



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

ELEKTRISÜSTEEMI ASÜNKROONKAITSETE ALGORITMIDE
ANALÜÜS

ANALYSIS OF DIFFERENT POWER SYSTEM OUT OF STEP DETECTION
ALGORITHMS

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Kristen Pill
Üliõpilaskood: 163244AAVM

Juhendajad: Doktorant Marko Tealane
Dotsent Jako Kilter

Tallinn, 2018.a.

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

“.....” 201.....

Autor:
/ allkiri /

Töö vastab magistritööle esitatud nõuetele

“.....” 201.....

Juhendaja:
/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

“.....”201... .

Kaitsmiskomisjoni esimees
/ nimi ja allkiri /

Lõputöö kokkuvõte

<i>Autor:</i> Kristen Pill	<i>Lõputöö liik:</i> Magistritöö
<i>Töö pealkiri:</i> Elektrisüsteemi asünkroonkäigukaitsete algoritmide analüüs	
<i>Kuupäev:</i> 25.05.2018	91 lk
<i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool	
<i>Teaduskond:</i> Inseneriteaduskond	
<i>Instituut:</i> Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut	
<i>Töö juhendaja(d):</i> doktorant Marko Tealane, dotsent Jako Kilter	
<i>Töö konsultant (konsultandid):</i> -	
<i>Sisu kirjeldus:</i> <p>Käesoleva lõputöö eesmärgiks on uurida ja võrrelda erinevatel algoritmidel põhinevate asünkroonkäigukaitsete toimimist reaalsete seadmetega muutuvate tootmisallikate korral.</p> <p>Lõputöö esimeses, ehk teoreetilises osas, tutvustatakse lühidalt elektrisüsteemi kui tervikut ning tehakse ülevaade elektrisüsteemi stabiilsusest. Täpsemalt tehakse ülevaade elektrisüsteemi staatilisest ja dünaamilisest stabiilsusest. Elektrisüsteemi stabiilsuse mõistmine on oluline mõistmaks asünkroonkäigu nähtuse olemust.</p> <p>Magistritöö põhiosas kirjeldatakse asünkroonkäigu nähtust ning tehakse kolmest testitavast seadmest ülevaade ning hiljem testitakse algoritme selle lõputöö jaoks koostatud mudeli ja stsenaariumide põhjal. Testimiseks kasutatakse elektrisüsteemi reaalajasimulaatorit RTDS. Mudelina kasutatakse kahe masinaga süsteemi, mis muudetakse vastamaks paremini tehtavatele katsetele.</p> <p>Lõputöös kasutatud mudeliga tehtud katsetes saadi parimad tulemused esimest algoritmi kasutavalt seadmelt, peale tema sätteväärtuste muutmist. Sellest tulenevalt tuleks tulevikus esimese algoritmi jaoks välja töötada parem sätete arvutamise juhend, et tagada seadme kiire ja õige töö elektrisüsteemi erinevate tootmisallikate osakaalude juures. Samuti tuleks testida algoritme keerulisema mudeli korral. Keerulisema mudeli kasutamine muudaks ilmselt teise ja kolmanda algoritmi tulemusi ning selle najal oleks hiljem võimalik teostada sarnane analüüs Eesti elektrisüsteemile.</p>	
<i>Märksõnad:</i> asünkroonkäik, asünkroonkäigu kaitsed, dünaamiline stabiilsus, elektrisüsteemi reaalajasimulaator, võimsusvõnkumine	

Summary of the Diploma Work

<i>Author:</i> Kristen Pill	<i>Type of the work:</i> Master's Thesis
<i>Title:</i> Analysis of different Power System Out of Step detection algorithms	
<i>Date:</i> 25.05.2018	91 pages
<i>University:</i> Tallinn University of Technology <i>School of Engineering</i>	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
<i>Tutor(s) of the work:</i> PhD student Marko Tealane, Associate Professor Jako Kilter <i>Consultant(s):</i> -	
<i>Abstract:</i> The aim of this Masters's thesis is to research and compare different Power System Out of Step protection relay. At the first part, the theoretical part of this Master's thesis the power system is introduced. After that the system steady state stability and transient stability has been analysed. Also, the protection conditions for out of step tripping has been introduced. At the main stage of this Master's thesis, the theory on how any of the available out of step protection works, has been introduced. Overview of those three devices that we will use in our tests, has been made. The different algorithms has been analysed using specially modified model and nine different scenarios to evaluate these protection relays work at different system configurations. The system will be analysed by using real time dynamic simulator (RTDS). The greatest success was achieved by the first algorithm after the settings of the device were manipulated. In the future however, a better guide should be developed to get fast and right action from protection relays in all kinds of different system configurations. Also, a similar test with more complex model should be done in the futuure to get a better accessment of those different types of out of step protection. Furthermore, there could be a study using the model of Estonian Power grid, to evaluate the effect of different algorithms on Estonian Power grid.	
<i>Keywords:</i> out of step, out of step protection, power swing, Real Time Digital Power System Simulator, transient stability	

Sisukord

Sisukord	5
Lõputöö ülesanne	6
Eessõna	8
Sissejuhatus	9
1 Elektrisüsteem ja elektrisüsteemi stabiilsus	11
1.1 Elektrisüsteem.....	11
1.2 Elektrisüsteemi stabiilsus.....	12
1.2.1 <i>Staatiline stabiilsus</i>	15
1.2.2 <i>Dünaamiline stabiilsus</i>	20
1.3 Tuuleelektrijaamade mõju süsteemi stabiilsusele	25
2 Asünkroonkäigu nähtus ja selle tuvastamise algoritmid erinevates seadmetes	29
2.1 Asünkroonkäigu nähtus ja selle tuvastamise viisid.....	29
2.2 Esimene algoritm	34
2.2.1 <i>Asünkroonkäigu tuvastamine</i>	34
2.2.2 <i>Esimese algoritmi töötingimused ja sätted</i>	35
2.2.3 <i>Teise algoritmi töötingimused ja sätted</i>	38
2.2.4 <i>Blokeeringud</i>	39
2.3 Teine algoritm.....	40
2.3.1 <i>Teise algoritmi asünkroonkaitse tööpõhimõte</i>	40
2.4 Kolmas algoritm.....	44
2.4.1 <i>Asünkroonkäigu kaitse tööpõhimõte</i>	45
3 Reaalajasimulaatori mudel ja kaitsete testimine	47
3.1 Testitava mudeli kirjeldus	47
3.2 Algoritmide testimine RTDS-iga	48
3.2.1 <i>Seadmete sätete arvutamine</i>	50
3.2.2 <i>Esimese algoritmi testimine</i>	51
3.2.3 <i>Teise algoritmi testimine</i>	56
3.2.4 <i>Kolmanda algoritmi testimine</i>	63
3.2.5 <i>Muudetud sätetega esimese algoritmi testimine</i>	67
3.3 Katsete tulemuste analüüs.....	83
Kokkuvõte	86
Kirjandus	90

Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema:	Elektrisüsteemi asünkroonkaitsete algoritmid analüüs
Üliõpilane:	Kristen Pill, 163244AAVM
Eriala:	Elektroenergeetika
Lõputöö liik:	Magistritöö
Lõputöö juhendaja:	Jako Kilter, Marko Tealane
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	01.02.2019
Lõputöö esitamise tähtaeg:	25.05.2018

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppekava juht (allkiri)

1.1 Teema põhjendus:

Elektrisüsteemi stabiilsuse seisukohalt on olulisel kohal süsteemikaitse õige toimimine. Süsteemikaitse üheks osaks on asünkroonkäigukaitset, mis peaksid süsteemide vaheliste ebastabiilsuse korral süsteemiosad üksteisest lahutama, et säilitada vähemalt osaline stabiilne töö ja vältida kogu süsteemi kustumist. Tulevikku vaadates muutuvad süsteemi stabiilsuse piirid veelgi kriitilisemaks sünkroonse tootmisvõimsuse vähenemise tõttu. Sellest on ka ajendatud antud töö teema, et uurida, kuidas käituvad muutuvast võrguolukorras asünkroonkäigukaitset.

1.2 Töö eesmärk:

Töö eesmärgiks on uurida ja võrrelda erinevatel algoritmidel põhinevate asünkroonkäigukaitsete toimimist reaalsete seadmetega muutuvate tootmisallikate korral.

1.3 Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

- *Elektrisüsteemi asünkroonkäigu olukorra iseloomustus*
- *Erinevate asünkroonkäigu tuvastamise algoritmide iseloomustus*
- *Reaalajasimulaatori (RTDS) testmudel*
- *Füüsiliste kaitsete testimine*
- *Katsete tulemuste analüüs*

1.4 Lähteandmed:

Lähteandmed saadakse TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituudist ning kirjandusallikatest. Asünkroonkäigukaitsete kasutamise kohta Eesti elektrisüsteemis saab infot Elering AS-ist.

Eessõna

Lõputöö on välja antud TTÜ doktorandi Marko Tealase initsiivil. Lõputöö praktilist osa koostati Tallinna Tehnikaülikoolis Elering AS-i laboris, kasutades selleks Elering AS-i poolt uurimustöödeks soetatud seadmeid. Alandmete kogumiseks kasutati peamiselt Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu ja Elering AS-ist saadud teaduskirjandust. Lõputöö autor tänab lõputöö juhendajaid Marko Tealast ning Jako Kilterit materjalide kogumise ning konsultatsioonide eest. Samuti sooviks tänada oma elukaaslast Kerlit igakülgse toetuse eest.

Lõputöö autor elab alaliselt Tallinnas ning töötab lõputöö ajal Elering AS-i gaasi- ja elektrisüsteemide dispetšerina.

Sissejuhatus

Tänapäeva ühiskonnas on raske ülehinnata elektrienergia osatähtsust. Elektrit kasutatakse valgustuses, konditsioneeris, kütteks ning pea kõikides seadmetes, mis tänapäeva kodudes leida võib. Tööstus kasutab elektrit, et toota inimestele kõik vajalik, alustades toidust ja lõpetades riiete ja paberiga. Elekter on kasutuses ka transpordisektoris, nagu näiteks elektrirongid, trammid ja trollid. Elekter on äärmiselt oluline tänapäeva ühiskonna toimimiseks ning see tõstab ka elektrisüsteemi automaatika tähtsust.

Enamik elektrisüsteeme on tänapäeval ühendatud suurteks ühendsüsteemideks, kus elektrisüsteemide vahelistel liinidel on võimalik elektrituru põhine vaba elektrienergia kaubandus. Suurtel ühendsüsteemidel on palju eeliseid, kuid sellel esineb ka miinuseid. Nimelt on sellistes süsteemides võimalik ühes süsteemis tekkiva avarii ülekandumine teise elektrisüsteemi. Seetõttu on süsteemide vaheliste kaitsete kiire ja õige toimimine äärmiselt oluline. Üheks selliseks süsteemikaitseks on asünkroonkäiku tuvastava funktsiooniga releekaitse, mis reageerivad süsteemide vahel tekkivatele ebastabiilsetele võimsusvõnkumistele.

Tänapäeval pööratakse rohkem tähelepanu ka keskkonna säästmisele. Minevikus on põhiliseks elektrienergia allikaks olnud suured elektrijaamad, mis toodavad elektrit fossiilsetest kütustest ning muudavad soojusenergia elektrienergiaks, kasutades selleks sünkroongeneraatoreid. Tänapäeval kasutatakse elektrienergia tootmiseks aina rohkem alternatiivseid energiaallikaid, nagu näiteks tuule- ja päikeseenergia. Kuna tuule- ja päikeseenergia on väga muutliku loomuga, siis tänu sellele muutub süsteemis pidevalt sünkroongeneraatorite ja alternatiivsete energiaallikate poolt toodetava elektrienergia osakaal ning see mõjutab elektrisüsteemi stabiilsuse piire.

Magistritöö eesmärgiks on uurida erinevaid asünkroonkäigu tuvastamise meetodeid ja analüüsida neid, kasutades selleks reaalaaja elektrisüsteemi reaalaajasimulaatorit RTDS (*Real Time Digital Power System Simulator*). Analüüsimiseks on vaja koostada mudel ning erinevad stsenaariumid, mille järgi hakatakse erinevaid algoritme testima.

Magistritöö esimeses peatükis kirjeldatakse lühidalt elektrisüsteemi kui tervikut ja selle stabiilsust. Esmalt vaadeldakse lihtsa süsteemi stabiilsust, sest lihtsa süsteemi stabiilsuse analüüsimise tulemusi on võimalik üle kanda ka keerukate süsteemide stabiilsuse analüüsidesse. Järgmisena uuritakse süsteemi staatilist stabiilsust, ehk elektrisüsteemi võimet

säilitada sünkronism peale väikeseid häiringuid. Seejärel uuritakse dünaamilist stabiilsust, ehk süsteemi võimet taastada lähteseisundile võimalikult lähedane seisund peale suuri häiringuid. Lisaks eeltoodule vaadeldakse ka tuuleelektrijaamade mõju süsteemi stabiilsusele. Tuuleelektrijaamades on kasutusel mitmeid erinevaid tuulikuid ning seetõttu on välja toodud nende erinevus ja mõju elektrisüsteemi stabiilsusele.

Teises peatükis on kirjeldatud asünkroonkäigu nähtuse olemust ja autor on välja toonud erinevad viisid, kuidas on võimalik asünkroonkäiku tuvastada. Antakse ülevaade kolmest erinevast seadmest, millel on asünkroonkäigu tuvastamise funktsioon ja kuidas need asünkroonkäiku tuvastavad, ning neid kolme seadet hakatakse selle magistritöö raames katsetama erinevates võrgu olukordades.

Magistritöös analüüsitavate kolme erineva seadme asünkroonkäigu tuvastamise algoritmide analüüsimiseks koostatakse kolmandas peatükis mudel, milleks kasutatakse kahe masinaga elektrisüsteemi lihtsustatud mudelit. Autor loob üheksa erinevat stsenaariumit iseloomustamaks võrgus esinevaid erinevaid sünkroongeneraatorite ja alternatiivsete energiaallikate osakaale ning lisatakse süsteemi sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika, mis peaks aitama kaasa süsteemi taastumisele peale suuri häiringuid. Kõiki kolme algoritmi testitakse kõigi üheksa stsenaariumi korral ja hiljem analüüsitakse erinevate algoritmide tulemusi ja antakse ülevaade nende tulemustest ja võimalikest edasistest uurimustöödest selles valdkonnas.

1 Elektrisüsteem ja elektrisüsteemi stabiilsus

Selles peatükis tehakse lühikene kokkuvõte elektrisüsteemist ja elektrisüsteemi stabiilsusest. Elektrisüsteemi stabiilsusest analüüsitakse esmalt süsteemi võimet taastuda väikestest häiretest, ehk staatiline stabiilsus ning süsteemi võimet taastada häiringu eelsele lähedane olek peale suurt häiringut, ehk dünaamiline stabiilsus. Viimasena tehakse ülevaade erinevate tuulikute tüüpide mõjust elektrisüsteemi stabiilsusele.

1.1 Elektrisüsteem

Elektrisüsteemi stabiilsusest ei saa enne kirjutada, kui pole ennem rääkinud elektrisüsteemist üldisemalt. Elektrisüsteem koosneb paljudest erinevatest komponentidest, kelle saab ära lahterdada kolme peamisesse gruppi. Üheks nendest on tarbijad, kelleks on kõik, kes tarbivad elektrit. Teiseks grupiks on tootjad e. elektrigeneraatorid, kes genereerivad tarbijatele vajaliku elektrienergia ja viimaseks elektrivõrk, mis kannab genereeritud elektrienergia tarbijateni.

Elektrisüsteemid kui sellised said alguse eelmise sajandi esimeses veerandis. Suurte elektrisüsteemide moodustamise eelisteks on parem elektrivarustuse töökindlus ning suurem ökonoomsus. Tänapäeval on moodustunud erinevatest elektrisüsteemidest suured ühendsüsteemid, kus elektri tootmist dikteerib enamasti vaba turg. [1]

Arvestades, et elektrisüsteemidest on saanud suured ühendsüsteemid ja tootmist mõjutab vaba turg, on see tarbijad viinud elementaarsuseni, et elektrienergia ostetakse suures ühendsüsteemis sealt, kus see kõige odavam on. See tähendab, et erinevad elektrisüsteemid suures ühendsüsteemis, peavad omama omavahelisi suuri ülekandemahte, et mitte takistada vaba elektrituru toimimist. Eesti moodustab ühise ühendsüsteemi Venemaa, Läti, Leedu ja Valgevenega. Eestile kuuluvad kaks vahelduvvoolu välisühendust Venemaaga ja Lätiga ning kaks alalisvooluühendust Soomega. [1]

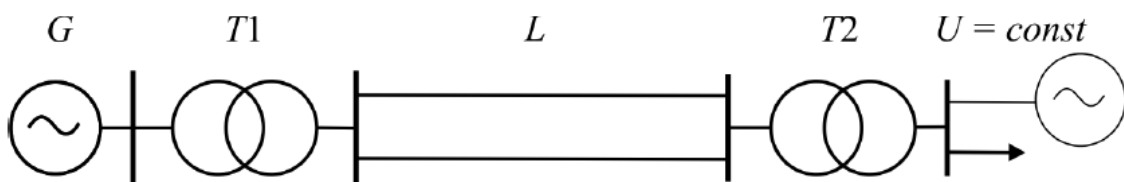
Suures ühendsüsteemis olemisel on ka omad riskid ning ühendsüsteemide koos hoidmine pole kõige lihtsam. Kõige olulisemad probleemid on süsteemi stabiilsuse tagamine ja selle hoidmine, pingeniivoode hoidmine ning generaatorite sünkroonse töö hoidmine. Probleemi suurusest arusaamiseks, tasub mainida vaid asjaolu, et kõik ühendsüsteemi ühendatud sünkroongeneraatorite rootorid peavad pöörlema sünkroonselt, mis tähendab, et elektromotoorjõu faaside erinevus on piiratud. [1]

Erinevuseks on üha kasvava trendina elektrisüsteemidesse paigaldatavad tuulepargid. Tuulikute pöörlemiskiirus ei olene kuidagi teiste süsteemi generaatorite tööst, vaid pöörlemiskiirus määratakse tuule kiirusega ning genereeritud elektrienergia muudetakse erinevate muundurite abil võrgupingele sobivaks.

1.2 Elektrisüsteemi stabiilsus

Nagu esimeses alapeatükis mainitud, siis üksikutest elektrisüsteemidest on tänapäeval moodustunud suured ühendsüsteemid, mille üheks probleemiks on selle pinge ja nurgastabiilsuse tagamine. Samuti koosnevad elektrisüsteemid mitmetest erinevatest elektrijaamadest ja nende generaatorite mõju süsteemi stabiilsusele on erinev. Kui sünkroongeneraatorid on piltlikult öeldes järgalt ühendatud süsteemiga, kus kõik ühendsüsteemi generaatorid pöörlevad sünkroonselt, siis elektrituulikud on ühendatud elektrisüsteemiga läbi muundurite.

Suurte süsteemide ja nende stabiilsuse paremaks mõistmiseks peab eelnevalt alustama lihtsast elektrisüsteemi mudelist. Lihtsa elektrisüsteemi mudeli kohta tehtavaid tähelepanekuid saab enamasti hiljem tähendada ka keerulisemate süsteemide kohta. [1]

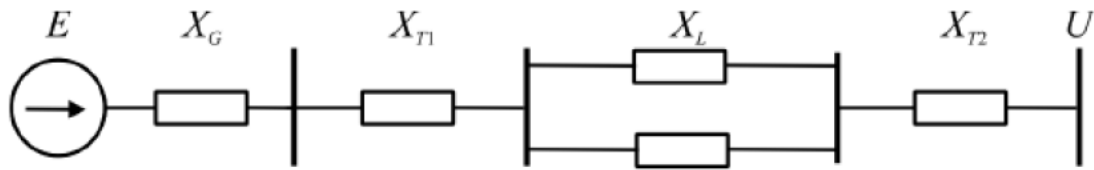


Joonis 1.1 Lihtsa elektrisüsteemi põhimõtteskeem [1]

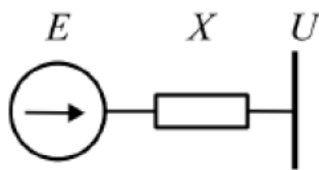
Joonisel 1.1 kujutatud lihtsa elektrisüsteemi ühel pool on elektrijaam ehk ekvivalentne generaatorist, mille ees on transformaar T1 ning seda ühendab teise elektrisüsteemiga kaks ülekandeliini. Teisel pool ülekandeliine on lõpmata võimas energiat vastu võttev süsteem, mille tunnuseks on konstantne pinge U süsteemi lattidel. Konstantne pinge lõpmata suure süsteemi lattidel tagatakse esimese süsteemi talitlusest olenemata. [1]

Lihtsustatud aseskeemi saamiseks asendatakse elementide takistused reaktiivtakistustega. Antud juhul elementide aktiivtakistusi ei vaadelda, sest võrreldes reaktiivtakistusega on need tühised. Lihtne aseskeem on toodud joonisel 1.2. Peale elementide asendamist reaktiivtakistusega, saab aseskeemi teisendamisel liita need takistused üheks summaarseks

takistuseks ehk ekvivalentseks takistuseks. Sellisena saadakse joonisel 1.3 kujutatud lihtsustatud ekvivalentne aseskeem. [1]

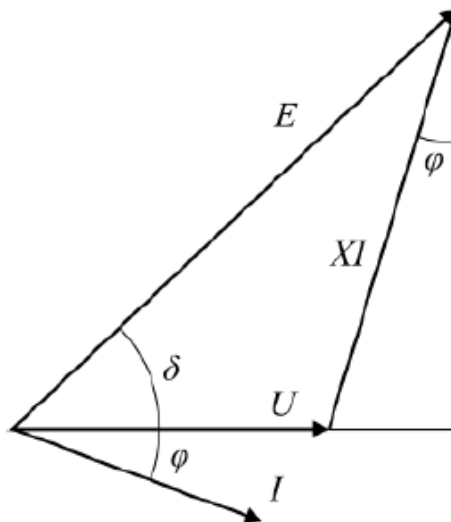


Joonis 1.2 Lihtsustatud elektrisüsteemi aseskeem [1]



Joonis 1.3 Lihtsustatud ekvivalentne aseskeem [1]

Vastavalt aseskeemile koostatakse vektordiagramm lihtsale elektrisüsteemile. Lihtsa süsteemi vektordiagramm on ära toodud joonisel 1.4.



Joonis 1.4 Lihtsa elektrisüsteemi vektordiagramm [1]

Vektordiagrammilt on võimalik tuletada järgmised seosed:

$$E \sin \delta = XI \cos \varphi \quad (1.1)$$

$$\frac{EU}{X} \sin \delta = IU \cos \varphi \quad (1.2)$$

$$P = \frac{EU}{X} \sin \delta \quad (1.3)$$

Elektrijaama ehk aseskeemil ekvivalentse generaatori võimsuse P muutmisel, mis saavutatakse turbiini juhtimisaparaadi toimimisel, muutes turbiini klappide asendit, ei muutu süsteemi takistus X . Eeldatavasti, ei muutu ka vastuvõtva süsteemi lattide pinge U ning samuti jääb muutumatuks elektromotoorjõud E juhul, kui puudub automaatne ergutusregulaator. Generaatori võimsuse kasvamisel hakkab pinge ja elektromotoorjõu vaheline nurk δ kasvama ja vastupidiselt, kui võimsus väheneb, siis nurk δ hakkab kahanema. [1]

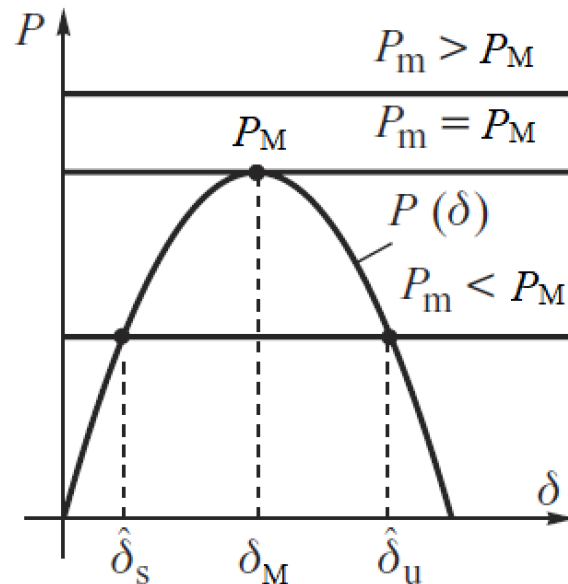
Kujunduslikult võib väita, et elektromotoorjõu vektor on jäigalt seotud generaatori rootoriga. Rootori nurga muutumisel, muutub ka vektori E asend ja nurk δ . Nurgal δ on seega nii elektriline kui ka mehaaniline sisu. Sellest saab järeldada, et nurk δ ei saa muutuda hüppeliselt mehaanilise inertsiga olemasolu tõttu. [1]

Võimsuse sõltuvust nurgast δ nimetatakse nurkkarakteristikuks. Nurkkarakteristik on valemi 1.3 kohaselt siinusoid, kui generaatori elektromotoorjõud, teise süsteemi lattide pinge ja nende vaheline takistus on konstantsed. Sellise sinusoidi amplituudväärtuseks on $P_M = \frac{EU}{X}$. [1]

Kirjanduses [2] on kirjeldatud generaatori talitluse erinevaid tööpunkte. Turbiini mehaaniline võimsus ei ole sõltuvuses nurgast δ , vaid turbiini läbivast aurust ning joonisel 1.5 on need tähistatud horisontaalsete joontena. Elektriline võimsus on sõltuvuses nurgast δ ning nende kahe ristumiskohad joonisel märgivad generaatori talitluse võimalikke tööpunkte. Generaatori maksimaalne võimsus saavutatakse, kui nurk δ on 90° . Joonisel 1.5 on graafiliselt ära toodud kolm erinevat võimalust tööpunktide olemasolu kohta:

- Turbiini mehaaniline võimsus P_m on suurem kui generaatori elektriline võimsus P_E . Sellises olukorras ei ole võimalik generaatori püsitalitus;
- Turbiini mehaaniline võimsus P_m on võrdne generaatori elektrilise võimsusega P_E . Sellises olukorras on generaatori püsitalitusel ainult üks võimalik tööpunkt;

- Turbiini mehaaniline võimsus P_m on madalam, kui generaatori maksimaalne elektriline võimsus P_E . Sellisel juhul eksisteerib generaatoril kaks tööpunkti ning selline olukord vastab generaatori normaalsele tööle.



