primeru kriznega stanja.

4.1 Zmogljivosti za zagotavljanje terciarne regulacije

Zanesljivo delovanje EES lahko zagotavlja le primerno visoka inštalirana rezervna moč oziroma zadostna razpoložljivost hitrih agregatov, ki so polno razpoložljivi znotraj 15-minutnega intervala. Rezervne in vršne naloge lahko znotraj sistema nudijo le tehnološko ustrezne naprave, kot so:

- plinske turbine v odprtem procesu,
- črpalne elektrarne z razpoložljivo in rezervirano akumulacijo,
- hidroelektrarne z večjo akumulacijo in
- trajno obratujoče pasovne elektrarne z nepolno obremenitvijo.

Trenutno lahko znotraj slovenskega EES TR zagotavljajo:

- TEB v višini 297 MW (pet plinskih turbin),
- Termoelektrarna toplarna Ljubljana (TE-TOL) do 10 MW (na parnem kondenzacijskem bloku B1).

Tehnološko gledano bi lahko slovenskem EES terciarno regulacijo zagotavljali tudi:

- Črpalna hidroelektrarna Avče v višini 185 MW; vendar je predvideno obratovanje na način, da se v času nizkih cen električne energije (ponoči, vikendi) voda črpa v akumulacijski bazen, v času visokih cen električne energije (konice ob delavnikih) pa se tako akumulirano vodo porablja za proizvodnjo električne energije.
- Plinski turbini 2 × 42 MW v TEŠ; vendar ti enoti sedaj obratujeta v povezavi z blokoma B4 in B5, kar obstoječim napravam omogoča izpolnjevanje BAT-pogojev. Po zaustavitvi bloka B4 v letu 2015 naj bi se obe turbini povezali na blok B5 in tako obratovali do leta 2026, ko je predvidena trajna zaustavitev. Delovanje bloka B5 se bo po zagonu bloka B6 bistveno zmanjšalo, vendar brez dodatnih posegov plinski turbini nista sposobni zagotavljati hitrega zagona.

4.2 Ocena potrebne moči za terciarno regulacijo do leta 2030

Potreben obseg moči za terciarno regulacijo je določen z močjo največje proizvodne enote v regulacijskem območju. Trenutno je za terciarno regulacijo potrebnih 348 MW. Do leta 2030 je predvidena gradnja dveh večjih proizvodnih enot, in sicer šestega bloka Termoelektrarne Šoštanj (TEŠ 6) in drugega bloka nuklearne elektrarne v Krškem (NEK 2), zato se bodo potrebe po moči za terciarno regulacijo povečale. TEŠ 6 je trenutno v poskusnem obratovanju, odločitev glede NEK 2 pa še ni bila sprejeta, zato sta za oceno potrebnega obsega moči za terciarne regulacije do leta 2030 predpostavljena dve varianti:

- varianta 1: do leta 2030 je zgrajen samo TEŠ 6

Z izgradnjo TEŠ 6 moč na pragu največje proizvodne enote v slovenskem EES znaša 549 MW in temu primerna bo morala biti tudi moč za terciarno regulacijo. Moč za terciarno regulacijo se bo morala povečati iz 348 MW na 549 MW, torej za 201 MW glede na prejšnje stanje. Moč za terciarno regulacijo mora zagotoviti sistemski operater prenosnega omrežja z zakupi znotraj in zunaj svojega regulacijskega območja, pri čemer mora biti na razpolago dovolj kapacitet za čezmejne prenose električne energije in 50 % zahtevane sekundarne in terciarne rezerve znotraj regulacijskega območja.

– varianta 2: do leta 2030 sta zgrajena TEŠ 6 in NEK 2

V domačem sistemu bo potrebno zagotoviti dodatne vire TR, saj do leta 2024 primanjkuje približno 320 MW moči za terciarno regulacijo, z izgradnjo NEK 2 pa se primanjkljaj poveča na okrog 860 MW. Z izgradnjo NEK 2 bo potrebno znotraj domačega sistema zagotoviti vsaj 500 MW, uvozimo pa lahko približno 590 MW (zelo vprašljivo, ali je to možno in pod kakšnimi pogoji). Če so do začetka obratovanja NEK 2 obstoječi domači viri terciarne regulacije še zadostni, pozneje primanjkuje okrog 270 MW.

5. VIRI, LITERATURA

[1] DEM: Analiza sodelovanja agregatov DEM v primarni regulaciji frekvence, DEM 2011
[2] Ferdinand Gubina: Vodenje elektroenergetskega sistema,Sloko Cigre 1997
[3] Thomas Ackerman; Wind power in power systems, Energynautics GmbH, Germany 2012
[4] DEM, Opis delovanja turbinskega regulatorja, DEM 1999
[5] ELES: Sistemska obratovalna navodila za prenosno omrežje električne energije, ELES 2007
[6] Janez Hrovatin: Vodenje elektroenergetskih sistemov, ICES 2009
[7] Vključevanje vetrnih elektrarn v slovenski elektroenergetski sitem, IJS 2004

NASLOV AVTORJA

Danilo Klasinc, univ.dipl.inž.el.

Dravske elektrarne Maribor d.o.o.

Obrežna ulica 170, 2000 Maribor, Slovenija

Tel: + 386 2 3005 269

Elektronska pošta: danilo.klasinc@dem.si