Joonis 1.5 Graafiline joonis näitamaks generaatori võimalikke tööpunkte erinevate mehaaniliste võimsuste P_m korral [2]

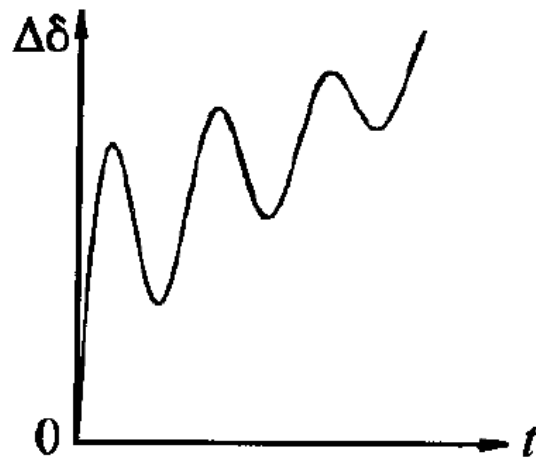
Jooniselt saab järeldada, et lihtsas elektrisüsteemis ei saa ekvivalentse generaatori poolt väljastatav võimsus ületada suurimat võimsust P_M , mis on määratletud generaatori ja ülekandeseadmete parameetritega, vastasel juhul puuduvad generaatori talitlusel stabiilsed tööpunktid.

1.2.1 Staatiline stabiilsus

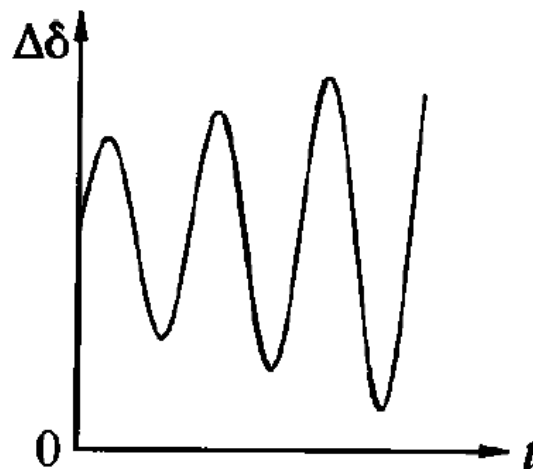
Kirjanduses [3] on kirjeldatud staatilist stabiilsust, kui süsteemi võimet säilitada sünkronism peale väikeseid häiringuid. Selliseid häiringuid juhtub süsteemis kogu aeg, tulenevalt koormuse ja genereerimise väikestest hälvetest. Selliseid häiringuid peetakse piisavalt väikesteks, et analüüsimise eesmärgil on võimalik lineariseerida erinevaid süsteemi võrrandeid.

Allika [3] kohaselt, saab ebastabiilsus esineda, kas pideva rootori nurga suurenemisega väikese sünkroniseeriva momendi tõttu või siis tekivad aina suureneva amplituudiga rootori võnkumised liialt väikese süsteemi summutusvõime tõttu. Süsteemi vastupanu sellistele juhtumitele on mõjutatud näiteks häirigu eelsest süsteemi olukorrast või siis üleüldisest ülekandevõrgu tugevusest. Joonisel 1.6 on näha esimese ebastabiilsuse võimalikkuse variant, kus tugeva süsteemi külge ühendatud generaatoril, millel puudub automaatne pingeregulaator,

tekib ebastabiilsus väikese sünkroniseeriva momendi tõttu ja see põhjustab nurga δ pideva suurenemise. Teine variant on näha joonisel 1.7, kus generaatoril on olemas küll automaatne pingeregulaator, kuid sellisel juhul on vajalik, et süsteemis oleks piisav summutusvõime. Vastasel juhul tekib suureneva amplituudiga võnkuv ebastabiilsus.

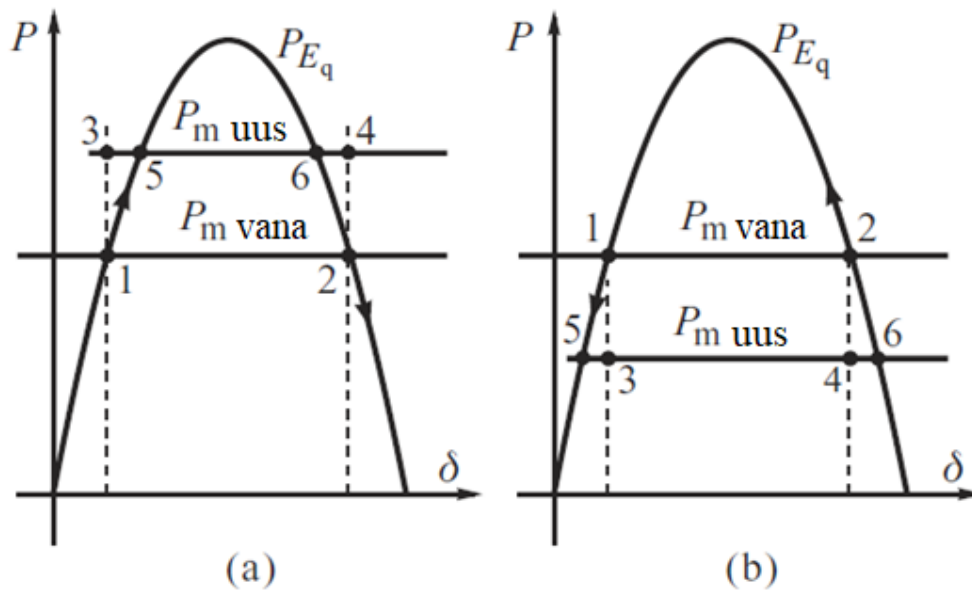


Joonis 1.6 Mittevõnkuv iseloomuga ebastabiilsus väikeste häiringute korral [3]



Joonis 1.7 Võnkuv iseloomuga ebastabiilsus väikeste häiringute korral [3]

Kirjanduse [2] kohaselt on elektrisüsteemi staatiline stabiilsus tagatud, kui mehaanilise võimsuse kasvule või vähenemisele kaasneb ka elektrilise võimsuse suurenemine või vähenemine. Kui süsteem reageerib sellele vastupidiselt, ehk mehaanilise võimsuse kasv tingib elektrilise võimsuse vähenemise, siis pole võimalik stabiilset tööpunkti leida ja staatilise stabiilsus ei ole tagatud. Mehaanilise võimsuse suurenemine ja vähenemine ja sellest tulenevad elektrilise võimsuse võimalikud muutused ning tööpunktide muutused on ära toodud joonisel 1.8.



Joonis 1.8 Staatilise stabiilsuse tingimused: (a) mehaanilise võimsuse kasv; (b) mehaanilise võimsuse langus [2]

Magistritöö alguses on kindlaks tehtud, et igal mehaanilisel võimsusel võib olla kuni 2 võimalikku stabiilset tööpunkti, nagu seda on joonisel 1.8 mehaanilise võimsuse P_m vana korral tööpunktid 1 ja 2. Joonise osas (a) on näha, et kui tõsta mehaanilist võimsust punktini 3, siis vastab ülemäärasele kiirendusele joonisel vahemik 1-3, mis omakorda kiirendab rootorit ja seeläbi ka võimsusnurka ja elektrilist võimsust ning generaator saab endale uue stabiilse tööpunkti 5. Punktis 2 juhtub aga vastupidine, kus kiirendus võimsusele vastab vahemik 2-4. Rootor kiireneb ja nurk hakkab kasvama, kuid seekord hakkab elektriline võimsus vähenema. Mis tähendab, et see hakkab hoopis kaugenema oma uuest tööpunktist 6. Sarnased tulemused saadakse ka joonise osast (b), kus tööpunktis 1 on võimalik mehaanilise võimsuse vähendamine ja uue stabiilse tööpunktina edasi töötada punktis 5, kuid vasakpoolses karakteristikus tööpunktis 2 mehaanilise võimsuse vähendamisel ei suudeta saavutada uue stabiilse tööpunktina punkti 6. Muidugi, kui tõsta mehaaniline võimsus üle maksimaalse elektrilise võimsuse P_M , siis stabiilset tööpunkti ei eksisteeri ja see päädib sünkronismi kaotamisega. Sellest saab järeldada, et kui generaator on ühendatud lõputu suure süsteemi külge, siis nurkkarakteristikus on staatiliselt stabiilsed ainult vasakpoolsed tööpunktid. [2]

Kirjanduses [1] on kirjeldatud probleeme, mis tekivad suurtes süsteemides seoses staatilise stabiilsusega. Lihtsustatult võib neid probleeme liigitada lokaalseteks ja globaalseteks, kus lokaalseteks probleemid on seotud üksikute generaatorite või elektrijaamade rootorite võnkumisega ülejäänud süsteemis olevate generaatorite suhtes. See probleem esineb nii lihtsa

süsteemi mudeliga, kui ka keeruka süsteemi mudeliga. Esineda võib ka elektriyaamade sisest mittestabiilsust, kus generaatorid võnguvad üksteise suhtes sagedusega 0,7...2,0 Hz. Lokaalsed mittestabiilsuste tekitajateks võivad olla ka ergutuse, alalisvoolukonverterite ja reaktiivvõimsuse kompensatorite halva reguleerimise koordineerimise tulemus. Regulaatorite halb koordineeritus võib muuhulgas esile kutsuda torsioonvõnkumise ehk subsünkroonse resonantsi, kus esineb turbogeneraatori võlli väändumine. Lokaalse stabiilsuse käsitlemisel tuleb üksikasjalikult koostada vaadeldavate generaatorite dünaamikamudeleid, samas kui ülejäänud süsteemi elementide mudelid võivad olla lihtsustatud kujul.

Staatilise stabiilsuse globaalprobleemiks on regioonidevaheline võnkumine ühend süsteemis. Regioonidevaheline võnkumine võib esineda kahes vormis [1]:

- Ühe regiooni generaatori aeglane (0,1...0,3 Hz) võnkumine teise regiooni generaatorite suhtes;
- Generaatorite jagunemine mitmeks alamrühmaks, mis võnguvad üksteise suhtes sagedusega 0,4...0,7 Hz.

Regioonidevahelise võnkumise karakteristikud on keerukad ja erinevad lokaalset stabiilsust iseloomustavast suurusel. Lokaalsed karakteristikud võivad olla olulised, kuid näiteks ergutusgeneraatorite mõju sõltub nende asukohast ja koormuse omadustest. Enamasti turbiinide kiirusregulaatorid süsteemidevahelistes võnkumistes ei osale, kuid nende mittesobivad sätted võivad siiski põhjustada regioonidevahelist mittestabiilsust. Elektrisüsteemi stabilisaatorite (PSS) toime regioonidevaheliste võnkumiste summutamisel on piiratud ning efektiivsem on alalisvooluülekanne ja FACTS-seadmete toime.

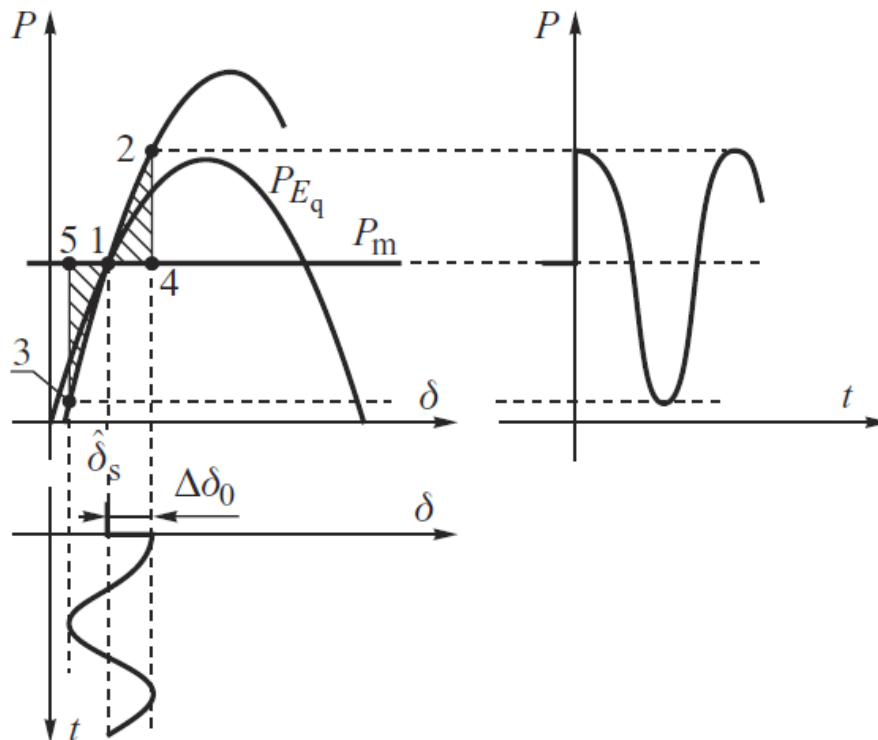
Kirjanduses [2] on välja toodud, et iga häiring indutseerib generaatori mähisesse lisavoolu, et säilitada ühtlane magnetvoo sidestatus ja seeläbi ühtlane generaatori elektromotoorjõud. Kuna väliselt indutseeritud vool ja sünkroonne elektromotoorjõud on omavahel seotud, ei saa enam eeldada, et generaatori elektromotoorjõud on konstantne ja rootoris toimuvate muutuste käigus hakkab generaatori väljundvõimsuse karakteristik järgima mööduvast elektromotoorjõust sõltuvat funktsiooni $P_e = P_{E'}(\delta)$.

Häiringud lihtsas süsteemis võivad tekkida turbiini mehaanilise võimsuse muutusest või siis elektrisüsteemi ekvivalentse takistuse muutusest. See tähendab, et rootori nurga δ muutus oma stabiilsest tööpunktist δ_s seab uueks väärtuseks ($\delta_s + \Delta\delta_0$). Selline häiring on küll tehniliselt ebatõenäoline, kuid selline ettekujutus loob aluse mitmetest teistest praktilisematest häiretest

arusaamiseks. Esialgsed häiringu tingimused süsteemi diferentsiaalvõrrandite lahendamiseks on [2]:

$$\Delta\delta(t=0_+) = \Delta\delta_0 \neq 0; \Delta\omega(t=0_+) = \Delta\omega_0 = 0 \quad (1.4)$$

Süsteemi käitumisest selliste häiringute korral on näha joonisel 1.9, mis näitab generaatori sünkroonse- ja mööduva nurkkarakteristiku muutust sõltuvalt rootori nurgast δ .



Joonis 1.9 Generaatori nurkkarakteristik, väljundvõimsus ja nurk häiringu korral [2]

Häiring ei saa lõhkuda rootori ja staatori vahelist magnetvoo sidestatust, seega esmane (häiritud) tööpunkt asub joonisel punktis 2 mööduval nurkkarakteristikul $P_{E'}(\delta)$, mis läbib ka häiringueelset tööpunkti 1. [2]

Iga liikumine tähendab töö tegemist, seega rootori nurga δ_s tõstmine uue väärtuseni $\delta_s + \Delta\delta_0$ tähendab, et häiring teeb tööd rootorile. Ringjoonelisel liikumisel on töö võrdne jõumomendi ja nurga muutuse integraalsummaga. Sellisel juhul on jõumoment võrdne turbiini mehaanilise ja rootori (mööduva) elektrilise võimsuse vahega. Võimsus on võrdne jõumomendi ja nurkkiiruse korrutisega ning eeldades, et $\omega \approx \omega_s$, siis häiringu poolt tehtav tööhulk on [2]:

$$W_{1-2} = \int [P_{E'}(\delta) - P_m] d\delta_{\delta_s + \Delta\delta_0 \delta_s} = S(1-2-3) \quad (1.5)$$

Rootori kiiruse erinevus $\Delta\omega$ punktis 2 on eelduste kohaselt 0, siis rootori kineetiline energia on võrdne punktis 1 oleva kineetilise energiaga. See tähendab, et häiringu poolt tehtav töö W_{1-2} suurendab süsteemi potentsiaalset energiat esmase tööpunkti 1 suhtes. [2]

Esmane potentsiaalne energia annab tõuke, et liigutada rootorit tagasi tasakaalupunkti 1. Häiritud punktis 2 on mehaaniline pöördemoment väiksem, kui selle vastu töötav elektriline moment ning selle tulemusel hakkab rootor aeglustuma ja rootori nurk δ hakkab vähenema. Tasakaalupunktis 1 kogu valemist 1.5 saadud potentsiaalne energia on muudetud kineetiliseks energiaks (sünkroonkiiruse suhtes) ja tehtud töö on võrdne [2]:

$$E_k = W_{1-2} = 12M\Delta\omega^2 \quad (1.6)$$

Kineetiline energia liigutab rootorit mööda tasakaalupunkti δ_s , nii et tööpunkt liigub edasi mööda kurvi 1-3. Sellel osal karakteristikus on turbiini mehaaniline moment suurem kui selle vastu töötav elektriline moment ja rootorit hakatakse kiirendama. Kiirendamine toimub kuni kiirendava momendi poolt tehtud töö on võrdne eelnevalt aeglustamise poolt tehtud tööga, mis juhtub punktis 3. [2]

Selles punktis on jällegi generaatori kiirus võrdne sünkroonkiirusega, kuid tingimuse $P_m > P_e$ tõttu, kus mehaaniline võimsus on suurem kui elektriline võimsus, siis rootori kiirenemine jätkub, suurendades selle kiirust üle sünkroonkiiruse ja liigutades sellega tööpunkti tagasi δ_s poole. Summutuse puudumisel rootor võngub pidevalt punktide 2 ja 3 vahel. Resulteeruv võimsuse võnkumine on toodud joonise 1.8 parempoolisel osal ning nurga võnkumine joonise 1.8 alumisel osal. [2]

1.2.2 Dünaamiline stabiilsus

Dünaamiline stabiilsus on elektrisüsteemi võime taastada lähteseisundile võimalikult ligilähedane seisund peale suuri häiringuid. Dünaamiline stabiilsus on alati seotud konkreetsete häiringutega, milleks võivad olla järsud koormusetõuked, skeemi põhielementide kommutatsioon või lühised. [1]

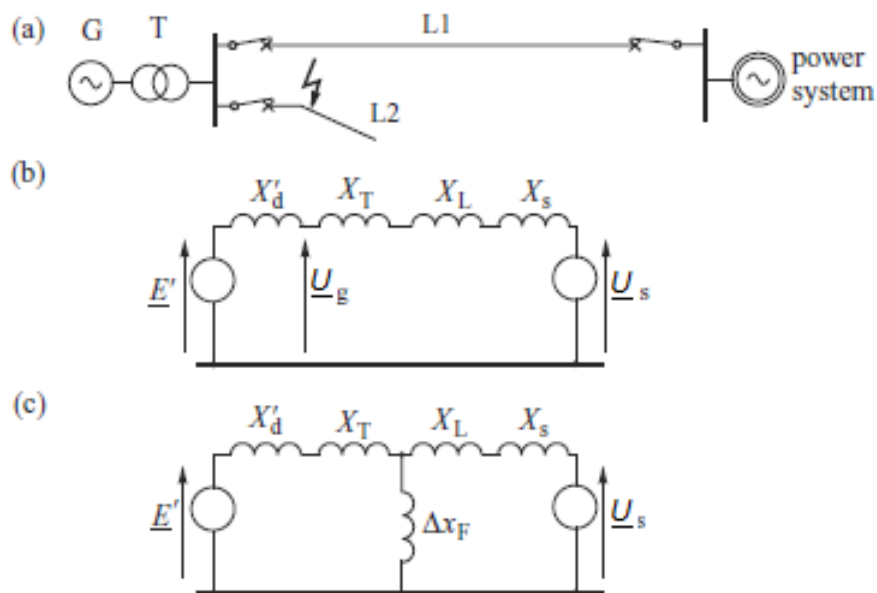
Kirjanduses [1] on välja toodud, et dünaamilisuse stabiilsuse kontrollimiseks on parim viis elektrisüsteemide vastupidavuse kontroll lühistele. Elektrisüsteemide stabiilsust lühistele eelistatakse, sest need on ohtlikud ning nende tekkimine elektrisüsteemis on äärmiselt tõenäoline. Stabiilsuse kontrollimisel arvestatakse ainult mittesümmeetriliste lühiste pärijärgnevuskomponente. Null- ja vastujärgnevuskomponendid indutseerivad generaatorites magnetvälju. Magnetväljad pöörlevad generaatori rootori suhtes vastupidises suunas ja

tekitavad seetõttu momente, mis muudavad märki vastavalt 100 või 200 korda sekundis. Rootori suure inertsitõttu ei mõjuta need rootori liikumist olenemata nende suurusest ning need ei põhjusta generaatori sünkronismist välja langemist.

Kõige parem on alustada süsteemi dünaamilise stabiilsuse vaatlust lihtsa elektrisüsteemi mudeliga. Joonisel 1.10 (a) on toodud askeem, mille korral lühise põhjustanud elemendi eemaldamisel skeemist ei muutu ekvivalentne võrgu takistus.

Eeldatakse, et süsteemid on omavahel ühendatud liini L1 abil ja liin L2 on lõpmata suure süsteemi U_s poolt lahti ühendatud. Lühise tekkimise kohaks on tühijooksul olev liin L2 ja lühis kõrvaldatakse liini L2 teise poole avamisega. Lühisele eelnev ja sellele järgnev süsteemi ekvivalentne takistus on sama. [2]

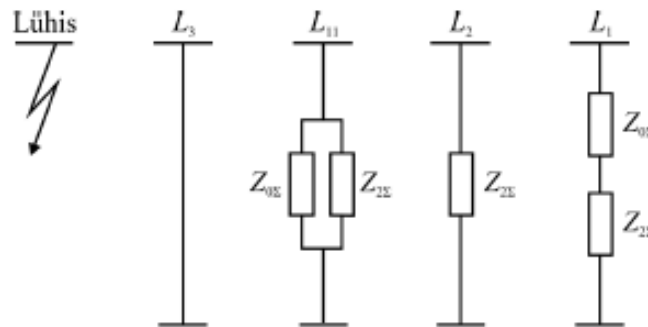
Süsteemi ekvivalentne takistus kujutatakse joonisel 1.10 (b). Generaatorit kujutatakse klassikalise mudeliga, millel on konstantne mööduv elektromotoorjõud E' ja mööduv generaatori takistus X'_d . Teise poole süsteemi vaadeldakse kui lõpmata suurt süsteemi, kus on konstantne pinge U_s ekvivalentse takistusega X_s .



Joonis 1.10 Lihtsa süsteemi põhimõtteskeem (a), askeem enne ja pärast lühist (b) ja askeem lühise ajal (c) [2]

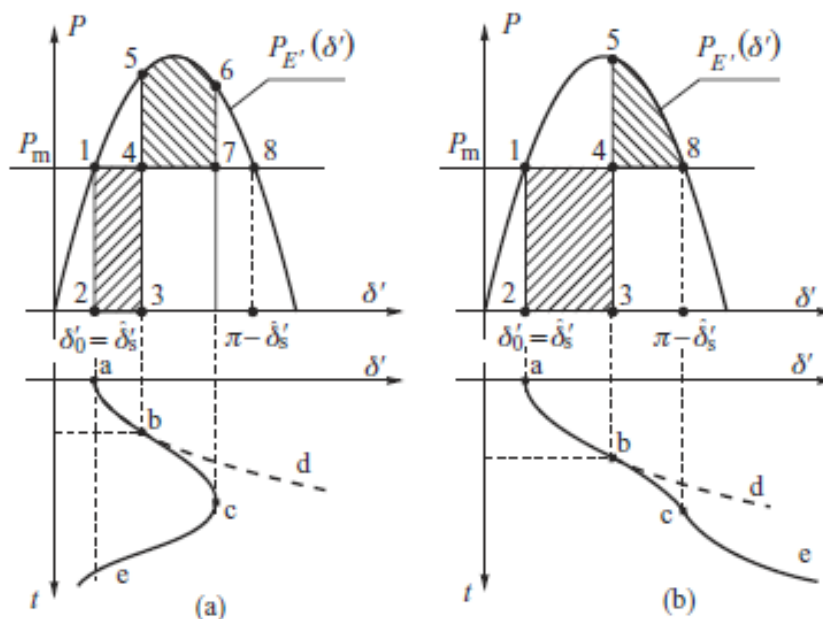
Lühise liigist sõltub pärijärgnevusskeemi täiendav takistus ΔX_F . Mida väiksem on täiendav takistus süsteemis, seda suuremad on lühisvoolud ja seeläbi nende mõju generaatori rootori liikumisel. Täiendavad takistused sõltuvalt lühise liigist on ära toodud joonisel 1.11. On selge, et süsteemi stabiilsusele on kõige ohtlikumad lühised kolmefaasilised lühised, mille täiendav

takistus on kõige väiksem. Kõige kergemini on talutavad ühefaasilised lühised, mille täiendav takistus on kõige suurem. [1]



Joonis 1.11 Aseskeemi täiendava takistuse ΔX_F sõltuvus lühise liigist [1]

Kirjandustes [1], [2] ja [3] kirjeldatakse püsilühise ajal elektrisüsteemis toimuvat pindalade meetodi abil. Olukorra lihtsustamiseks tehakse lühis joonisel 1.10a aseskeemi alusel ja vaadeldakse, kuidas lühis ja selle kestvus mõjutab süsteemi stabiilsust. Lisaks eeldatakse lihtsustamise mõttes, et puudub summutus ja rootori kiiruse muutused on liiga väikesed, et käivitada turbiinide kiiruseregulaatorid. Sellisel juhul saab väita, et generaatori mehaaniline võimsus püsib konstantsena. Pindalade meetodit iseloomustab graafiliselt joonis 1.12.



Joonis 1.12 Pindalade meetodi graafiline illustatsioon kolmefaasilise lühise korral [2]

Lühise mõju generaatorile kirjeldamiseks vaadeldakse kolmefaasilist lühist, kuna nagu eelnevalt mainitud, siis selle mõju generaatori rootorile on suurim. Kuna kolmefaasilise lühise korral on üleminekutakistus ΔX_F võrdne nulliga, siis energia ülekanne generaatorist süsteemi

on täielikult takistatud. Sellest tulenevalt langeb lühise ajal generaatori elektriline võimsus oma eelnevalt väärtuselt nulli, mida on näha joonisel 1.12 joonega 1-2 ning see jääb nulliks kuni lühis on võrgust eemaldatud võimsuslüli avamise teel. Sellel ajal kirjeldab rootori kiirenemist ε järgmine valem: [2]

$$\varepsilon = \frac{d^2\delta'}{dt^2} = \frac{P_m}{M} = \textit{konstant} \quad (1.7)$$

Antud valemi kahekordsel integreerimisel ning algtingimusi arvesse võttes, saadakse nurga δ trajektoor, mis vastab joonisel 1.12 kõverale a-b-d ning trajektoori valem näeb välja selline: [2]

$$\delta' = \delta'_0 + \frac{\varepsilon t^2}{2} \textit{ või } \Delta\delta' = \delta' - \delta_0 = \frac{\varepsilon t^2}{2} \quad (1.8)$$

Enne lühise kõrvaldamist liigub rootor nurkkarakteristikul punktist 2 punkti 3 ja omistab endale kineetilise energia, mis on võrdeline joonisel 1.12a viirutatud alaga 1-2-3-4. Peale lühise kõrvaldamist ajahetkel $t = t_1$, kui võimsuslüli avatakse, siis hakkab rootor jälle järgima nurkkarakteristikut oma lühise eelse takistuse järgi, nii et tööpunkt liigub punktist 3 ära punkti 5. Rootor hakkab nüüd kogema negatiivset kiirendust mille suurus on proportsionaalne joonele 4-5 ja rootor hakkab aeglustuma. Inerti mõjul aeglustumise ajal siiski nurk kasvab senikaua, kuni viirutatud ala 1-2-3-4 saadud kineetiline energia on võrdsustatud piirkonna 4-5-6-7 aeglustamiseks kuluva energiaga ja generaator saavutab oma sünkroonkiiruse punktis 6, kui mõlema piirkonna pindalad on võrdsed. Summutuse puudumisel kordub see tsüklil edasi ja tagasi, kuid generaatori ei lähe sünkroonist välja. Sellist nähtust nimetatakse sünkroonseteks võngeteks. [2]

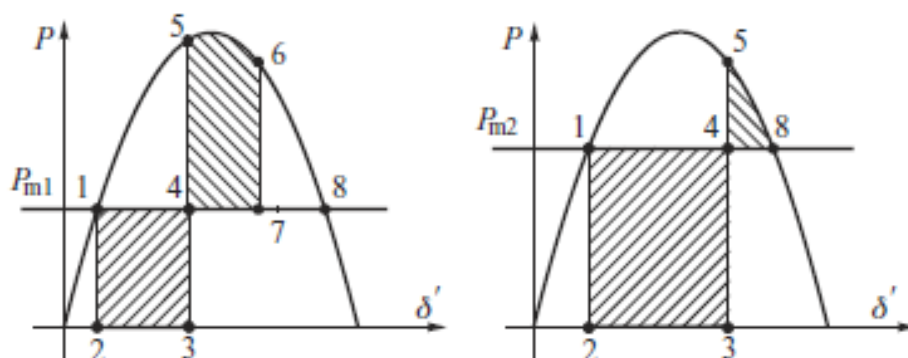
Joonisel 1.12b on näidatud sarnane olukord, kuid lühise pikkus $t = t_2$, on tunduvalt pikem kui joonisel 1.12a. Seega lühise ajal kogunenud kineetiline energia rootoris, mida märgib jällegi viirutatud ala 1-2-3-4, on eelmise joonise samast piirkonnast tunduvalt suurem. See omakorda tähendab, et töö mida tehakse rootori aeglustumiseks ja mida märgib piirkond 4-5-8, ei suuda võrdsustada eelnevalt kiirenemiseks tehtud tööga enne kui rootor jõuab nurkkarakteristikul punkti 8. Peale punkti 8 läbimist on elektriline võimsus $P_E(\delta')$ väiksem kui mehaaniline võimsus P_m ja rootorile hakkab uuesti mõjuma kiirendus, mis suurendab nurka veelgi. Rootor läbib ühe asünkroonkäigu ja langeb ülejäänud süsteemiga sünkroonist välja. [2]

Sellest saab teha kaks olulist järeldust. Esiteks, generaator muutub ebastabiilseks kui ta läbib karakteristikul punkti 8. Selles punktis on rootori nurgaks $(\pi - \delta')$, kus δ' on eelneva stabiilse tööpunkti nurk. Piirkond 4-5-8 on seega aeglustamiseks saadaval olev ala, millega tuleb peatada

rootori võnkumine. Seega on dünaamilise stabiilsuse tagamiseks tähtis, et saadaval olev aeglustamise piirkond peab olema suurem kui sellele eelnev kiirenduspiirkond. [2]

Teine oluline tähelepanek on, et lühise kõrvaldamise aeg on äärmiselt oluline faktor generaatori stabiilsuse tagamiseks. See tuleneb valemist 1.8, kus kiirenduspiirkonna on sõltuvuses lühise kestvuse ruuduga ning sellest tulenevalt on kiiretoimeline releekaitse äärmiselt oluline elektrisüsteemi dünaamilise stabiilsuse tagamiseks. [2]

Generaatori stabiilsusele avaldab mõju ka tema koormatus enne lühist. Joonisel 1.13 on näha generaatorit, mille koormatus enne lühist on P_{m1} . Peale kolmefaasilist lühist on näha, et kiirenduspiirkond 1-2-3-4 on väiksem kui seda on aeglustamiseks saadaval olev ala 4-5-8 ning sellest saab järeldada et sellisel olukorras on süsteem stabiilne. Kui suurendada generaatori koormust 50% võrra koormuseni $P_{m2} = 1,5P_{m1}$, siis suureneb ka rootori kiirendusvõimsus 1,5 korda. Valemist 1.7 ja 1.8 järeldub seega, et ka nurga muutuse kiirus $\Delta\delta'$ suureneb samuti 1,5 korda. Järelikult, kui kiirenduspiirkonna kõik küljed on suurenenud 1,5 korda, siis kiirenduspiirkond on nüüd palju suurem ning aeglustuspiirkonnast on nüüd väiksem kui kiirenduspiirkond ja süsteem on nüüd ebastabiilne. [2]



Joonis 1.13 Kiirendus- ja aeglustuspiirkonnad generaatori erineva koormatuse all. Mõlema näite puhul on lühise kõrvaldamise aeg sama [2]

Lühise eelne koormus on oluline faktor määramaks kriitilist lühise kõrvaldamise aega ja generaatori stabiilsuse analüüsimisel. Mida lähemale maksimumile töötab generaator, seda väiksem on kriitiline lühise kõrvaldamise aeg enne kui generaator muutub ebastabiilseks.

Kirjanduses [3] on välja toodud loetelu faktoritest, mis mõjutavad süsteemi dünaamilist stabiilsust:

- Generaatori koormatus süsteemis;
- Generaatori väljundvõimsus lühise hetkel. See sõltub lühise asukohast ja lühise liigist;

- Lühise kõrvaldamise aeg;
- Lühisejärgne ülekandevõrgu reaktiivtakistus;
- Generaatori reaktiivtakistus. Väiksem takistus suurendab maksimaalset võimsust ja vähendab esialgset rootori nurka;
- Generaatori inerts. Mida suurem on generaatori inerts, seda aeglasem on rootori nurga muutuse kiirus. See vähendab kineetilise energia hulka piirkonnas 1-2-3-4;
- Lõpmata suure süsteemi pinge U_s ;
- Generaatori pinge E' . See sõltub generaatori ergutusest.

Kuna seni on kasutatud ainult lihtsa süsteemi mudelit, siis kogu analüüs on saadud tehtud kasutades selleks graafilist lähenemist. Kuigi rootori nurga graafikutel on näidatud ajast sõltuvatena, siis ei ole neid ajalisi väärtusi arvutatud. Tänapäeva elektrisüsteemid on väga keerukad ja nende dünaamilise stabiilsuse täpseks analüüsimiseks on vaja täpseid võrgu parameetreid. Seni on olnud ainsaks viisiks elektrisüsteemi dünaamilise stabiilsuse analüüsimiseks arvutada ajast sõltuvaid diferentsiaalvõrrandeid. [3]

1.3 Tuuleelektrijaamade mõju süsteemi stabiilsusele

Seni on vaadeldud ainult häiringute mõju süsteemile, kus on ainult sünkroongeneraatorid. Selline süsteemi mudel on olnud tänaseni maailmas töökindel, sest enamus elektrienergiast on toodetud just kasutades selleks sünkroongeneraatoreid. Aina rohkem elektrienergiat on hakatud tootma aga taastuenergiaallikatest ning selliste mudelite ei arvestata nende mõju süsteemi stabiilsusele. Tuulikutes kasutatakse mitmeid erinevaid generaatori tüüpe ja neil on erinevad mõjud süsteemi stabiilsusele.

Kui sünkroongeneraatorid on jäigalt ühendatud võrgu külge ja häiringud mõjutavad nende karakteristikuid koheselt, sest nende väljundvõimsuse siinus on peaaegu proportsionaalne nende rootori nurga siinusele, siis induktsioongeneraatorid ei oma nii tugevat sidet võrguga. Fikseeritud kiirusega induktsioongeneraatorite puhul on nendes tekkiv väändemoment proportsionaalne nende kiiruse hälbe ehk libisemisega ning seega pakub süsteemis lisa summutust. See positiivne mõju aitab leevendada selliste generaatorite haavatavust süsteemis tekkivate häiringute puhul. [2]

Tuulikute puhul on võimalik kasutada käigukaste, mis tõstavad tuulikute aeglase pöörlemiskiiruse 15-35 pööret minutis üles 1200-1500 pöördeni minutis, et saavutada väljundsagedus 50 Hz. Kui tuulikute juures on kasutatud sünkroongeneraatorit või

induktsioongeneraatorit, mis on ühendatud jäigalt süsteemiga, siis neid nimetatakse fikseeritud kiirusega elektrituulikuteks. Sellised ühendused ei ole tänapäeval soositud just nende generaatorite fikseeritud pöörlemiskiiruse tõttu. Kui tuulikul on sünkroongeneraator, mis on jäigalt ühendatud võrguga, siis kõik väändemomendid, mille põhjustavad tuuliku muutlik töö, põhjustavad mehaanilist stressi tuuliku käigukastile ja seeläbi mõjutavad süsteemi töökindlust. Seepärast soositakse generaatorite süsteeme, kus on tagatud suurem tuuliku võlli pöörlemisvahemik. Kuna elektrituuliku tüüpe on mitmeid erinevaid, siis tuleb enne vaadelda nende olemust ning seejärel saab hinnata nende mõju süsteemi stabiilsusele. [2]

Esimest tüüpi tuulikuid kasutab oravikmähisega (*Squirrel cage*) induktsioongeneraatoreid (SCIG) ehk asünkroongeneraatoreid. Sellised generaatorid ühendatakse võrku otse läbi transformaatori. Selliste generaatorite kiirus on fikseeritud või siis peaaegu fikseeritud vastavalt võrgu sagedusele. Generaator genereerib aktiivvõimsust P , kui turbiini võll pöörleb kiiremini kui võrgu sagedus ning tekitab võllil negatiivse libisemise. Kui võllil oleks positiivne libisemine, siis generaator töötaks mootorina ja tarbiks võrguks elektrienergiat. Stabiilse tuule kiiruse juures on pöördemomendi funktsioon sellisel generaatoril peaaegu et lineaarne, kuid kiirete tuule kiiruste muutuste juures hakkab elektrilist võimsust takistama generaatori võlli mehaaniline inerts. [4]

Teist tüüpi tuulikute generaatorid on sarnased esimest tüüpi generaatoritele, kuid neil on rootori ahelasse ühendatud veel muutuv takisti. See saavutatakse rootori väliste takistite komplektide ning jõuelektroonika abil, kus voolud käivad läbi takistite ja rootori libisemisrõngaste. Selline konfiguratsiooni abil saab juhtida rootori voole suhteliselt kiiresti ja on võimalik paremini hoida konstantset väljundvõimsust muutliku tuulega olukordades. Samuti muudab see masina dünaamilist stabiilsust võrgus tekkivate häiringute korral. [4]

Kolmandat tüüpi tuulikutes kasutatavad generaatorid on kahepoolse toitega induktsioon generaatorid (DFIG). Sellised generaatorid on teist tüüpi generaatorite edasiarendused. Nendel generaatoritel on lisaks muutuval takistile ühendatud rootori ahelasse ka voolu järgi reguleeritav pingemuundur. Tänu sellele on võimalik muuta rootori voolude suuruseid ja faase peaaegu hetkeliselt. Rootori külge ühendatud konverter on ühendatud võrgupoolsesse konverterisse, mis vahetab võimsust generaatori ja võrgu vahel. Sellist tüüpi generaatorite puhul on väljundvõimsuse üle palju suurem kontroll ja seda peetaksegi sellist tüüpi generaatorite põhi eeliseks esimest ja teist tüüpi generaatorite üle. Teise suure eelisena DFIG generaatorite puhul on nende võimekus eraldada kontroll aktiiv- ja reaktiivenergia üle, mis

muudab selle sarnasemaks traditsioonilistele sünkroongeneraatoritele, samas lubades generaatoril töötada asünkroonselt. Kasutades sellist konfiguratsiooni lubab säilitada parema kontrolli tuulikute üle ka suuremate süsteemi häiringute korral. [4]

Neljandat tüüpi generaatorid suurendavad tunduvalt generaatori töö paindlikkust, sest generaatori väljund on võrguga ühendatud läbi sagedust juhtiva konverteri. Turbiin saab töötada oma optimaalsel aerodünaamilisel kiirusel, kus generaatorist konverterisse jõuab reguleerimata parameetritega väljundvõimsus. Sellist tüüpi generaatoritelt saab eemaldada ka käigukasti, sest madalasagedusliku sisendi suudab konverter võrgule sobilikuks muundada. Selliste muundurite olemasolul on võimalik ka juhtida reaktiivenergia voogusid ning tänu sellele on võimalik kasutada erinevaid generaatori tüüpe. Samuti tasub mainida, et selliste tuulikute konverterite suurused tuleb valida selliselt, et need suudavad katta maksimaalse tuuliku aktiivenergia ning katta ka kompenseerimiseks mõeldud reaktiivenergia osakaalu. [4]

Viiendat tüüpi elektrituuliku puhul on muutliku kiirusega võll ühendatud läbi käigukasti väände/kiiruse konverterisse, mis on ühendatud sünkroongeneraatoriga. Väände/kiiruse muundur muudab tuuliku rootori muutliku kiiruse konstantseks rootori kiiruseks sünkroongeneraatori jaoks. Selline lahendus vajab lisaks tavapärasemale pingereguleerimisele ka rootori väände ja kiiruse reguleerimist. Lisaks peab otse võrguga ühendatud sünkroongeneraatoril olema oma kaitseautomaatika. [4]

Muutliku kiirusega elektrituulikute tüübid nagu näiteks DFIG tüüpi generaatorite summutusvõime on suuresti mõjutatud konkreetsete juhtimisseadete seadistamisest. Sellegi poolest on neil suurem kontroll tänu nende võimekusele kontrollida pinge suurust ja faase. See seab võimalikuks disainida need sellisteks süsteemi stabilisaatoriteks, kus need suurendavad süsteemi summutusvõimet võimsusvõnkumiste vastu, ilma vähendamata pingestabiilsuse kvaliteeti. Täielikult läbi muundurite võrguga ühendatud generaatorite, nagu seda on neljandat tüüpi elektrituulikud, eraldavad generaatori täielikult võrgust ja omavad seeläbi veel paremat summutusvõimet võimsusvõnkumiste korral. Sellepärast on üldine arusaam, kus osaline traditsionaalsete soojuselektrijaamade sünkroongeneraatorite, mis omavad suhteliselt kehva summutusvõimet, väljavahetamine taastuvenergiat töötavate generaatorite vastu, aitab kaasa süsteemi võimele summutada tekkivaid võimsusvõnkumisi. Selline mõju on tasakaalustatud kuni mingi hetkeni taastuvenergiaallikate suure muutlikkuse enda mõju. Sellise mõju vastu saab kasutada, kas erinevaid energiasalvestuse meetodeid või siis panna osad turbiinid tööle osalise koormusega, et kasutada nende varuks jäävat võimsust võimsuste silumiseks. [2]

Võrgu mõju suurte traditsiooniliste generaatorite asendamisele taastuenergia generaatorite vastu on suuresti seotud vaadeldava süsteemiga endaga. Eelnevalt on vaadeldud, et sünkroongeneraatorite stabiilsus väheneb, mida lähemal on nende väljundvõimsus nende maksimaalsele võimsusele. Kui taastuenergiaallikad ühendatakse võrku tarbimisele lähemale, siis ülekandevõrk on vähem koormatud ning vähendab reaktiivenergia tarbimist ja pingetasemed tõusevad. Sellist mõju saab kompenseerida reaktoritega, kuid see nõuab lisainvesteeringuid võrgus. Kui selline meetod osutub ebaökonomiseks ja allesjäänud sünkroongeneraatoreid kasutatakse reaktiivenergia kompenseerimiseks, võib see nende dünaamilisi omadusi halvendada. Kui sünkroongeneraatorite arv, mis on süsteemi ühendatud on vähenenud taastuenergiaallikate poolt süsteemi lisandunud võimsuse tõttu, siis väheneb ka üleüldine kompenseerimise võimekus ning see võib mõjuda halvendavalt kogu süsteemi stabiilsusele. [2]

Teistpidi, kui taastuenergiaallikad asuvad koormuskeskmetest kaugel, nagu see on Suurbritannias, siis suureneb võimsuste ülekande ülekandevõrgus. Suurem võimsuste ülekandmine võrgus tähendab aga suuremaid nurga erinevusi võrgu erinevate punktide vahel ja halvendab seeläbi süsteemi dünaamilisi omadusi, kuna süsteemi stabiilsuse piirid on muutunud väiksemaks. [2]

Kirjanduses [2] on kirjeldatud, et taastuenergiaallikate suurem lisandumine võib samuti omada mõju sageduse stabiilsusele. Tänu oma ehitusele, omavad tuuleelektrijaamad väiksemat inertsit ja kiirust, mistõttu kineetilise energia salvestumine rootoris on vähendatud umbes 1,5 korda võrreldes traditsiooniliste sünkroongeneraatoritega. Kineetilise energia väiksem salvestamisvõime omab mõju süsteemi toimimisele ja turvalisusele, kuna sageduse muutumise amplituud muutub suuremaks.

2 Asünkroonkäigu nähtus ja selle tuvastamise algoritmid erinevates seadmetes

Peatükis kirjeldatakse asünkroonkäigu olemusest ja kuidas see tekib. Tehakse ülevaade levinuimast asünkroonkäigu tuvastamise meetoditest ning analüüsitakse lähemalt kolme asünkroonkäigu algoritmi. Analüüsitavaid asünkroonkäigu kaitsete funktsioone hakatakse hiljem erinevate stsenaariumide korral katsetama.

2.1 Asünkroonkäigu nähtus ja selle tuvastamise viisid

Kiired muutused elektrisüsteemis nagu näiteks lühised, liinide väljalülitumisest tingitud ülekandevõrgu muutused, suurte tarbijate või tootjate välja lülitumised võivad sundida ülejäänud võrgu generaatoreid muutma oma tööpunkte. Mõnedes olukordades võivad võimsusvõnkumised olla nii suured, et need põhjustavad generaatorites asünkroonkäigu ning sünkroonist välja langemise. Võimsusvõnkumised põhjustavad generaatorites erinevad sagedused, mis omakorda põhjustavad süsteemi erinevate piirkondade vahel suuri voolu ja pinget amplituudide ja nurga kõikumisi. Samuti muutuvad nende mõõtmiste baasil arvatud takistuse väärtused süsteemis, mida näevad distantskaitsed. Võimsusvõnkumiste ajal võib takistus muutuda väga väikeseks ja takistus võib siseneda distantskaitsese töötsoonidesse ning põhjustada soovimatu liini väljalülitumise distantskaitsesest, kuigi lühist sellel liinil ei olnud. Sellisteks juhtudeks on distantskaitsesesse sisse ehitatud võimsusvõnkumiste blokeeringud, et vältida liinide väljalülitumist stabiilsete võimsusvõnkumiste ajal. Releed peavad siiski ka blokeeringu ajal suutma tajuda, kui tekib liinil realselt lühis ja suutma liini välja lülitada distantskaitsesest. [5]

Suurte võimsuskõikumiste ja asünkroonkäigu tekkimisel võib olla kasulik eraldada teatud elektrisüsteemi osad teineteisest väiksemateks süsteemipiirkondadeks, mis suudavad peale eraldamist taastada oma stabiilse tööoleku. Selline tegutsemine võib vältida täieliku kollapsi teket ja hõlbustab hiljem elektrisüsteemi taastamist. Asünkroonkäigu võib olla kas eraldiseisev rele või on selline funktsioon sisse ehitatud distantskaitsese moodulisse, mis mõõdab võrgu parameetreid ja suudab ülekandeliini kontrollitult välja lülitada. [5]

Kirjanduses [6] on kirjeldatud, et enamus generaatoritele tähendab asünkroonkäik probleemi elektrilise keskpunktiga ülekande piirkonnas. Kui kahe erineva generaatori nurga erinevus

ületab 180° , siis taastumine pole enam võimalik ning need 2 generaatorit tuleb üksteisest võrgus eraldada.

Juhul, kui elektriline keskpunkt langeb transformaatorisse või generaatorisse, siis tuleb kasutada spetsiaalseid kaitsmeid generaatori eraldamiseks võrgust. Sellised juhtumid toimuvad, kui üks generaator langeb sünkronismist välja ning ta on ühendatud väga tugeva võrgu külge. Tavaliselt mõjub seda ka generaatori väikene ergutus. [3]

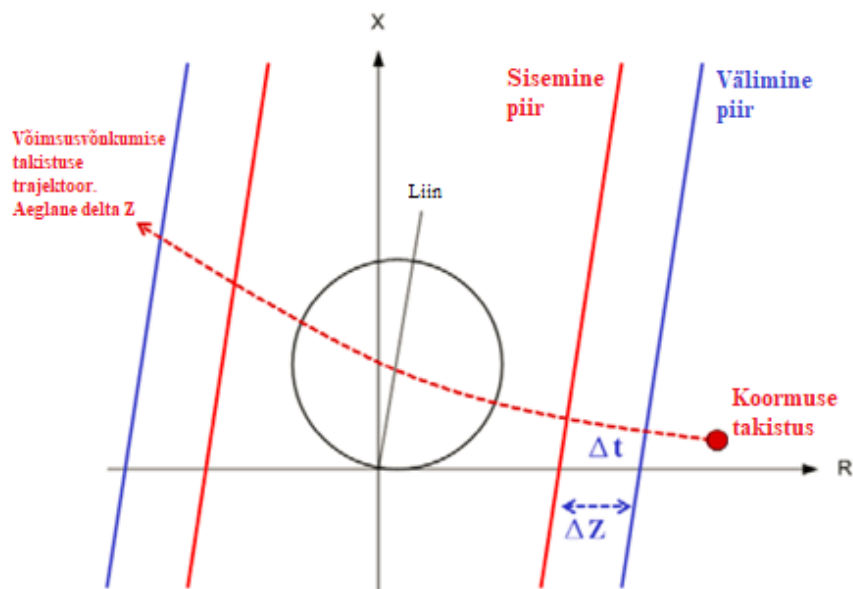
Püsiv asünkroonkäik võib põhjustada suuri voole, mis põhjustavad suuri jõude generaatori mähistes ning soovimatuid väändemomente võllis. On võimalik, et need väändemomendid on nii suured, et need põhjustavad võlli murdumise. Pooluste libisemine võib põhjustada ülekuumenemist ja staatori südamikü lühistumist. Asünkroonkäik võib tekitada mööduvaid jõude ka transformaatori mähistes, mis võivad tekitada suuri kahjusid transformaatori mähistele. [3]

Kirjandustes [5], [7], [8], [9] ja [10] on kirjeldatud erinevaid asünkroonkäigu tuvastamise meetodeid. Enim kasutatavateks asünkroonkäigu tuvastamise meetoditeks on:

- Takistuse mõõtmise teel – kasutatakse nii aktiiv- ja reaktiivtakistust, kui ka näivtakistust;
- Pealiskaudse voolu ΔI meetod;
- Pinge faasorite võrdluse meetod;
- Pinge järgi võnkumise keskmes ja selle muutumise kiiruse järgi.

Levinuim asünkroonkäigu tuvastamise meetodiks on kasutada takistuse mõõtmist. Normaalse süsteemi töö korral on süsteemi takistus kaugel distantskaitsete tsoonidest. Lühise korral liigub takistus koheselt oma normaalsest tööpunktist distantskaitse tsoonidesse. Võimsusvõnkumise korral ei liigu takistus enam koheselt, vaid ta liigub palju aeglasemalt olenevalt kahe süsteemi vahelisest sagedusest. Seda erinevust kasutataksegi ära lühise ja võimsusvõnkumise eristamisel kaitsereleedes. Selleks määratakse takistuse tasandile erinevad piirid. Joonisel 2.1 on näha, kus takistuse tasandile on lisatud neli erinevat piiri, kus kaks on lisatud ühele poole distantskaitse töö ala ja teised on paigutatud teisele poole. Sisemise ja välimise piiri vahele on jäetud takistuse vahemik ΔZ . Kui takistus ületab välimise piiri, siis käivitatakse taimer. Lühise korral liigub takistus koheselt ka üle sisemise joone ilma, et taimer jõuaks aeguda. Võimsusvõnkumise korral liigub takistus aga aeglasemalt ning taimer jõuab enne nulli kui takistus ületab sisemise piiri. Sellise skeemi korral on võimalik rakendada

distantskaitse blokeeringut, sest võimsusvõnkumise signaal saadakse enne kui takistus jõuab distantskaitse töötsoonidesse. Asünkroonkaitse saab sellise meetodi puhul töötada kas ennetavalt või siis kui on tekkinud juba asünkroonkäik. Ennetava väljalülitumise korral piisab, eelnevalt kirjeldatud olukorrast, kuid distantskaitse blokeerimine asendub asünkroonkäigu automaadi funktsioonist liini väljalülitumisega. Teine meetod on anda väljalülitumise käsk, kui esmalt on saadud ühelt poolt sisenenud takistuse poolt võimsusvõnkumise signaal ja distantskaitse blokeeritakse. Peale seda vaadeldakse takistuse trajektoori ja kui takistus lahku takistuse tasandilt samalt poolt kust ta sinna sisenes, siis loetakse võimsusvõnkumine stabiilseks ja väljalülitumist ei järgne. Takistuse väljumisel teiselt poolt loetakse võimsusvõnkumine aga ebastabiilseks ja liin lülitatakse välja.



Joonis 2.1 Distantkaitseesse sisestatud piirid takistuse tasandil distantskaitse blokeerimiseks ja võimsusvõnkumise tuvastamiseks [5]

Takistuse mõõtmiste järgi asünkroonkäigu tuvastamisel saab kasutada veel ka kahe piirilist süsteemi. See sarnaneb eelmisele meetodile, kui põhimõtteliselt puuduvad välimised piirid. Sellise skeemi puhul pole võimalik kasutada distantskaitse blokeerimise meetodit. Seega, kui võimsusvõnkumise ajal satub takistus distantskaitse töötsooni, siis sellele järgneb väljalülitumine distantskaitsest ning mitte asünkroonkäigu tuvastamise funktsioonist. Kolmandas meetodis sellise tuvastamise viisi juures ei määrata enam piire, vaid sisemine ja välimine piirkond takistuse tasandil mille vahe on takistus ΔZ . Selline meetod sarnaneb esimesele meetodile ning erinevalt teisest meetodist, omab samuti ka distantskaitse blokeerimise võimalust.

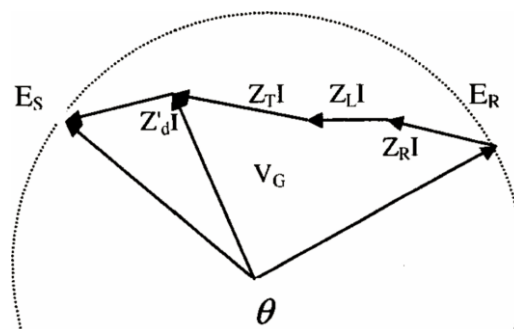
Kirjanduse [8] ja [9] on kirjeldatud ka meetodit nimega *R-Rdot*, mis kasutab asünkroonkäigu tuvastamiseks takistuste mõõtmiste asemel näivtakistust. Selle meetodi eesmärgiks on taastumatute võimsusvõnkumiste varajane väljalülitamine. See saavutatakse näivtakistuse R ja tema muutusega ajas $Rdot$ teljestikuga. *R-Rdot* meetodi rakendumiseks vajalik tingimus on näha valemist:

$$Y = (R - R_1) + T_1 \left(\frac{dR}{dt} \right) \leq 0 \quad (2.1)$$

Valemis Y on relee toimimise tingimus. R on relee poolt mõõdetud näivtakistus, R_1 on relee takistuse sätteväärtus ning T_1 on näivtakistuse trajektoori tõus.

Kirjanduses [5] on kirjeldatud veel teisi võimsusvõnkumise tuvastamise viise. Üheks nendest on pealiskaudse voolu ΔI meetod. Pealiskaudse voolu meetod võrdleb hetke voolu ja voolu, mis oli kaks tsüklit tagasi. Kui avastatav ΔI on suurem kui 5% kolme tsükli vältel, siis tuvastatakse võimsusvõnkumine. Peale võimsusvõnkumise tuvastamist edastatakse distantskaitse blokeerimise signaal, kui distantskaitse pole jõudnud juba rakenduda. Sellise meetodi eeliseks on tema kiire võimsusvõnkumise tuvastamise kiirus, eriti suure koormusega tingimustes. Samas ei anna selline võimsusvõnkumise tuvastamise viis teada asünkroonkäigu tekkest ning pole võimalik liini väljalülitumine sellises olukorras.

Järgmise võimalusena on kirjanduses [7] pinge faasorite võrdluse meetodit. Rootori nurk on joonisel 2.2 esitatud kui θ . Praktiliselt on keeruline mõõta generaatori rootori nurka, kuid seda on võimalik saada kaudselt. Kui rootori nurkkiirus on teada, siis on võimalik tuletada rootori nurk.



Joonis 2.2 Pinge faasori diagramm [7]

Võimsuse nurka generaatori ja lõpmata suure süsteemi vahel saab arvutada, kasutades selleks voolu faasoreid. Kui süsteemi takistused on teada, siis võimsuse nurk on võimalik saada kätte, kui mõõta generaatori terminali pingeid ja voole. Võimsusnurk on generaatori pinge E_S ja süsteemi pinge E_R faasi nurkade vahe ja on arvutatav valemiga:

$$\delta = \theta = \angle(\vec{E}_S, \vec{E}_R) = \angle(\vec{V}_G + \vec{I}Z'_d, \vec{V}_G - \vec{I}(Z_L + Z_T + Z_R)) \quad (2.2)$$

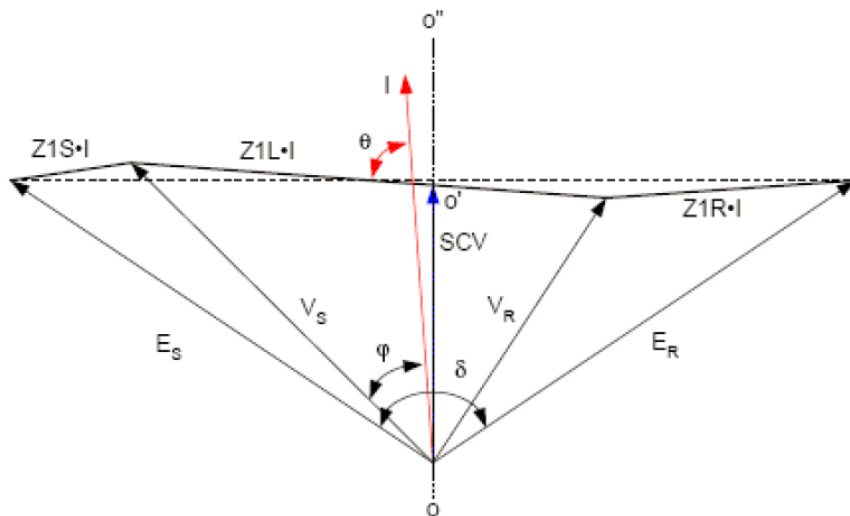
kus,

V_G – generaatori terminali pingefaasor;

I – generaatori voolufaasor;

$Z'_d - Z_G$ asendus, mis on siis generaatori reaktiivtakistus.

Veel ühe võimalusena on kirjanduses [5] ja [10] välja toodud meetod pingejärgi võnkumise keskmise ja selle muutumise kiiruse järgi. Kahe masinaga süsteemis asub elektriline keskpunkt liini ja kahe masina kogutakistuse keskpunktis. Võimsusvõnkumise tekkimisel kahe masina sagedusliku erinevuse tõttu muutub pingelektrilises tsentris nulliks, kui kahe masina vaheline võimsusnurga erinevus on 180° . Pinget elektrilises tsentris nimetatakse *swing-center voltage* (SCV). Kui kahe süsteemi vaheline pingenuurk läheb üle 180° siis tuvastatakse asünkroonkäik ning kaks süsteemi on kaotanud omavahel sünkronismi. Joonisel 2.3 on näha kahe masina pingefaasorite diagramm.



Joonis 2.3 Pingefaasorite diagramm kahe masinaga süsteemis [5]

Joonisel on näha, et SCV on võimalik saada kohalike mõõtmiste teel valemiga: [5]

$$SCV_1 \approx |V_S| \cdot \cos \varphi \quad (2.3)$$

kus,

$|V_S|$ – kohaliku pingeaamplituudväärtus;

φ – nurga vahe V_S ja kohaliku voolu vahel;

s – pingete saatmine edasi ja tagasi liini kahe otsa vahel.

Kasutatakse veel ka SCV muutumise kiiruse arvutamist, mis annab peamise informatsiooni võimsusvõnkumiste tuvastamiseks sellise tuvastamisemeetodi juures. Edasi oletatakse, et lati pinged E_s ja E_R on omavahel peaaegu võrdsed ja on asendatud valemis 2.4 E_1 .

$$SCV1 = E_1 \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) \frac{d\delta}{dt} \quad (2.4)$$

SCV1 väärtus on 0, kui kahe süsteemi vaheline pingenuk on 180° ning maksimaalne, kui pingenuk on 0° . Pinge muutumise kiirus elektrilises keskmises on ajaline tuletis valemist 2.4.

$$\frac{d(SCV1)}{dt} = -\frac{E_1}{2} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \frac{d\delta}{dt} \quad (2.5)$$

Valem 2.4 annab kahe masina sagedusliku erinevuse ja SCV kiiruse muutumise suhte. See aitab määrata võimsusvõnkumiste ja asünkroonkäigu teket. SCV ja tema muutumise kiiruse meetodi eelisteks peetakse tema sõltumatust süsteemi takistustest ning sellise meetodi võimekust tuvastada aeglaseid ja väga kiireid võimsusvõnkumisi.

2.2 Esimene algoritm

Esimese algoritmi baasil töötav seadet on kirjeldatud allikas [11]. See asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooniga rele on välja töötatud, et ära hoida asünkroonkäigu teket süsteemis, monitoorides selleks 110-330 kV liinide protsesse ning juhtides erinevaid võimsuslüliteid. Seadmel on ka eraldi seire ja automatiseerimise võimekus, kus seade salvestab erinevate juhtumite ostsilogrammide. Riistvara põhineb mikroprotsessorreleedel ning seega töötleb ta andmeid digitaalselt. Ettevõtte ise väidab, et seade on asünkroonkäiku ennetav ja töötab enne selle tekkimist.

2.2.1 Asünkroonkäigu tuvastamine

Seade kasutab süsteemi stabiilsuse kaotamise ennetamiseks spetsiaalset algoritmi. Asünkroonkäigu tekke ennetamiseks kasutab algoritm kahe simuleeritud pinget U_{zk1} ja U_{zk2} vahelise nurga võrdlust. Pingete vahelist võrdlust teostatakse järgnevate võrranditega:

$$U_{zk1} = \dot{U} \pm \dot{I} \times Z_{k1} \quad (2.6)$$

$$U_{zk2} = \dot{U} - \dot{I} \times Z_{k2} \quad (2.7)$$

kus,

\dot{U} – faasipinge kohas, kuhu seade on installeeritud,

\dot{I} – faasi vool

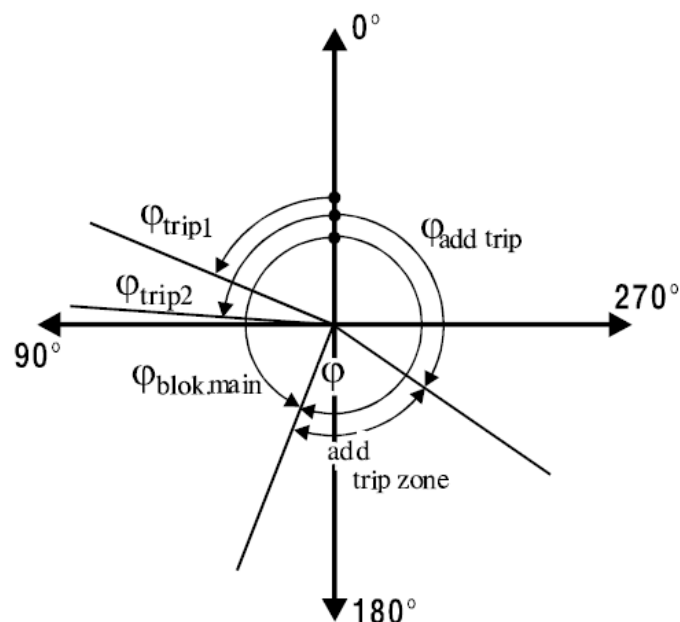
Z_{k1}, Z_{k2} – kompenseerivad takistuse sätted

Seade kasutab asünkroonkäigu tuvastamiseks valemeid 2.6 või 2.7, mis on mainitud ülal. Esimene algoritm ei luba vektoritel teha ühte täispööret ja lülitus toimub esimese tsükli jooksul, vastavalt määratud nurga erinevuse sätetest, kus 2 etappi on määratud põhitsoonile ja 1 etapp on määratud reservtsoonile.

Teine algoritm lubab teha suurema arvu täispöördeid. Lubatud täispöörde arv sõltub seadetes seatud numbrilisest väärtusest. Kui seadmesse on sisestatud number on „1“, valib seade opereerimiseks esimese algoritmi ja kui seadmesse on sisestatud väärtus 2-9, valib seade opereerimiseks teise algoritmi. Valitud number näitab, mitu täispööret on lubatud teha, enne kui seade rakendub.

2.2.2 Esimese algoritmi töötingimused ja sätted

Esimesel algoritmil on võimalik rakendumine nii põhitsoonist, kui ka reservtsoonist. Põhitsoonis on võimalik rakendumine mitmest erinevast astmest. Erinevad töö- ja blokeeringuprotsesside karakteristik on toodud joonisel 2.4.



Joonis 2.4 Algoritmi 2.6 töö- ja blokeeringuprotsesside karakteristik [11]

kus,

φ_{trip1} – põhitsooni esimese astme sätteväärtus;

φ_{trip2} - põhitsooni teise astme sätteväärtus;

$\varphi_{bloc.main}$ – põhitsooni blokeeringu sätteväärtus, mis on samuti ka reservtsooni sätteväärtuseks;

$(d\varphi / dt)_{trip1}$ – sätteväärtus põhitsooni esimese astme nurgamuutuse kiirusele esimesele väljundile (positiivne väärtus);

$(d\varphi / dt)_{trip2}$ - sätteväärtus põhitsooni esimese astme nurgamuutuse kiirusele teisele väljundile (positiivne väärtus);

$(d\varphi / dt)_{trip3}$ - opereerimise sätteväärtus põhitsooni teise astme nurgamuutuse kiirusele esimesele väljundile (positiivne väärtus);

$(d\varphi / dt)_{trip4}$ - opereerimise sätteväärtus reservtsooni nurgamuutuse kiirusele (negatiivne väärtus);

$\varphi_{trip.add}$ – lisa sätteväärtus nurgamõõde elemendile.

Põhitsooni esimese astme töötingimused esimesele väljundile:

$$\varphi_{trip1} < \varphi \leq \varphi_{bloc.main} \quad (2.8)$$

$$\left(\frac{d\varphi}{dt}\right)_{trip1} \leq \left|\frac{d\varphi}{dt}\right| < \left(\frac{d\varphi}{dt}\right)_{max} \quad (2.9)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} > 0 \quad (2.10)$$

Seejuures põhitsooni teine aste ei ole aktiveeritud. Töötingimused põhitsooni esimese astme teisele väljundile on samad mis need olid esimesele väljundile.

Lähtestamise tingimused põhitsooni esimesele astme esimesele väljundile, lähtestamiseks peab tõene olema vähemalt 1 järgmistest tingimustest:

$$\varphi \leq \varphi_{trip1} \quad (2.11)$$

$$\varphi > \varphi_{bloc.main} \quad (2.12)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} < 0 \quad (2.13)$$

$$\left(\frac{d\varphi}{dt}\right) < \left(\frac{d\varphi}{dt}\right)_{trip1} \quad (2.14)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} \geq \frac{d\varphi}{dt}_{max} \quad (2.15)$$

Kui $(d\varphi / dt) < d\varphi / dt_{trip2}$, siis see tagab relee esimese astme lähtestamise teisele väljundile.

Põhitsooni teise astme töötingimused:

$$\varphi_{trip2} < \varphi \leq \varphi_{bloc.main} \quad (2.16)$$

$$\left(\frac{d\varphi}{dt}\right)_{trip2} \leq \left|\frac{d\varphi}{dt}\right| < \left(\frac{d\varphi}{dt}\right)_{max} \quad (2.17)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} > 0 \quad (2.18)$$

Põhitsooni teise astme lähtestamise tingimused:

$$\varphi \leq \varphi_{trip2} \quad (2.19)$$

$$\varphi > \varphi_{bloc.main} \quad (2.20)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} < 0 \quad (2.21)$$

$$\left(\frac{d\varphi}{dt}\right) < \left(\frac{d\varphi}{dt}\right)_{trip3} \quad (2.22)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} \geq \frac{d\varphi}{dt}_{max} \quad (2.23)$$

Reservtsooni töötingimused:

$$\varphi_{trip1} < \varphi \leq \varphi_{bloc.main} \quad (2.24)$$

$$\left(\frac{d\varphi}{dt}\right)_{trip4} \leq \left|\frac{d\varphi}{dt}\right| \leq \left(\frac{d\varphi}{dt}\right)_{max} \quad (2.25)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} < 0 \quad (2.26)$$

Enne reservtsooni töötamist peaks töötama veel lisa aste, kui see on eelnevalt seadistatud.

Reservtsooni lähtestamise tingimused:

$$\varphi \leq \varphi_{trip1} \quad (2.27)$$

$$\varphi > \varphi_{bloc.main} \quad (2.28)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} > 0 \quad (2.29)$$

$$\left(\frac{d\varphi}{dt}\right) < \left(\frac{d\varphi}{dt}\right)_{trip4} \quad (2.30)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} \geq \frac{d\varphi}{dt}_{max} \quad (2.31)$$

Algoritmide õigeks tööks peavad järgnevad tingimused olema täidetud:

- Pingete \dot{U}_1 ja \dot{U}_2 sageduste erinevus ei tohi olla üle 5 Hz;
- Minimaalne sagedus ei tohi olla alla 47,5 Hz;
- Maksimaalne sagedus ei tohi olla üle 52,5 Hz;
- Kõik olukorrad, kus maksimaalne kaugus võngete elektrilisest tsentrist ei ületa Z_{k1} ja Z_{k2} sätteväärtusi;
- Kui mõni simuleeritud pingetest (\dot{U}_1 või \dot{U}_2) on võnkumiste keskmes või selle lähedal. Seadme mittetöötamine on lubatud, kui pinge on alla $0,04 U_{nom}$.

Algoritmid ja programmid kindlustavad järgneva nurga suurenemise/vähendamise kasutades selleks järgmisi tingimusi:

- Võimaluse panna nurga suurenemise/vähendamise piirangud, kuhu vahele moodustub töötsoon. Töötsooni $d\varphi/dt_{max}$ on muutumatu seadeväärtus kõikidele astetele, kuid $d\varphi/dt_{min}$ seadeväärtus on erinev igale astmele;
- $d\varphi/dt_{min} \leq d\varphi/dt \leq d\varphi/dt_{max}$, kui algoritm töötab põhitsoonis, siis kasutatakse positiivset nurga suurendamist, mis on suurem kui seadeväärtus. Kui algoritm töötab reservtsoonis, kasutatakse negatiivset nurga suurendamist, e. vähendamist, mis on suurem kui seadeväärtus.

2.2.3 Teise algoritmi töötingimused ja sätted

Algoritmi töötamiseks on meil vaja teada esimese algoritmi sisendeid ja tsüklite vahelist aega. Juhul kui süsteem hakkab stabiilsust kaotama ja hakkab tekkima asünkroonkäik, siis simuleeritud pinge vektor U_{zk2} hakkab pinge vektorist U_{zk1} lahku jooksuma. Seade võrdleb pidevalt pinge U_{zk2} pinge nurka pinge U_{zk1} pinge nurgaga.

Vektor saab liikuda nii positiivses, kui ka negatiivses suunas, mis tähendab, et uue tsükli jälgimispunkt on vanast nurgast ees, kas siis φ_1 või siis $-\varphi_1$ võrra. Kui vektor ületab antud joone

esimest korda, siis pannakse aeg käima ja see on esimese tsükli algus. Vektor jätkab oma liikumist ja ületab järgmised tähised (180, -180, 360, -360 või siis ületab uuesti φ_1 või $-\varphi_1$ joone. Peale uue joone ületamist, tõuseb tsükli loenduri number 1 võrra. Vektori liikumise ajal jälgitakse pidevalt taimerit ja loenduri andmeid.

Juhul kui pole veel saavutatud sätetes valitud tsüklite arvu, kuid taimerile seatud ajaline sätteväärtus ületab oma väärtuse, siis loendur lähtestab oma andmed ja juhul kui pinge vektor läbib uuesti punkte φ_1 või $-\varphi_1$, hakkab loendur ja taimer uuesti algusest peale käima.

Olukorras, kus taimerit aeg ei saa otsa ja eelnevalt määratud tsüklite arv on täis, siis rele väljund saab käsu katkestada edasine ühendus ja liin eraldatakse võimsuslülititega. Kui vektori liikumise ajal, tema suund muutub, siis loendur ja taimer lähtestatakse.

Selle algoritmi järgi, saab ostsilloskoobi väljavõtted vaadata kohe peale esimese tsükli algust.

Vektorite vahelise nurga hetkelisel muutusel ja selle sattumisel töösooni, ei käsitleta kui tsükli algust. Tsükli alguseks on vaja, et vektor liiguks vaikselt ja ühtlaselt üle punktide φ_1 või $-\varphi_1$.

2.2.4 Blokeeringud

Allikas [11] on kirjeldatud ka erinevaid blokeeringuid, mis blokeerivad seadme töö juhtudel, kus sisendid väljuvad seadme korrektseks tööks vajalikest aladelt.

Voolude piirangud on seatud selliselt, et vool saab olla vaid $I_{\min} < I_1 < I_{\max}$. Voolud I_{\min} ja I_{\max} määratakse vastavalt 0,2 korda I_{nom} ja 10 korda I_{nom} .

Järgmise asjana vaadeldakse ka pingeid, juhul kui $U_2 > U_1$, siis registreeritakse ahela rike ja asünkroonkäigu tuvastamise seade blokeeritakse kuni pingeväärtuste taastumiseni. Taastumiseks peab kehtima võrratus $U_1 > U_{\text{nom}}$.

Ebasümmeetrilisuse hindamiseks vaadeldakse võrratusi $U_2 > U_1$ ja $I_2 > I_1$. Kui ainult üks neist tingimustest on täidetud, siis nurgamõõtmised ja väljundid blokeeritakse.

Samuti on võimalik seadistada seade niimoodi, et ta ei reageeriks kolmeefaasilisele lühisele. Selleks peab nurga muutumise kiirus ($d\varphi/dt$) tõusma hetkeliselt kuni $d\varphi/dt \geq d\varphi/dt_{\max}$ ja vähemalt 1 järgmistest võrratustest $U_1 < U_{\text{bl.3f}}$ või $I_1 > I_{\text{bl.3f}}$ on tõene 20 ms vältel. $U_{\text{bl.3f}}$ ja $I_{\text{bl.3f}}$ on vastavalt pingele ja vool kolmeefaasilise lühise korral liinis, mis tuleb arvutada ja sisestada releesse. Pinge väärtust saab muuta 0 – 1,5 korda U_{nom} ja voolu väärtust 0 – 2,5 korda I_{nom} .

2.3 Teine algoritm

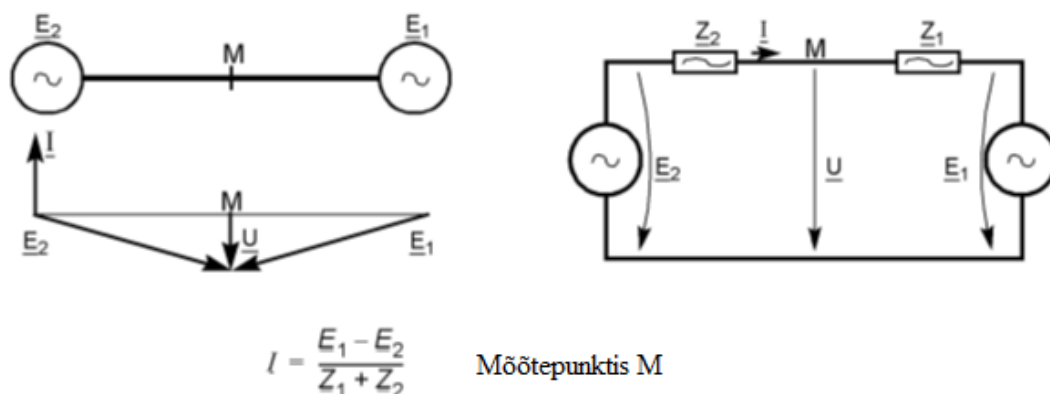
Kirjanduses [12] on kirjeldatud seadet, mis kasutab asünkroonkõigu avastamiseks teistsugust algoritmi. Teist algoritmi kasutav rele on multifunktsionaalne releekaitse, kus temas on olemas mitmeid erinevad kaitsefunktsioonid, kaasaarvatud asünkroonkäigu kaitse. Relesse on ka sisse ehitatud võimsuse võnkumise tuvastamise funktsioon, mis blokeerib võimsuse võnkumise tekkimisel distantskaitse töö ja väldib seega ebavajalikku süsteemide eraldumist juhul kui on veel võimalik, et süsteemide vaheline töö võib stabiliseeruda.

Asünkroonkäigu kaitse töö põhimõte on ebastabiilse olukorra tekkimisel siiski süsteemid üksteisest eraldada võimsuslülite väljalülitamise teel, kui süsteemide vahelise stabiilse töö taastumine ei ole enam tõenäoline pärast mõnda suurt võimsuse võnkumist. Teine algoritm kasutab asünkroonkäigu tuvastamiseks takistuse mõõtmist.

2.3.1 Teise algoritmi asünkroonkaitse tööpõhimõte

Peale erinevaid dünaamilisi juhtumeid süsteemis nagu näiteks tarbimise hüpped, lühised või lülitamised, võib juhtuda, et süsteemis olevad generaatorid peavad end ümber kujundama ostsillatoorses mõttes vastavalt uuele süsteemi koormuse tasakaalu punktile.

Distantskaitse registreerib suuri mööduvaid voole võimsuse võnkumise ajal samuti ka elektrilises keskmes tekkivat madalat pinget, mida seletab joonis 2.5. Madal pinge ja samaaegsed suured voolud tähendavad aga väikest takistust, mis võib viia väljalülitumiseni distantskaitsest. Suurtes süsteemides, kus kantakse üle suuri võimsusi võivad sellised võimsuse kõikumised seada ohtu süsteemide vahelise ülekande võimsuse stabiilsuse.



Joonis 2.5 Skeem seletamaks madala takistuse tekkimist liinil võimsusvõnkumise korral [12]

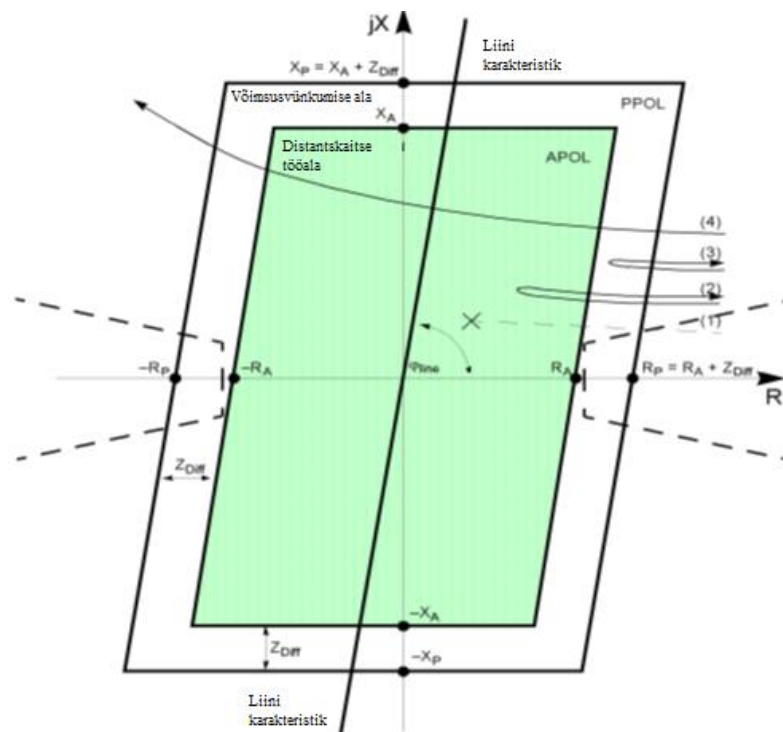
Kaitsesse sisse ehitatud võimsuste võnkumise tuvastamise lisamoodul töötab koos takistuse määramisega ja on määratud töötama ainult sellisel viisil.

Süsteemi võimsuste kõikumised on üldjuhul kolmefaasilised sümmeetrilised protsessid. Võimsuse kõikumised võivad siiski juhtuda ka ebasümmeetriliselt, näiteks kahefaasilise lühise või ühe faasi maas oleku ajal. Selle tõttu on teist algoritmi kasutaval seadmel kolm erinevat mõõteseadet, kus igasse faasi pannakse üks mõõteseade. Isegi kui on avastatud võimsuse kõikumine, siis iga järgnev lühis tühistab vastava lisamooduli töö ning võimaldab liini välja lülitamise distantSKaitsest.

Võimsuse kõikumisest tuleneva võnkumise avastamiseks mõõdab kaitse takistuse vektorite muutust ajas. Võimsuste võnkumise lisamoodul aktiveerub kui takistuse vektor siseneb võimsuskõikumise mõõtmiste tsooni PPOL ning teine kriteerium võimsusvõnkumise märkamiseks on täidetud.

Asünkroonkäigu vea märkamise ala APOL on moodustatud suurimast R ja X väärtustest kõikide aktiveeritud tsoonide kohta. Võimsusvõnkumise tsooni minimaalne takistus Z_{diff} on 5Ω voolu $I_N = 1 \text{ A}$ juures või 1Ω voolu $I_N = 5 \text{ A}$ juures kõigis suundades vea märkamise tsoonist.

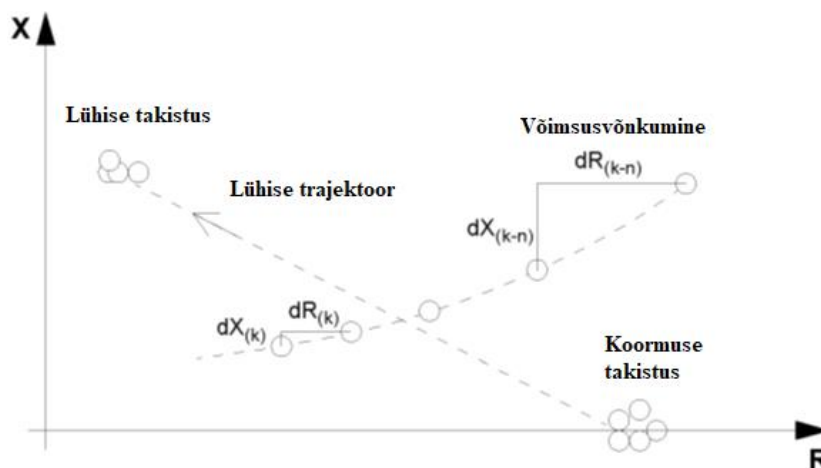
Lühise korral (joonisel 2.6 nr. 1), liigub takistus äkitselt koormus piirkonnast vea märkamise piirkonda, kuid võimsusvõnkumise korral siseneb takistuse vektor esmalt PPOL tsooni ja alles pärast seda liigub ta edasi APOL tsooni.



Joonis 2.6 Teise algoritmi asünkroonkäigu avastamise funktsiooni tsoonid APOL ja PPOL ning takistuse liikumise erinevad trajektoolid [12]

Samuti on võimalik, et takistuse vektor siseneb PPOL tsooni kuid lahkeb sealt alalt ilma minemata APOL piirkonda (joonis 2.6 nr. 3). Sellise takistuse käitumise juures blokeeritakse võimsuslülitite väljalülitamine distantskaitsest, sest distantskaitse mõõdab küll takistust, mis vastab süsteemi lühisele, kuid tegelikult on see takistuse muutus põhjustatud võimsuste kõikumistest. Juhul kui takistuse vektor läbib kogu piirkonda ja väljub sellest alast vastaspoolelt, tajub rele seda just kui 2 süsteemi on kaotanud omavahel sünkronismi ja edasine võimsuse ülekanne on ebastabiilne. Sellega tuvastatakse asünkroonkäik ja süsteemid eraldatakse üksteisest võimsuslülitite väljalülitamise teel.

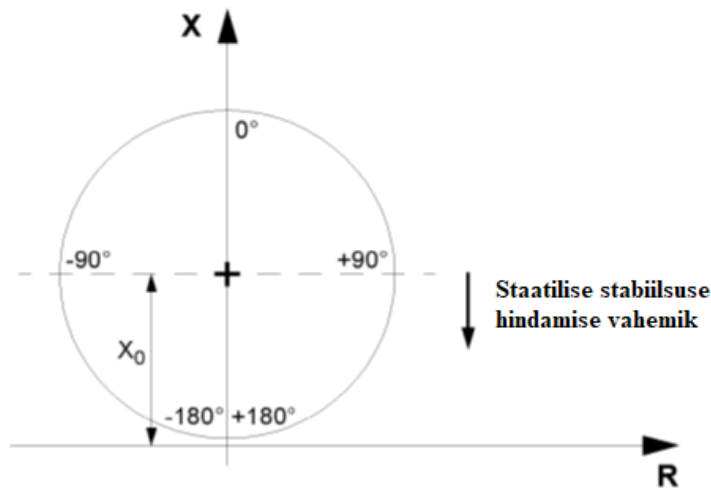
Takistuse vektori suuruse muutuse kiirus on väga oluline määramaks, kas tegu on mingi süsteemi rikke või võimsuse võnkumisega. Sellepärast mõõdetakse takistust $\frac{1}{4}$ tsükkel intervallidega. Joonisel 2.7 on näha takistuse trajektooriid ning kuidas takistused R ja X muutuvad erinevatel ajahetkedel. Muutustena on ära toodud $dX_{(k)}$ ja $dR_{(k)}$. Rikke korral toimub kiire takistuse muutus, mida võimsuste võnkumiste lisamoodul ei suuda tuvastada, sest takistus siseneb koheselt APOL piirkonda ning ei läbi enne PPOL piirkonda.



Joonis 2.7 Takistuse trajektooriid liini lühise ja võimsuskõikumise korral [12]

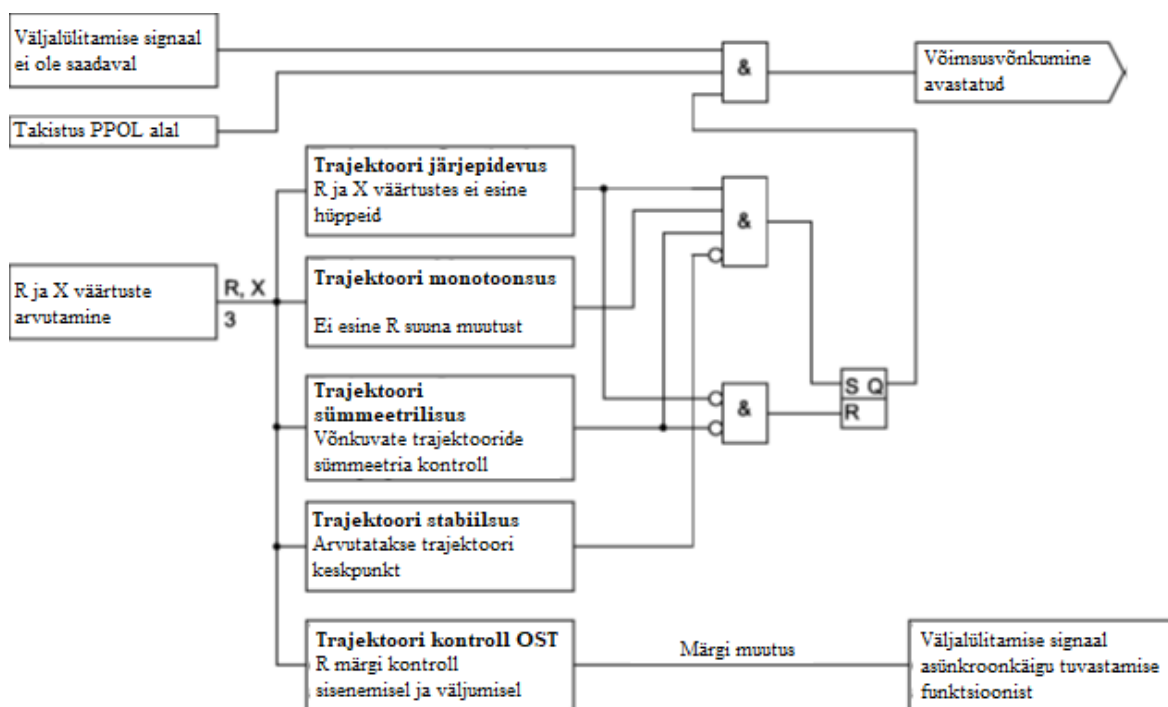
Oluline on samuti trajektoori stabiilsus. Kui takistuse vektor siseneb takistuse karakteristikusse võimsuse kõikumise ajal, siis seda punkti elliptilisel kõveral nimetatakse staatilise stabiilsuse punktiks.

Võimsusvõnkumise määraja vabastamiseks on vaja teisi kriteeriumeid. Joonisel 2.8 on näha, stabiilsuse ja ebastabiilsuse vahemik. See vahemik saadakse distantskaitse releest. See saadakse kui arvutatakse ellipsi keskpunkt ja võrreldakse, kas tegelikult mõõdetud X väärtus on väiksem kui arvutatud väärtus.



Joonis 2.8 Teise algoritmi staatilise stabiilsuse hindamise meetod [12]

Lisaks nendele meetoditele, võrreldakse koguaeg omavahel kõiki kolme faasi, et veenduda nende sümmeetrilisuses. Võimsusvõnkumise hetkel, kus 1 faasidest on avatud asendis, omavad ainult 2 faasi takistuse trajektoori. Sellisel juhul edasi kontrollitakse ainult nende kahe faasi sümmeetrilisust. Stabiilse ja ohutu võimsuse võnkumise määramise funktsiooni toimimiseks on välja töötatud mitmeid loogika kombinatsioone erinevate mõõteandmete kriteeriumide kohta. Seda tehakse sellepärast, et antud kaitse plokk ei sekkuks distantskaitse tööse ja ei tekiks ebavajalikku ohtu elektrisüsteemi tööle ja stabiilsusele.



Joonis 2.9 Võimsusvõnkumise tuvastamise loogikadiagramm [12]

Joonisel 2.9 on lihtsustatud loogikadiagramm asünkroonkäigu kaitse ja võimsuse võnkumise määraja töötamisest. Joonisel on näha, et enne võimsusvõnkumise signaali genereerimist peab mõõdetud takistus jõudma võimsusvõnkumise alasse PPOL.

Võimsusvõnkumisest tuleneva distantskaitse blokeeringu signaali genereerimiseks peavad järgmised 4 tingimust täidetud olema:

- Trajektoori järjepidevus – arvutuslikud R ja X väärtused peavad moodustama konstantse joone. Ei tohi esineda hüppeid ühelt mõõdetud väärtuselt teisele (joonis 2.7);
- Trajektoori monotoonsus – takistuse trajektoor ei tohi algselt muuta oma suunda R koordinaatides (joonis 2.6);
- Trajektoori sümmeetrilisus – Vaadeldakse iga faasi takistuse trajektoore. Kui rikkeid ei esine, siis peavad need mõõtmised olema sümmeetrilised. Ühe avatud faasi puhul peavad teised 2 faasi mõõtmised olema sümmeetrilised;
- Trajektoori stabiilsus – kui takistuse trajektoor siseneb võimsusvõnkumise käigus PPOL alale, siis peab staatilise stabiilsuse tingimus olema täidetud (joonis 2.8).

Ainult juhul kui kõikidele tingimustele vastatakse, genereeritakse võimsusvõnkumise signaal, kui takistus siseneb APOL alale. Peale signaali genereerimist, eemaldub blokeering juhul kui takistus lahkub võimsusvõnkumise polügoonist PPOL või sellel ajal tekib süsteemis mingi rike/lühis. Sellisel juhul registreeritakse takistuse trajektooris hüpe või faaside trajektoore ebasümmeetria lähtestab eelneva blokeerimise käsu. Kui takistusvektori otspunkt lahkub samalt poolt, kust ta sisenes, siis väljalülitumist ei toimu, kuid kui takistus lahkub teiselt poolt, siis genereeritakse väljalülitumise signaal ja liin lülitub välja.

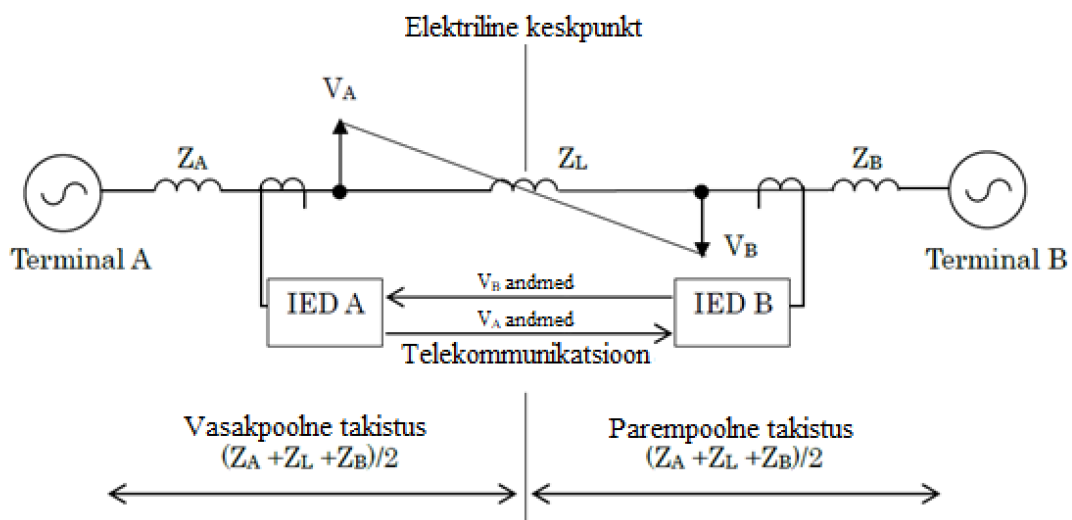
2.4 Kolmas algoritm

Allikas [13] on kirjeldatud kolmanda releekaitse asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooni toimist. Kui eelnevate seadmete algoritm olid üles ehitatud vastavalt nurga muutusele või siis takistuse muutusele, siis see seade tuvastab asünkroonkäigu läbi pingete mõõtmiste. Oluline erinevus on, et kui eelnevad kaitsed olid ühe seadme põhised, kus kaitse asus ainult ühes liini otsas, siis see seade koosneb kahest erinevast seadmest mõlemas liini otsas ning need on ühendatud omavahel sidekanaliga.

2.4.1 Asünkroonkäigu kaitse tööpõhimõte

Võimsusvõnkumise käigus hakkab faasi nurk kahe süsteemi vahel kasvama ja mingil hetkel läbib nurk 180° ning kaitse mõõdab takistust, mis vastab kolmefaasilisele lühisele süsteemi keskmes.

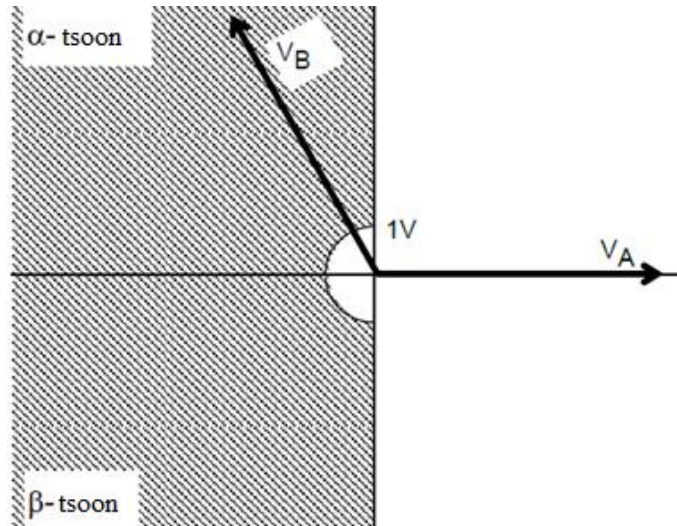
Joonisel 2.10 on näha nende seadmete asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooni tööpõhimõte. Esimene pinge (V_A) mõõdetakse relee A terminal A-st ja teine pinge (V_B) saadakse liini vastas otsas olevast relee B terminal B-st. Telekommunikatsiooni teel edastavad mõlemad terminalid oma pingemõõtmised vastasotsa terminalile. Elektriline keskpunkt asub seal, kus mõlema terminali näivtakistus on sama.



Joonis 2.10 Kolmandat algoritmi kasutatav asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooniga seadme tööpõhimõtte skeem [13]

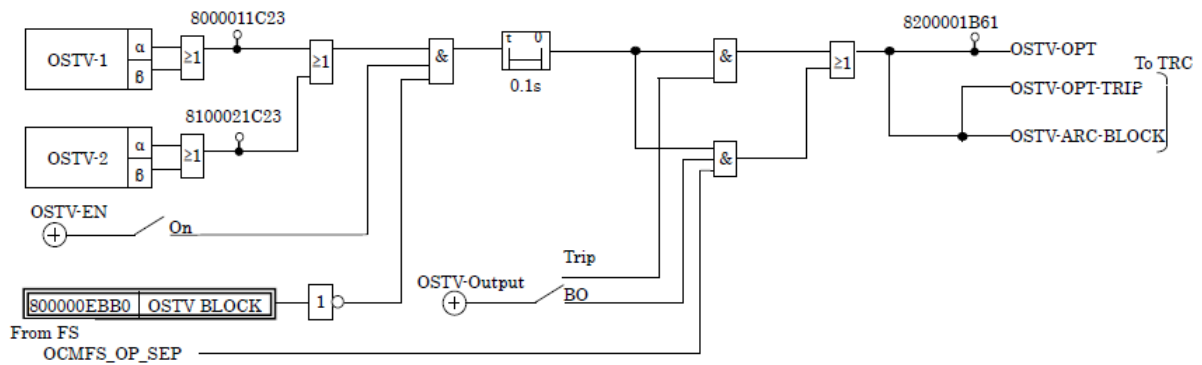
Joonisel 2.11 on näha OSTV-1 pingestandardi karakteristikud esimesest terminalist. Asünkroonkäigu tekkimisel on faasor V_B teises e. α -tsoonis või siis kolmandas e. β -tsoonis. See tuleneb sellest, et aluseks võetav pingektor tuleb terminalist A. Võimalik on ka lisada veel üks terminal. Seda saab kasutada, kui on soov kasutada seda seadet haruliinil. Sellisel juhul toimib mõõtmine sarnaselt kahe seadmega süsteemile, kuid võrdluses on lisaks veel üks pingektor.

Välja on toodud ka asjaolu, et selleks et asünkroonkäigu automaatika töötaks, peab faasor V_B olema igas veerandis vähemalt 1,5 tsükli pikkuse aja. Seda sellepärast, et vältida pingetrafo tulevate pingete mõjutusi. OSTV arvutustes kasutatakse pingeid positiivses järjestuses ning kui pingeamplituudid on suuremad kui 1V, siis on OSTV kasutus kehtiv.



Joonis 2.11 Terminal A ja Terminal B faasinurkade võrdlus [13]

Kolmanda algoritmi asünkroonkäigu tuvastamise algoritmi loogikadiagramm on ära toodud joonisel 2.12.



Joonis 2.12 Kolmandat algoritmi kasutava asünkroonkäigu avastamise funktsiooniga seadme loogikadiagramm [13]

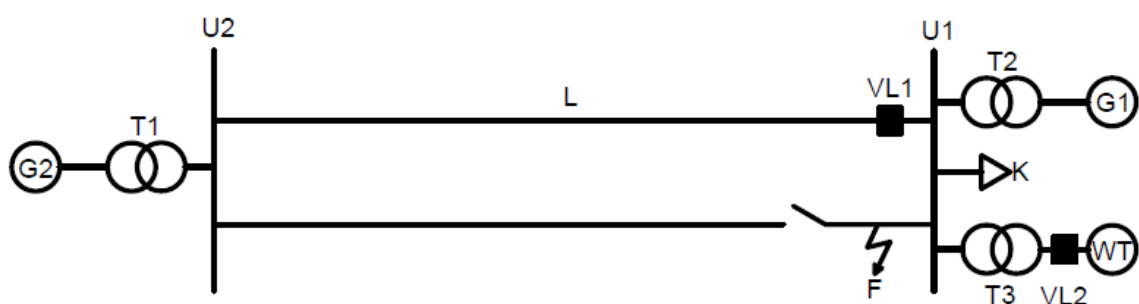
3 Reaalajasimulaatori mudel ja kaitsete testimine

Peatükis 1 on kirjutatud, et dünaamilise stabiilsuse hindamine ja selleks vajalikud arvutused on keerulised ja väga ajamahukad diferentsiaalvõrrandid. Selleks, et hõlbustada testimisi ja tõsta hilisemate analüüside täpsust, kasutatakse selles peatükis reaalajalist dünaamilise stabiilsuse simulaatorit RTDS. Simulaatori kasutamiseks tuleb luua mudel ja mudel tuleb ühildada peatükis 2 kirjeldatud asünkroonkäigu avastamise funktsiooniga seadetega. Katsete läbiviimiseks tuleb koostada erinevad stsenaariumid, mille tulemusel saab hiljem hinnata kuidas üks või teine algoritm toimis erinevate võrgu olukordadega.

3.1 Testitava mudeli kirjeldus

Selles peatükis koostatakse mudel, millega hakatakse testimise peatükis 2 analüüsitud erinevaid asünkroonkäigu tuvastamise algoritme. Testimiseks kasutatakse reaalajalist dünaamilist simulaatorit RTDS, kuid simuleerimiseks tuleb koostada mudel. Mudeli aluseks on võetud kahe masinaga süsteem allikast [3], mis on muudetud katseteks sobilikumaks.

Mudel koosneb kahest süsteemist, mida tähistavad joonisel 3.1 U1 ja U2, kus U2 tähistab lõpmata suurt süsteemi. Lõpmata suure süsteemi külge on ühendatud sünkroongeneraator G2. Kaks süsteemi on omavahel ühendatud kahe liiniga, kus üks liinidest on lahti ühendatud ning sellel liinil vaadeldava süsteemi poole tehakse lühis F. Lühiseks on valitud kolmefaasiline lühis, sest eelnevalt peatükist 1 on teada, et selle mõju dünaamilisele stabiilsusele on suurim ning nii saame tekitada võimsusvõnkumise kõigis kolmes faasis võrdselt. Teisel liinil L asuvad võimsuslülid VL1, millega saab süsteemid U1 ja U2 omavahel eraldada.



Joonis 3.1 Lihtsustatud katse skeem asünkroonkäigu tuvastamise funktsioonide testimiseks.

Vaadeldavas süsteemis on olemas sünkroongeneraator G1. Sünkroongeneraator G1 määrab ära testides pöörleva reservi jäägi, kui kaks süsteemi on omavahel eraldatud ja vaadeldav süsteem

peab edasi töötama saarena. Lisaks on skeemil ära toodud tuulepark WT. Kõik generaatorid on süsteemiga ühenduses läbi transformaatorite T. Mainima peab ka, et süsteemi ühendatud tuulikud on neljandat tüüpi tuulikud, millest on kirjutatud eelnevalt peatükis 1.3. Lisaks on võimalik tuuleelektrijaama eraldamine ning hiljem võrku tagasi ühendamine tänu võimsuslülititele VL2. Viimase asjana on vaadeldavas süsteemis koormus K. Koormuseks on valitud 900 MW ja reaktiivenergia osakaal on minimaalne. Generaatorite summaarne võimsus on iga stsenaariumi korral 1000 MVA. Sellest piisab peale kahe süsteemi eraldumist kogu tarbimise katmiseks. Sünkroongeneraator on koormatud iga stsenaariumi korral 90 protsendiliselt.

Lisaks on skeemile juurde ehitatud ka sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika. Vaadeldava süsteemi koormust K vähendatakse 5% sammudena kuni 40%-ni kogu tarbimisest. See tähendab, et 60% tarbimisest on määratud koormuse juhtimisse. Selline number on tulnud Eestis jaotusvõrkude kohustusest varustada iga trafo 60 protsendilise koormuse vähendamise automaatikaga. Esimene koormuse vähendamise samm toimub sageduse 49,5 Hz juures. Iga sammule on juurde pandud ka viide ning kui sagedus langeb alla seatud sätteväärtuse ning püsib seal kuni seatud taimeril lõpuni, siis edastatakse koormuse vähendamise signaal. Koormuse vähendamise sammud koos oma sätteväärtustega on toodud tabelis 3.1.

Tabel 3.1 Koormuse juhtimise sammud koos nende sätteväärtustega

Samm	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sagedus, Hz	49,5	49,3	49,1	48,9	48,7	48,5	48,3	48,1	47,9	47,7	47,5	47,3
Viide, s	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0,5

Esimese sammu sätteväärtusteks on 49,5 Hz ning viiteks on 1 sekund. Iga järgnev samm on 0,2 Hz järel ja alates üheksandast sammust on viiteks määratud 0,5 sekundit. Maksimaalse väljalülitatava koormuse suurus on 540 MW ning, kui iga sammu suurus on 5% kogu väljalülitatava koormuse suurus, siis iga sammu suurus on 45 MW.

3.2 Algoritmide testimine RTDS-iga

Algoritmide testimiseks RTDS-iga on koostatud 9 erinevat stsenaariumit. Stsenaariumid erinevad üksteisest süsteemi ühendatud sünkroonvõimsuse ja tuulepargi võimsuse poolest. Peatükis 3.1 on süsteemi U1 genereerimiseks määratud igal hetkel 1000 MVA. See tähendab, et püstitatud stsenaariumid erinevad üksteisest sünkroontootmise ja tuuleelektrijaama poolt toodetava võimsuse osakaalude poolest. Baasstsenaariumiks on valitud stsenaarium, kus

sünkroongeneraatori võimsuseks on määratud 900 MVA, olles koormatud 90% ulatuses, ning tuuleelektrijaama võimsuseks on määratud 100 MVA. Iga järgneva stsenaariumi korral vähendatakse sünkroongeneraatori nimivõimsust 100 MVA võrra ja tõstetakse selle võrra tuuleelektrijaamade võimsust. Viimase stsenaariumi korral on sünkroongeneraatori nimivõimsuseks 100 MVA ja tuuleelektrijaama võimsuseks on 900 MVA. Baasstsenaarium vastab tüüpilisele elektrisüsteemile, kus enamus genereerimist tuleb vanadest traditsioonilistest elektrijaamadest ja taastuvenergiaallikatel on süsteemis suhteliselt väike osakaal. Baasstsenaariumi korral on süsteemis kõige rohkem pöörlevat reservi ning süsteemi inerts on teiste stsenaariumidega võrreldes kõige suurem.

Järgmised stsenaariumid näevad ette tuuleelektrijaama osakaalu tõstmist süsteemis. Iga järgneva stsenaariumiga suurendatakse tuuleelektrijaama osakaalu 100 MVA võrra ja pöörleva reservi osakaal süsteemis väheneb sama võimsuse võrra.

Mudelisse juurde pandud sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika on seal, et toetada süsteemi ja aidata kaasa süsteemi püsima jäämisele. Peatükist 2 on teada, et lühise ajal generaator kiireneb ning pingelähte läheduses nulli ja peale pikka lühist tekib masinas asünkroonkäik. Peale lühise tõusevad pinged ja sagedus kiirenduse mõjul ja kui releede asünkroonkäigu avastamise funktsioon on süsteemid omavahel eraldanud, hakkab süsteemi taastumine. Kuid kuna süsteem on kaotanud oma dünaamilise stabiilsuse ja masina nurgale mõjub negatiivne kiirendus, siis hakkab sagedus kiiresti langema. Sellisel juhul on abiks sageduse järgi koormuse väljalülitamise automaatika. Koormust vähendatakse ja sellega väheneb ka sageduse langus ja paraneb süsteemi taastumise võime. Sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika ajasätted olenevad suuresti süsteemist endast, mida suurem on süsteem ja tema inerts, seda pikem saab olla antud ajakonstant, sest süsteem suudab ennast ise taastada. Teiselt poolt, mida väiksem on süsteem, seda väiksem peaks olema ajasäte, et kompenseerida süsteemi väikest inertsit. Koormus lülitatakse tagasi süsteemi vastupidise loogika alusel. Kui sagedus tõuseb uuesti seatud väärtusele, siis peale ajasäte möödumist lülitatakse koormus uuesti süsteemi.

Tuuleelektrijaam on ühendatud süsteemi läbi võimsuslüliti. Tuuleelektrijaama võimsuslülitile on samuti peale pandud sageduse järgi juhtiv automaatika. Tuuleelektrijaam lülitatakse võrgust välja, kui sagedus on langenud alla 47,8 Hz ning lülitatakse süsteemi tagasi, kui sagedus on tõusnud üle 48,3 Hz. Tuuleelektrijaama sagedusautomaatika on sarnane Eesti elektrisüsteemis kasutatava sagedusautomaatika sätetega.

Testimise stsenaariumide loogika on, et süsteem, mille kogutarbimine on 900 MVA ning tootmine on 1000 MVA on ühendatud suurema süsteemi külge ühe liiniga. Süsteem toimib seega kerges ekspordis. Igal ajahetkel on süsteemi ühendatud vähemalt 100 MVA tuuleelektrijaamu, kuid tuuleelektrijaamade kogu potentsiaal on 900 MVA. Stsenaarium, kus tuult on minimaalselt on võetud baasstsenaariumiks ja asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooniga seadmete sätteid arvutatakse selle stsenaariumi järgi. Suure tuulega olukordades, mitte ei suurendata ekspordi, vaid süsteem jääb väikese ekspordiga ja väheneb süsteemi ühendatud sünkroongeneraatorite osakaal. Sellises olukorras jäävad seadmete sätteid samaks ja testimisega tahetaksegi teada saada, kuidas see mõjutab releede tööd ja seeläbi süsteemi taastumise võimet.

3.2.1 Seadmete sätete arvutamine

Eelnevalt on peatükis 2 kirjeldatud testima hakatavaid asünkroonkäigu tuvastamise funktsioonide algoritme. Osadele algoritmidele tuleb sellega seoses määrata ka sätteid, tagamaks nende õige töö. Esimese algoritmi jaoks on vaja arvutada süsteemi takistused, kuna teine algoritm põhineb distantkaittsel, siis tuleb selle tööks arvutada süsteemide vahelise ülekandeliini distantkaitsetsoonid. Kolmas algoritm töötab süsteemide vahelise liini kahepoolsetel mõõtmistel ja eraldi sätteid selle algoritmiga arvutada pole vaja.

Esimese algoritmi juures on vaja arvutada süsteemide takistused Z_{k1} ja Z_{k2} . Z_{k1} on seljataguse süsteemi kogutakistus, ehk meie mudeli puhul on tegu vaadeldava süsteemi takistusega ning Z_{k2} on kogutakistus, mis jääb seadmest liini poole, ehk liini ja teise süsteemi takistus.

Tegelikult katse skeemi puhul on kahe süsteemi vahel veel üks kogumislatt, millest väljuvatest ühendustest kaks on ühendatud lõpmata suure süsteemi külge ja 1 on ühendatud vaadeldava süsteemi külge. Kõik liinid on identsete parameetritega. Seega tuleb liini L takistus Z_{k2} jaoks arvutada kahe rööbiti identse liini takistuse arvutamisega, mis on omakorda jadamisi samasuguse liiniga. Liini takistusele L tuleb lisada ja lõpmata suure süsteemi generaatori takistus. Süsteemi takistus ilma liini takistusega on arvutatud järgnevalt:

$$\begin{cases} X_{330} = \frac{U_{k\%} \cdot U_N^2}{100 \cdot S_N} = \frac{15 \cdot 330^2}{100 \cdot 1200} = 13,61 \Omega \\ R_{330} = 1 \Omega / 230kV = 1 \cdot \frac{330^2}{230^2} = 2,06 \Omega \end{cases} \quad (3.1)$$

Süsteemi aktiivtakistuseks 230 kV juures on 1 Ω ja see on valemis 3.1 teisendatud ümber takistuseks 330 kV juures. Liini takistus on arvutatud läbi liini takistuse 1 km kohta järgnevalt:

$$\begin{cases} R_L = 100 \cdot 0,0172 = 1,72 \, \Omega \\ X_L = 100 \cdot 0,313 = 31,3 \, \Omega \end{cases} \quad (3.2)$$

See on ühe liini takistus, kuid nagu eelnevalt kirjutatud, siis süsteemis on meil kaks rööbiti ühendatud liini, millega omakorda üks liin on jadamisi. Seega liinide kogu takistus on $Z_L = 2,58 + j46,8 \, \Omega$. Seega esimese algoritmi jaoks vajaliku takistuse Z_{k2} saame kätte järgnevalt:

$$Z_{k2} = Z_L + Z_{süs} = 2,58 + j46,9 + 2,06 + j13,61 = 4,64 + j60,5 \, \Omega$$

Esimese algoritmi jaoks Z_{k1} on arvatud sünkroongeneraatori järgi. Masina võimsuseks on määratud 1000 MVA ja masina pinge on 15 kV. Masina ülimööduv reaktiivtakistus ühiku kohta $X_{pu} = 0,4345 \, \Omega$. Takistus arvutatakse esmalt 15 kV poolel ja hiljem teisendatakse ümber 330 kV poolele järgmiselt:

$$X_{b15kV} = \frac{U^2}{S} = \frac{15^2}{1000} = 0,225 \quad (3.3)$$

$$X_{\Omega} = X_{b15kV} \cdot X_{pu} = 0,225 \cdot 0,4345 = 9,78 \cdot 10^{-2} \quad (3.4)$$

$$X_{330} = X_{\Omega} \cdot \frac{U_{hv}^2}{U_{lv}^2} = 9,78 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{330^2}{15^2} = 47,3 \, \Omega \quad (3.5)$$

Teisele algoritmile tuleb arvutada distantkaitsme tsoonid. Seadmele sisestatakse esimese ja teise astme distantkaitsme sätteid. Esimese tsooni määrab 85% liini takistusest ja teisele tsoonile on see 120% liini takistusest. Esimese tsooni ajaviide $t = 0$ s ja teisele tsoonile on ajaviide $t = 0,4$ s. Vastavalt tavapärasele meetodile on aktiivkomponendi pool kaks korda suurem kui arvatud induktiivne pool. Sätteid on arvatud järgnevalt:

$$X_1 = X_L \cdot 85\% = 31,3 \cdot 0,85 = 26,6 \, \Omega \quad (3.6)$$

$$R_1 = X_1 \cdot 2 = 26,6 \cdot 2 = 53,2 \, \Omega \quad (3.7)$$

$$X_2 = X_L \cdot 120\% = 31,3 \cdot 1,2 = 37,6 \, \Omega \quad (3.8)$$

$$R_2 = X_2 \cdot 2 = 37,6 \cdot 2 = 75,2 \, \Omega \quad (3.9)$$

Kuna kolmandale testitavale algoritmile sätteid arvutada pole vaja, siis nüüd on meil kõik vajalikud sätteid testimiseks arvatud.

3.2.2 Esimese algoritmi testimine

Kõiki algoritme hakati testima alustades baasstsenaariumist, kus sünkroongeneraatori osakaal on kõige suurem ja edaspidi hakati sünkroongeneraatori osakaalu vähendama ja

tuulelektrijaamade osakaalu tõstma 100 MW võrra. Katsete tulemuste eelduseks oli, et mida lähemal on võrguolukord arvatud sätetele, seda paremini töötavad kaitsed ja katsete tegemisel tuleb välja selgitada kas ja kuidas töötavad asünkroonkäigu tuvastamise algoritmid muutuvates võrguoludes.

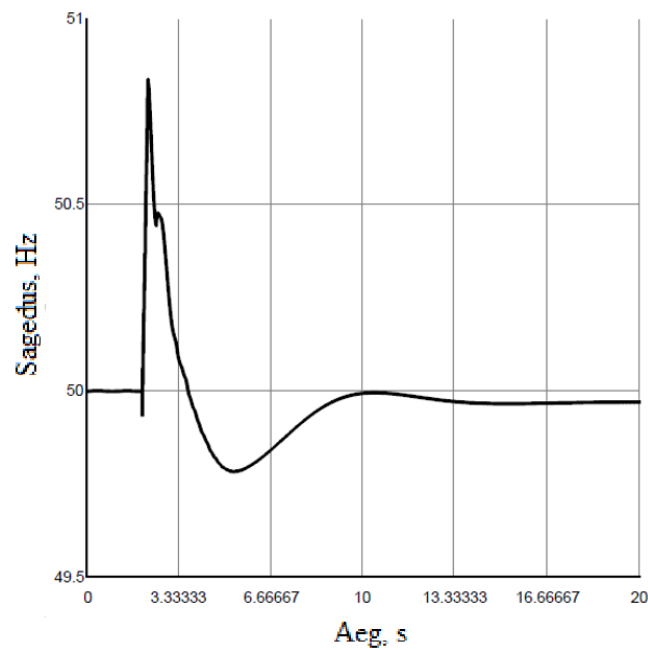
Esimeses katses on vaadeldavas süsteemis sünkroongeneraatorite nimivõimsus 900 MW ja tuulelektrijaamade võimsuseks 100 MW. Sünkroongeneraator töötab seejuures 90% nimivõimsuse juures. Tarbijaid on süsteemi ühendatud 900 MW ja reaktiivenergia tarbimine ja tootmine on minimaalsed. Et tekitada süsteemide vahel asünkroonkäik, tuli süsteemis teha 200 ms pikkune kolmefaasiline lühis. Katset tehti 5 korda ja algoritmi ning süsteemi taastumise hindamiseks on vaadeldud järgmisi andmeid: relee tööaeg, minimaalne sageduse väärtus peale süsteemide eraldumist, sageduse järgi koormuse väljalülitamise automaatika poolt väljalülitatud koormus ning kas süsteem suutis peale eraldumist taastuda või mitte. Taastumiseks on vajalik pingete taastumine ning eraldumisjärgne sagedus ei tohi langeda alla 47 Hz. Antud sageduse piir on valitud, sest alates sellest hetkest on võimalik ka sünkroongeneraatorite võrgust eraldumine automaatika toimel, mis tähendaks süsteemi kustumist. Esimese katse tulemused on toodud tabelis 3.2.

Tabel 3.2 Esimese algoritmi baasstsenaariumi tulemused

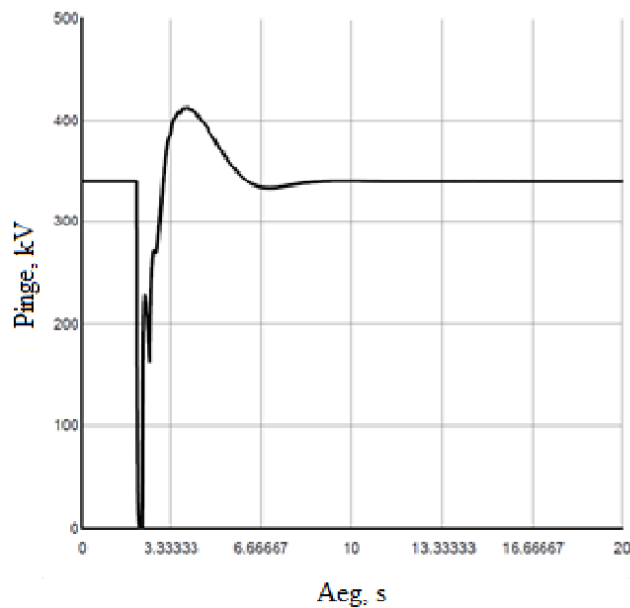
Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	900					
Tuulepargi võimsus, MW	100					
Lühise pikkus, s	0,2					
Relee tööaeg, s	0,5101	0,5114	0,514	0,5014	0,5128	0,5099
Min. Sagedus, Hz	49,78	49,78	49,78	49,79	49,8	49,786
Väljalülitunud koormus, MW	0	0	0	0	0	0
Taastus või mitte	+	+	+	+	+	

Tabelist on näha, et kõik vaadeldavad parameetrid on kõigi viie katse käigus väga sarnased ning tehtud katsetest suutis vaadeldav süsteem 100% katsetest. Süsteemi pingestabiilsuse ja sagedusstabiilsuse illustreerimiseks lühise ajal, asünkroonkäigu ja sellele järgneval ajal on ära toodud joonistel 3.2 ja 3.3. On näha, et lühise hetkel on pinge 0 ja generaator kiireneb ja selle mõjul hakkab sagedus kasvama. Lühise ajal proovib sünkroongeneraator ergutuse abil pinget tõsta. Peale lühise eemaldamist hakkab generaator aeglustuma ja inertsi tõttu langeb sagedus alla 50 Hz. Sageduse langus on aga piisavalt väike ja süsteem suudab taastada enda esialgse seisundi piisavalt kiiresti, et sageduse järgi koormuse lülitamise automaatika ei rakendu. Peale lühist taastub pinge esialgu ainult osaliselt, sest lühise eemaldamise hetkel on süsteemid vastas faasis. Peale süsteemide omavahelist eraldamist taastub ka pinge ning kuna eelnevalt on ergutus

proovinud pinget tõsta, siis peale eraldumist tõuseb süsteemi pinge üle normaalväärtuse ning ergutusel läheb aega, et taastada süsteemis stabiilne pinge.



Joonis 3.2 Sagedus eraldunud süsteemis esimese algoritmi baasstsenaariumi korral



Joonis 3.3 Pinge eraldunud süsteemis esimese algoritmi baasstsenaariumi korral

Sarnaselt baasstsenaariumiga olid ka tulemused stsenaariumi korral, kus sünkroongeneraatorite osakaalu vähendati 100 MW võrra ja tuuleelektrijaamade võimsust tõsteti. Releel võttis asünkroonkõigu fikseerimine küll 100 ms kauem aega, kuid pinge- ja sageduse graafikud olid

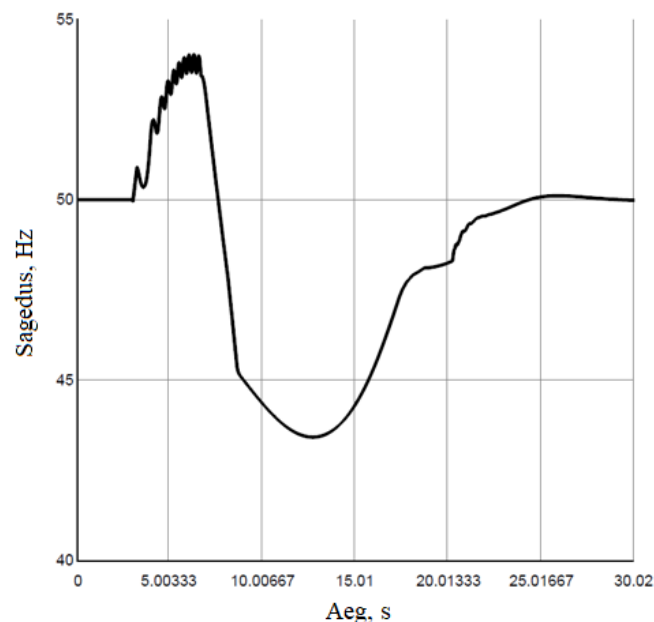
sarnased. Selle stsenaariumi korral ei rakendunud samuti sageduse järgi koormuse väljalülitamise automaatika.

Erinevust testitava algoritmi tulemustes oli näha stsenaariumi korral, kus sünkroongeneraatori võimsus vaadeldavas süsteemis oli 700 MW ja tuuleelektrijaama võimsus oli 300 MW. Selle stsenaariumi korral oli muutusi relee rakendumise ajas, kui ka kõigis teistes vaadeldavates andmetes. Eelmiste stsenaariumide korral koormust välja lülitada polnud vaja, kuid selle stsenaariumi korral lülitati välja kogu võimalik koormus. Stsenaariumi tulemused on toodud tabelis 3.3.

Tabel 3.3 Katsete tulemused stsenaariumi korral, kus sünkroongeneraatori võimsus on 700 MW ja tuuleelektrijaama võimsus 300 MW

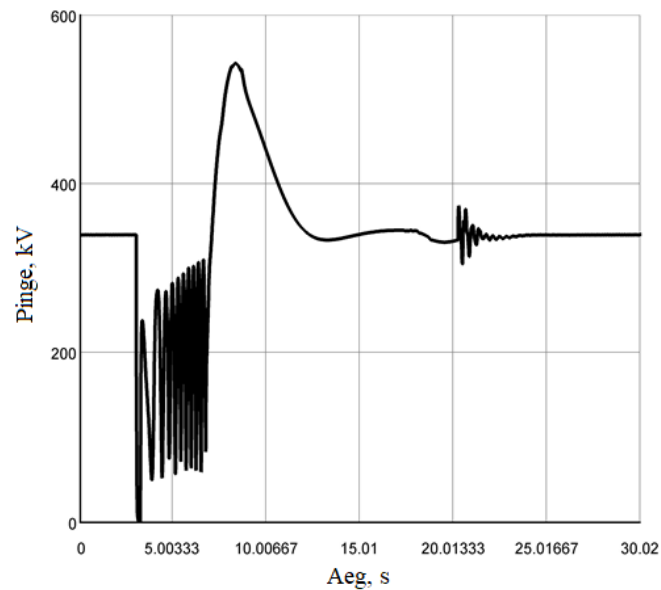
Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	700					
Tuulepargi võimsus, MW	300					
Lühise pikkus, s	0,22					
Relee tööaeg, s	3,917	3,92	3,731	3,94	3,903	3,8822
Min. Sagedus, Hz	42,48	42,49	43,43	42,39	42,56	42,67
Väljalülitunud koormus, MW	540	540	540	540	540	540
Taastus või mitte	-	-	-	-	-	

Stsenaariumis tehti võimsusvõnkumise ja asünkroonkäigu tekitamiseks kolmefaasiline lühis pikkusega 0,22 s. Sarnaselt eelmistele stsenaariumidele, tekib ka siin esialgu sageduse kasv ja siis langus. Sageduse graafik on toodud joonisel 3.4.

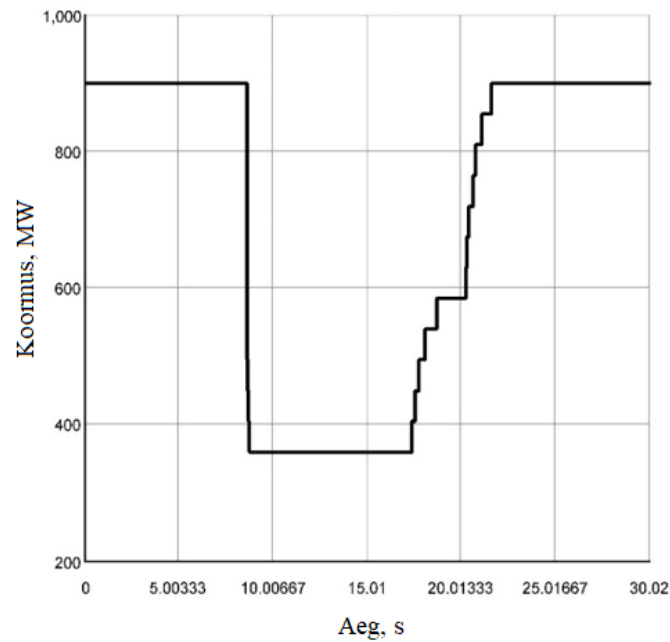


Joonis 3.4 Esimese algoritmi sageduse mõõtmised kolmanda stsenaariumi korral

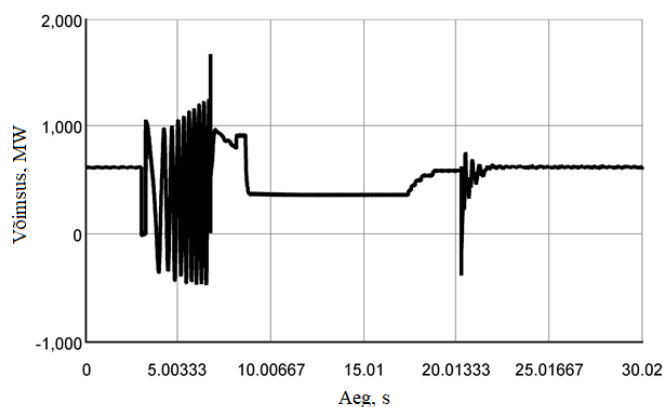
Sagedusele on minimaalseks väärtuseks eelnevalt seatud 47 Hz, sest sellest hetkest võib rakendada sünkroongeneraatorite enda kaitsed ja need süsteemist eraldada ning halvendada seeläbi veelgi süsteemi stabiilsust ja võimet taastuda. Tabelist 3.3 on näha, et keskmiselt langes sagedus 42,67 Hz-ni. See tähendab, et vaadeldav süsteem ei suutnud taastuda peale kahe süsteemi eraldamist. Pingestabiilsuse, sageduse järgi koormuse väljalülitumise ja sünkroongeneraatori võimsuse graafikud on ära toodud joonistel 3.5, 3.6 ja 3.7.



Joonis 3.5 Esimese algoritmi pinge mõõtmised kolmanda stsenaariumi



Joonis 3.6 Esimese algoritmi koormuse väljalülitumine kolmanda stsenaariumi korral



Joonis 3.7 Esimese algoritmi sünkroongeneraatori võimsus kolmanda stsenaariumi korral

Jooniselt 3.7 on näha, et sünkroongeneraator läbis mitmeid asünkroonkäike, enne kui esimest algoritmi kasutatav relee tuvastas selle ja eraldas süsteemid teineteisest. Keskmiselt kulub kahe süsteemi eraldamiseks peaaegu 4 sekundit. Joonisel 3.5 on näha, et asünkroonkäikude ajal on ka pinge äärmiselt ebastabiilne ja pole tagatud stabiilne pinge. Erinevalt eelmistest stsenaariumitest, kus koormuse väljalülitumist ei toimunud ja vaadeldav süsteem suutis taastuda 100 % juhtudest, siis selle stsenaariumi korral süsteem enam ei taastunud ja kogu koormus lülitati välja.

See stsenaarium oli ka viimane stsenaarium, millal esimene algoritm antud sätetega rakendus. Kõikidel järgmistel stsenaariumitel tehti lühis ning tekkis asünkroonkäik, kuid esimest algoritmi kasutatav relee enam ei rakendunud. Kuna relee ei rakendunud ja süsteeme ei eraldatud, siis ei saa me ka süsteemi taastumist kuidagi hinnata ja eelmine stsenaarium oli viimane, mida selle algoritmi puhul vaadeldakse.

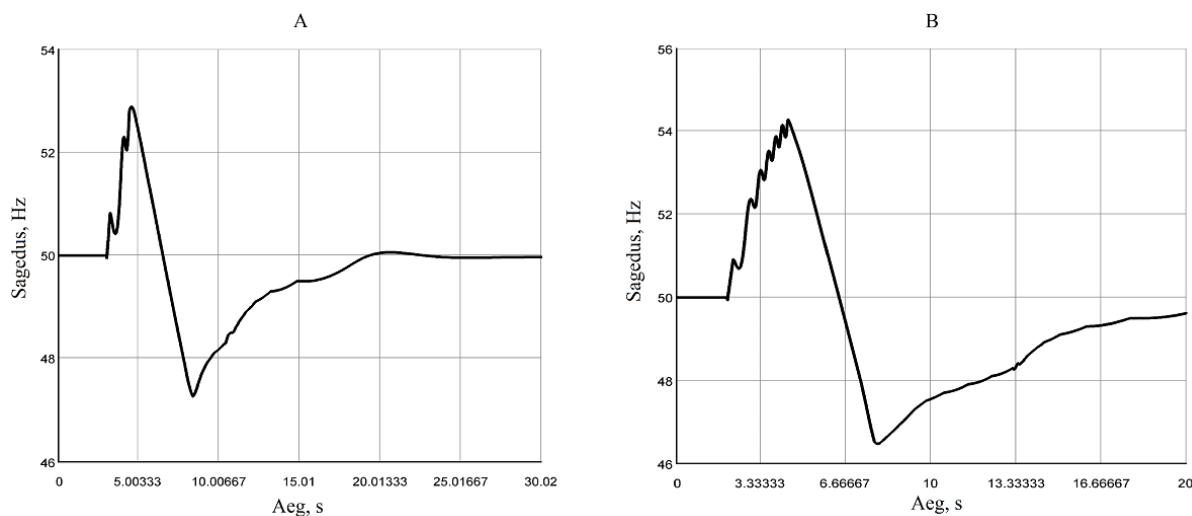
3.2.3 Teise algoritmi testimine

Teine algoritm töötab takistuse mõõtmisel ning sarnaselt eelmisele algoritmile, vaadeldakse asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooni käitumist üheksa erineva stsenaariumi korral. Alustatakse baasstsenaariumiga ja peale seda hakatakse sünkroongeneraatori nimivõimsust vähendada. Lühise ajad on katsetel samad, mis need olid esimese algoritmi testimise ajal. Kuna antud algoritm töötab takistuse mõõtmise kaudu, siis on olukorra illustreerimiseks lisatud ka takistuse trajektoori graafikud. Baasstsenaariumi katsete tulemusi teise algoritmi testimisel on näha tabelis 3.4.

Tabel 3.4 Teise algoritmi baasstsenaariumi katsete tulemused

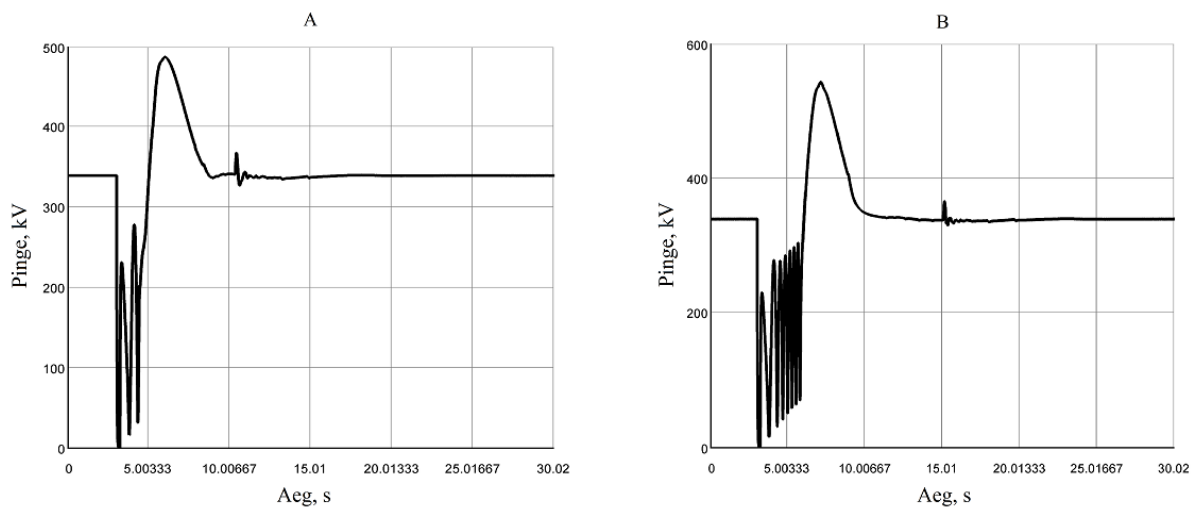
Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	900					
Tuulepargi võimsus, MW	100					
Lühise pikkus, s	0,2					
Relee tööaeg, s	2,85	1,447	1,418	1,419	2,575	1,9418
Min. Sagedus, Hz	46,3	47,18	47,27	47,19	46,45	46,878
Väljalülitunud koormus, MW	540	495	495	495	540	513
Taastus või mitte	-	+	+	+	-	

Asünkroonkäiku tuvastamise funktsioon tuvastas asünkroonkäigu kõigil katsetel ja keskmiselt kulus releel süsteemide lahutamiseks natuke alla 2 sekundi. Samas ei suutnud vaadeldav süsteem taastuda peale igat katset. Selgelt on eristatav, et 60% katsetest, kus relee tööaeg oli umbes 1,4 sekundit, suutis süsteem taastuda ja ülejäänud juhtudel, kus relee tööaeg oli pikem, süsteem enam taastuda ei suutnud. Süsteemi mitte taastumist nendel katsetel saame me väita peale süsteemide eraldumist tekkinud sageduse miinimumist. Pikema relee tööajaga katsetel langes sageduse miinimum alla 47 Hz, mille antud katseteks oleme lugenud minimaalseks sageduseks ja millest madalamal sagedusel on tulemuseks süsteemi kollaps. Baasstsenaariumi sageduse stabiilsus taastuva süsteemi ja mitte taastuva süsteemi korral on näha joonisel 3.8.



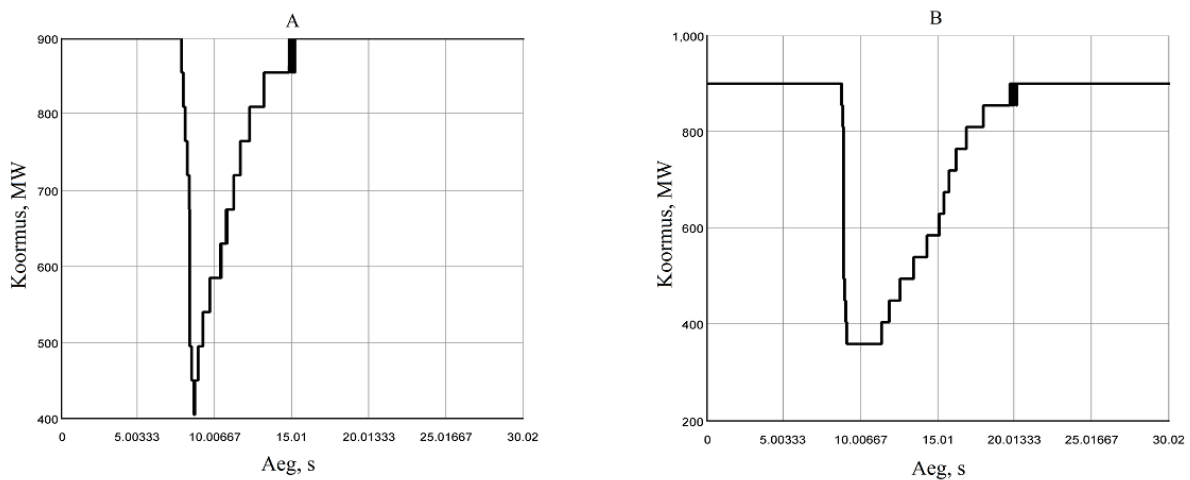
Joonis 3.8 Teise algoritmi baasstsenaariumi sagedusstabiilsus, A – süsteem taastus; B – süsteem ei taastunud

Pingestabiilsus oli taastuva ja mitte taastuva süsteemi korral suhteliselt sarnased. Kuna juhul, kus releel kulus kauem aega, suutis generaator läbida rohkem asünkroonkäike, siis pinge peale süsteemide lahutamist oli nende katsete puhul ebastabiilsem. Pingestabiilsus on näha joonisel 3.9.



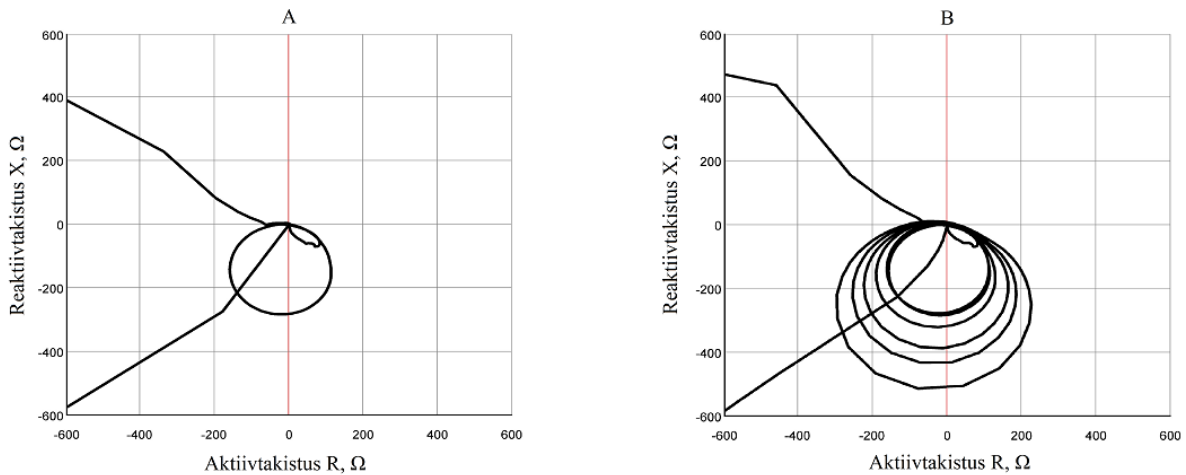
Joonis 3.9 Teise algoritmi baasstsenaariumi pingestabiilsus, A – süsteem taastus; B – süsteem ei taastunud

Mõlemal juhul lülitus välja ka suures mahus koormust. Mitte taastuvate katsete korral lülitus välja maksimaalne hulk koormust, ehk 540 MW, kui taastuvate katsete korral jäi koormuse väljalülitumise viimane aste rakendumata ja välja lülitati 495 MW koormust. Koormuse graafikud on näha joonisel 3.10.



Joonis 3.10 Teise algoritmi baasstsenaariumi koormuse väljalülitumine, A – süsteem taastus; B – süsteem ei taastunud

Viimase asjana on välja toodud katsete seast takistuse trajektoorid juhul, kui süsteem taastus ja juhul kui süsteem ei taastunud. Jooniselt 3.11 on samuti näha, et juhul kui kaitse rakendus suurema viitega, on graafikul takistus jõudnud teha mitu ringi. Iga ring tähendab ebastabiilset võimsusvõnkumist, ehk asünkroonkäigu teket.



Joonis 3.11 Teise algoritmi baasstsenaariumi takistus komplekstasandil, A – süsteem taastus; B – süsteem ei taastunud

Järgmiste stsenaariumide korral rakendusid releed üsna konstantselt ning seeläbi olid ka saadud tulemused stsenaariumi põhiselt väga sarnased. Täheldada võis siiski, et iga järgneva stsenaariumi korral läks releel rohkem aega süsteemide eraldamiseks. Keskmine rele tööaeg 800 MW sünkroongeneraatori võimsuse juures oli 2,55 sekundit ja 500 MW juures on keskmine rele tööaeg 3,52 sekundit. Kõigil nende stsenaariumide korral töötas rele kõigil kordadel.

Minimaalne sagedus peale süsteemide omavahelist eraldamist langes samuti iga stsenaariumiga. Teise stsenaariumi korral oli minimaalseks keskmiseks sageduseks 46,1 Hz ja viienda stsenaariumi korral oli minimaalseks keskmiseks sageduseks juba 36,3 Hz. Mitte ühegi katse puhul ei suutnud vaadeldav süsteem taastada stabiilset tööd. Samuti rakendus sageduse järgi koormuse väljalülitumise automaatiga ja kogu saadaval olev koormus lülitati välja.

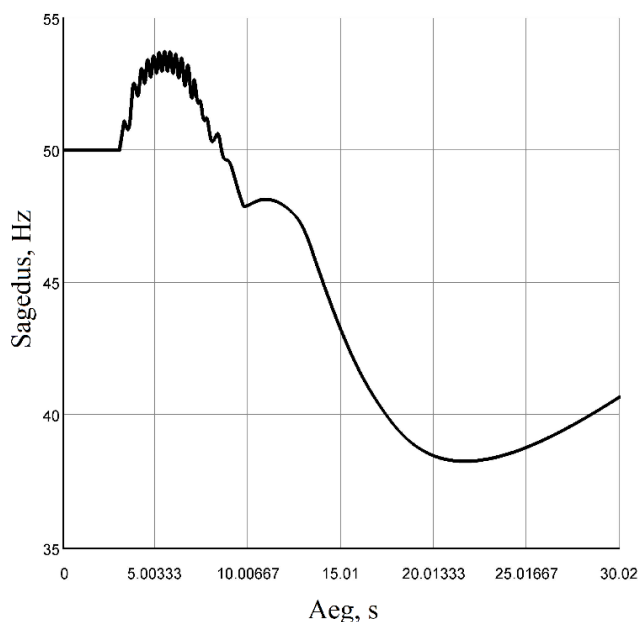
Stsenaariumide pinge ja takistuse graafikuid vaadates on näha, et kuna ebastabiilsel võnkumisel lastakse kesta aina kauem, siis tekib rohkem generaatoris aina rohkem asünkroonseid ringe.

Eelmiste stsenaariumide korral rakendus rele asünkroonkäigu tuvastamise funktsioon igal katsel. Kuuenda stsenaariumi korral, kus süsteemi on ühendatud 400 MW sünkroongeneraatoreid ja 600 MW tuuleelektrijaamu, siis rakendus rele 80% katsetest. Seega võrreldes eelmiste stsenaariumide ja selle stsenaariumi rakendumist, siis võib öelda, et kui tuuleelektrijaamade osakaal tõuseb 400 MW-ni, siis teist algoritmi kasutava asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooniga rele rakendumine olukordades kus tekib asünkroonkäik, ei ole enam tagatud. Kuuenda stsenaariumi korral tehti süsteemide vahelise võimsusvõnkumise tekitamiseks 0,27 sekundi pikkune kolmefaasiline lühis. Stsenaariumi andmed on esitatud tabelis 3.5.

Tabel 3.5 Kuuenda stsenaariumi katsete tulemused

Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	400					
Tuulepargi võimsus, MW	600					
Lühise pikkus, s	0,27					
Relee tööaeg, s	4,057	4,016	1,116	-	3,996	3,29625
Min. Sagedus, Hz	38,27	34,61	28,61	-	31,12	33,1525
Väljalülitunud koormus, MW	540	540	540	-	540	540
Taastus või mitte	-	-	-	-	-	

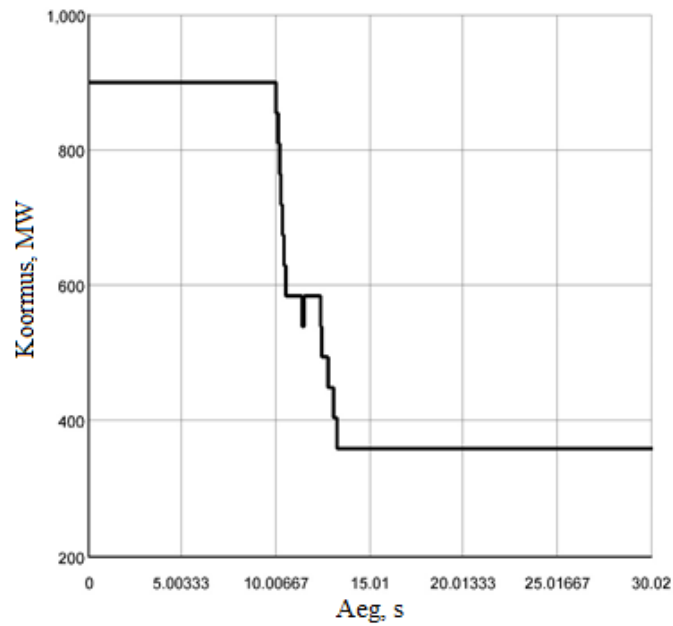
Võrreldes viienda stsenaariumiga vähenes keskmine relee tööaeg 3,5 sekundi pealt 3,3 sekundi peale, kuid minimaalne sagedus kukkus 36,28 Hz pealt 33,15 Hz peale. Sageduse järgi ei taastunud vaadeldava süsteemi töö mitte ühegi katse järel. Kuuenda stsenaariumi sageduse graafik on toodud joonisel 3.12.



Joonis 3.12 Sagedus teise algoritmi kuuenda stsenaariumi korral

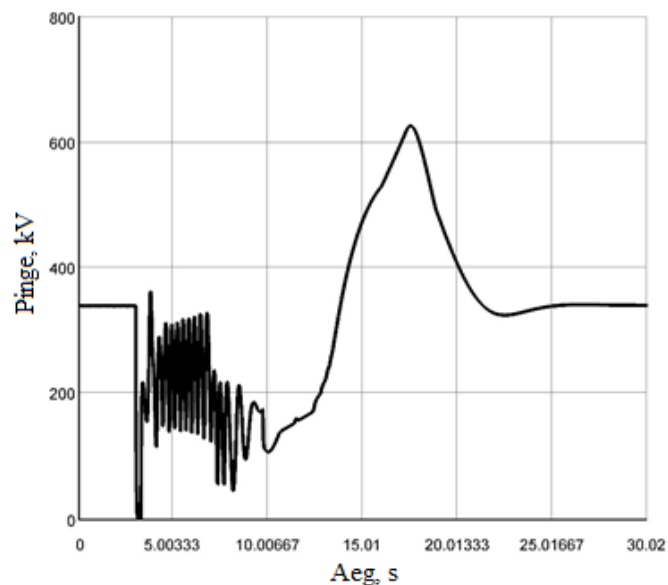
Jooniselt 3.12 on näha, et sagedus hakkas küll taastuma, kuid siis hakkas uuesti langema ning langes nii madalale, et süsteemi taastumine poleks enam võimalik ja järgnenud oleks süsteemi kollaps.

Koormuse graafikul on samuti näha, et esialgu lülitus välja osa koormusest ja lühiajaliselt lülitati tagasi 1 astme võrra koormust, ehk 45 MW tarbijaid, kuid sellele järgnes ikkagi uus koormuse väljalülitamine ja lõpuks eemaldati võrgust kogu võimalik kogus tarbijaid mis sageduse järgi koormuse väljalülitamise automaatika poolt võimalik. Koormuse graafik on toodud joonisel 3.13.



Joonis 3.13 Koormuse graafik teise algoritmi kuuenda stsenaariumi korral

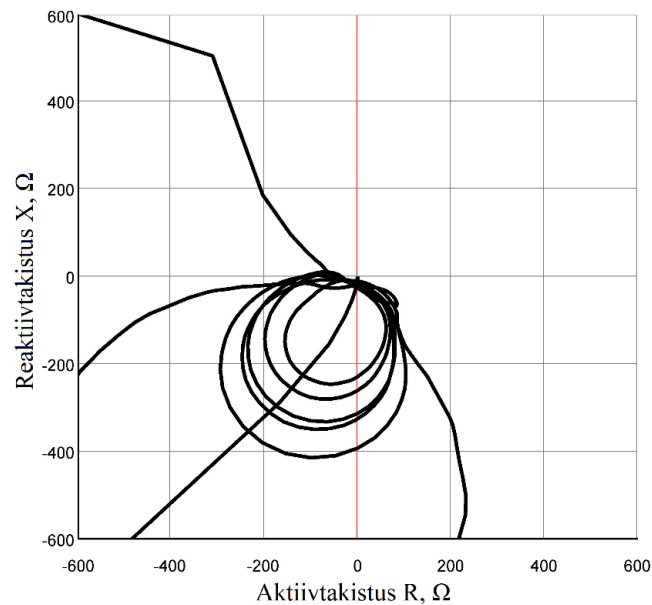
Pinge mõõtmise graafikut joonisel 3.14 vaadates on näha, et pingestabiilsuse mõttes ei suutnud süsteem ennast kuidagi taastada. Peale lühist olid süsteemid vastas faasis ning pinge ei taastunud seni kuni relekaitse ei eraldanud kahte süsteemi. Peale süsteemide eraldamist tõuseb sünkroongeneraatori ergutuse mõju tõttu pinge pea kahekordseks normaalpingega võrrelduna. Nii lühise järgse madala pingega kui ka eraldumise järgse kõrge pingega võivad töötada muud süsteemi automaatika elemendid ning seeläbi veelgi halvendada süsteemi eeldusi taastumiseks.



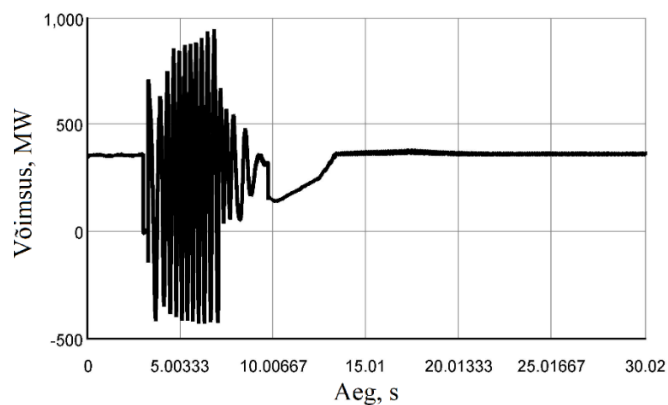
Joonis 3.14 Teise algoritmi kuuenda stsenaariumi pinge mõõtmiste graafik

Joonisel 3.15 on näha näivtakistuse trajektor kuuenda stsenaariumi korral. Jooniselt on näha, et süsteemis on tekkinud mitmeid kordi asünkroonne võimsusvõnkumine enne kui rele kaks süsteemi üksteisest eraldas.

Asünkroonkäikude arv ja tekkimine on näha ka sünkroongeneraatori võimsuse graafikul 3.16. Joonisel on näha, et vaadeldava süsteemi sünkroongeneraator töötab kordamööda generaatori ja siis mootorina. Peale süsteemide eraldamist on näha, et sünkroongeneraator suudab peale mõnda aega taastada enda võnkumiseelse seisundi, kuid sellest ei piisa, et taastada kogu süsteemi stabiilne töö ja stabiilsus.



Joonis 3.15 Teise algoritmi kuuenda stsenaariumi takistuse trajektoori graafik



Joonis 3.16 Teise algoritmi kuuenda stsenaariumi vaadeldava süsteemi sünkroongeneraatori võimsusgraafik

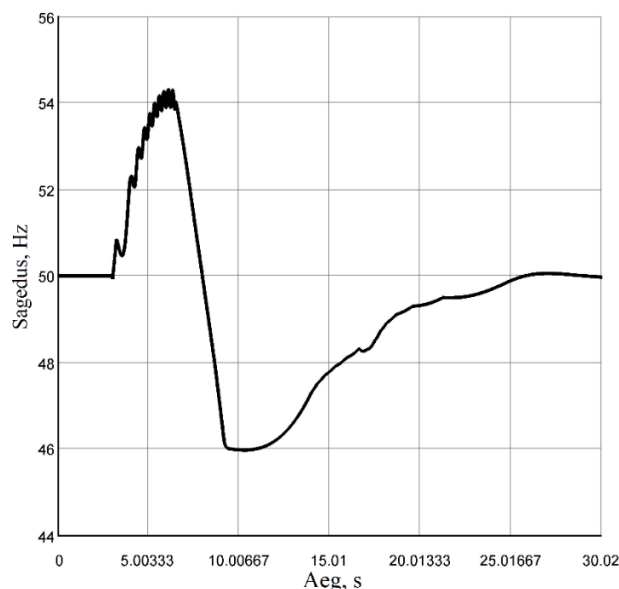
Hilisemate stsenaariumide korral teisel algoritmil põhinev asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooniga rele enam ei rakendunud.

3.2.4 Kolmanda algoritmi testimine

Viimasena asünkroonkäigu tuvastamise algoritmidest testitakse pinge järgi asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooniga relele tööd etteantud stsenaariumide korral. Esimesena testitakse relele tööd baasstsenaariumi korral ja iga järgneva stsenaariumi korral vähendatakse sünkroongeneraatori nimivõimsust ja tõstetakse tuulelektrijaama võimsust 100 MW võrra. Baasstsenaariumi korral on vaadeldavasse süsteemi ühendatud sünkroongeneraatori nimivõimsuseks 900 MW ja tuulelektrijaama võimsus on 100 MW. Nagu ka teiste algoritmide testimisel, siis ka selle algoritmi baasstsenaariumi korral tehakse võimsusvõnkumise ja asünkroonkäigu tekitamiseks süsteemis kolmefaasiline lühis pikkusega 0,20 sekundit. Kolmanda algoritmi baasstsenaariumi tulemused on toodud tabelis 3.6. Sageduse- ja pinge mõõtmiste graafikud on toodud joonistel 3.17 ja 3.18.

Tabel 3.6 Kolmanda algoritmi baasstsenaariumi tulemused

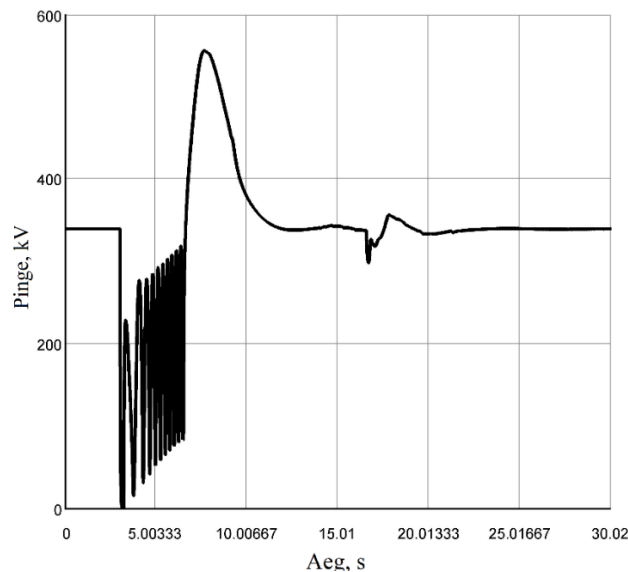
Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	900					
Tuulepargi võimsus, MW	100					
Lühise pikkus, s	0,2					
Relee tööaeg, s	4,092	3,327	3,74	3,503	3,547	3,6418
Min. Sagedus, Hz	45,12	46,1	45,71	45,98	45,95	45,772
Väljalülitunud koormus, MW	540	540	540	540	540	540
Taastus või mitte	-	-	-	-	-	



Joonis 3.17 Kolmanda algoritmi baasstsenaariumi sageduse graafik

Tabelist on näha, et kolmandat algoritmi kasutaval releel läheb asünkroonkäigu tuvastamiseks ja süsteemide eraldamisega väga kaua aega. Keskmine relele tööaeg on üle 3,64 sekundi pikk.

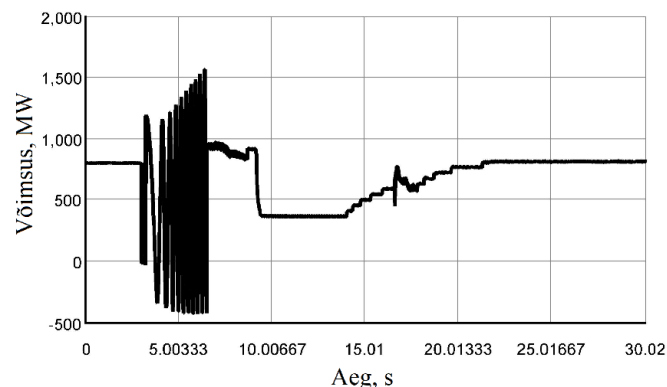
Relee rakendub küll kõikide katsete korral, kuid süsteem ei suuda mitte ühelgi korral taastuda. Mõõdupuuk võetud minimaalsest süsteemide eraldumise järgsest sagedusest 47 Hz on kõikide katsete sagedus madalam.



Joonis 3.18 Kolmanda algoritmi baasstsenaariumi pinge mõõtmiste graafik

Pinge graafikult 3.18 on näha, et pinge suudab lõpuks taastuda oma häiringueelsele tasemele. Samas lülitab relee süsteemide vahelise asünkroonkäigu välja nii hilja, et asünkroonkäigu ajal on pinge liiga madal ja peale süsteemide eraldamist on pinge liiga kõrge, kuid taastub siis suhteliselt lühikese aja jooksul.

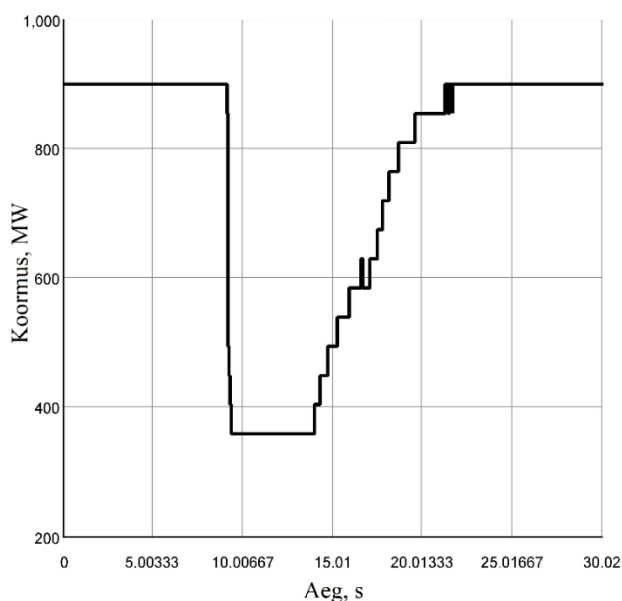
Sünkroongeneraatori väljundvõimsuse graafik on toodud joonisel 3.19.



Joonis 3.19 Baasstsenaariumi vaadeldava süsteemi sünkroongeneraatori võimsusgraafik

Jooniselt 3.19 on näha, et relee pika toimeaja tõttu on tekkinud vaadeldava süsteemi sünkroongeneraatoris mitmeid asünkroonkäike. Peale süsteemide eraldumist üksteisest taastub generaatori töö mõne aja möödudes, kuid selleks ajaks on arvukad asünkroonkäigud süsteemi parameetreid piisavalt rikkunud, et süsteemi taastumine pole meie katse ajal enam võimalik.

Kolmanda algoritmi koormuse välja lülitumine baasstsenaariumi korral on näha joonisel 3.20.



Joonis 3.20 Baasstsenaariumi koormuse väljalülitumise graafik

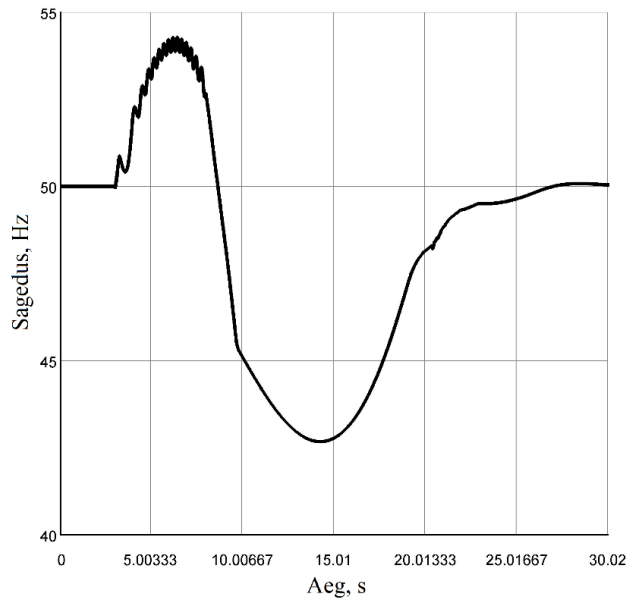
Katsete käigus lülitus kõikide katsete käigus välja kogu võimalik sageduse järgi koormuse juhtimise poolt rakendatav koormuse väljalülitumine. Sellegi poolest ei aidanud see süsteemi piisavalt, et süsteem suudaks taastuda peale kahe süsteemi üksteisest eraldamist.

Kolmanda algoritmi testimisel selles töös vaadeldavate stsenaariumide korral rakendus relee veel vaid teise stsenaariumi korral. Teises stsenaariumis tehti asünkroonkäigu tekitamiseks süsteemis 0,21 sekundi pikkune kolmefaasiline lühis. Teise stsenaariumi korral on vaadelavas süsteemis 800 MW sünkroongeneraator ja 200 MW tuulelektrijaam. Teise stsenaariumi katsete tulemused on ära toodud tabelis 3.7.

Tabel 3.7 Kolmanda algoritmi katsete tulemused teise stsenaariumi korral

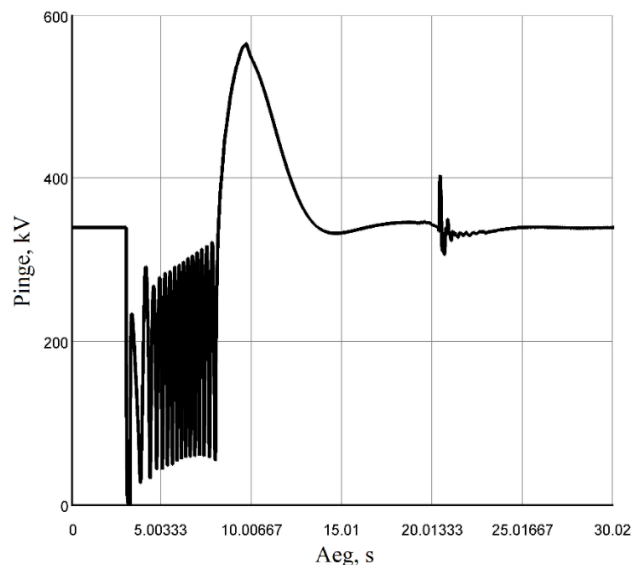
Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	800					
Tuulepargi võimsus, MW	200					
Lühise pikkus, s	0,21					
Relee tööaeg, s	5,029	5,428	4,806	4,974	5,103	5,068
Min. Sagedus, Hz	42,62	42,49	42,9	42,68	42,6	42,658
Väljalülitunud koormus, MW	540	540	540	540	540	540
Taastus või mitte	-	-	-	-	-	

Teise stsenaariumi korral oli relee keskmiseks tööajaks 5,07 s. Eelnevalt on teoorias välja toodud, et dünaamilise stabiilsuse tagamiseks on üheks peamiseks komponendiks kiire kaitseautomaatika olemasolu. Süsteemiautomaatika niivõrd pikk reageerimisaeg ei ole süsteemi stabiilsuse seisukohalt hea. Seda on võimalik näha nii tabelist, kui ka joonistelt.



Joonis 3.21 Teise stsenaariumi sageduse mõõtmiste graafik

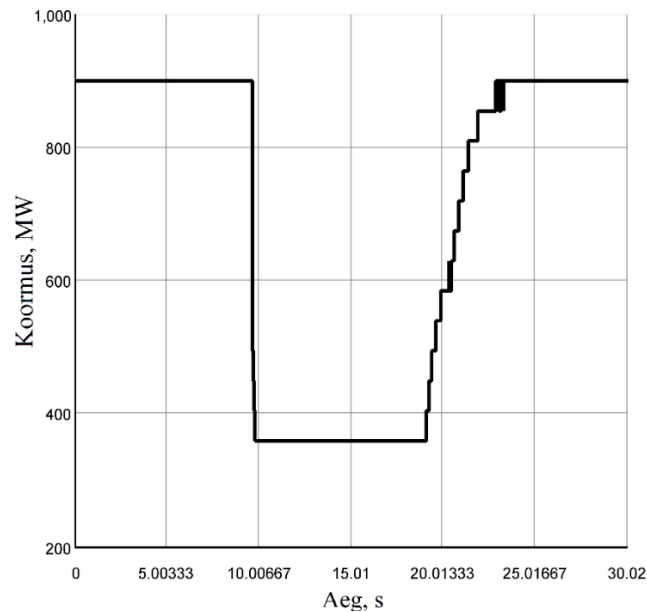
Minimaalne keskmine sagedus oli katsetes 42,66 Hz. Selline sagedus on alla mõõdupuuks võetud sagedust 47 Hz ja selle järgi saab öelda, et süsteem ei suutnud taastada stabiilset tööd peale häiringut. Sageduse graafik on näha joonisel 3.21.



Joonis 3.22 Teise stsenaariumi pinge mõõtmiste graafik.

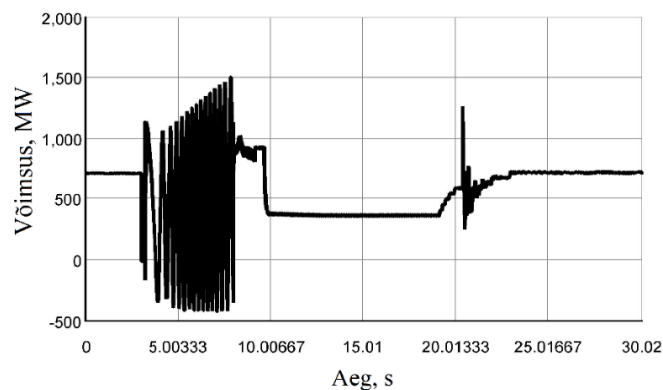
Pinge mõõtmiste graafik on sarnane eelmiste algoritmide stsenaariumide omadele, kus releel võttis kaua aega reageerimiseks ning jooniselt on näha, et tekkinud on jälle suurel arvel asünkroonkäike enne rele poolt süsteemide eraldamist. Pinge mõõtmiste graafik on näha joonisel 3.22.

Kuna sagedus langes kõikide katsete puhul madalamale, kui on sageduse järgi koormuse väljalülitamise viimase astme sätteväärtus, siis lülitus kõikide katsete puhul välja maksimaalne kogus tarbimist. Sageduse järgi koormuse väljalülitamise graafik on toodud joonisel 3.23.



Joonis 3.23 Teise stsenaariumi sageduse järgi koormuse väljalülitamise automaatika graafik

Lisaks on välja toodud ka vaadeldava süsteemi sünkroongeneraatori väljundvõimsuse graafik joonisel 3.24 ning ka sealt on näha, et generaator läbib mitmeid asünkroonkäike enne rele rakendumist. Samuti on näha, et peale süsteemide eraldamist üksteisest, suudab generaator taastada stabiilse töö.



Joonis 3.24 Teise stsenaariumi vaadeldava süsteemi sünkroongeneraatori väljundvõimsuse graafik

3.2.5 Muudetud sätetega esimese algoritmi testimine

Varasemalt peatükis 3.2.1 sai arvutatud esimesele ja teisele algoritmile sätteid. Kolmas algoritm teadupärast ei vajanud eraldi sätete arvutamist. Teisele algoritmile sätete arvutamine seisneb

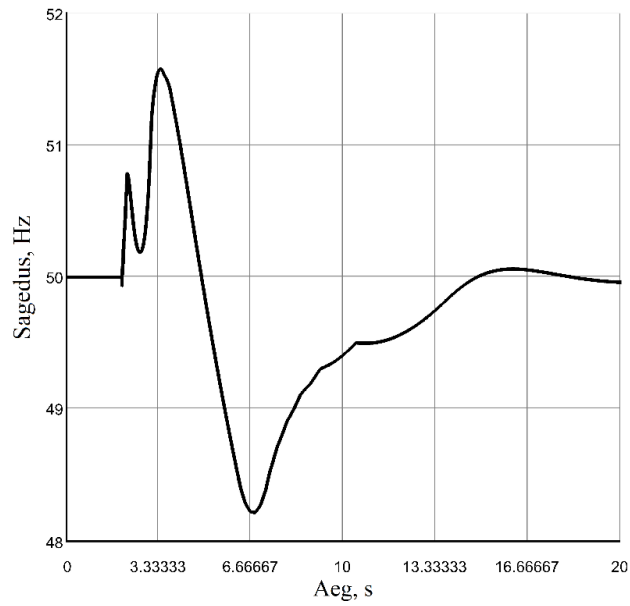
ainult distantskaitse sätete arvutamises, mis põhinevad liini takistusel. Esimese algoritmi jaoks tuli arvutada süsteemi takistused ja see oleneb süsteemi ühendatud seadmetest. Eelnevalt on arvutatud vaadeldava süsteemi takistuse sätteid tulenevalt süsteemi ühendatud generaatori takistusele. Seekord testime algoritmi juhul kui muuta reeles ära vaadeldava süsteemi takistuse märk. See tähendab, et generaatori takistus sisestatakse releesse koormusena ja testitakse kõiki stsenaariumeid uuesti.

Testimist alustatakse baasstsenaariumist, nii nagu seda on tehtud kõigi teiste algoritmide testimise puhul. Teistel testimistel on baasstsenaariumi korral tehtud süsteemis 0,20 sekundiline lühis, et tekiks asünkroonkäik. Selle katse puhul uute sätetega esimest algoritmi kasutav asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooni kasutav rele ei toiminud. Muudeti lühise pikkust 0,19 sekundi peale, mille tulemusel muudetud sätetega esimene algoritm tuvastas asünkroonkäigu. Katsete tulemused on toodud tabelis 3.8.

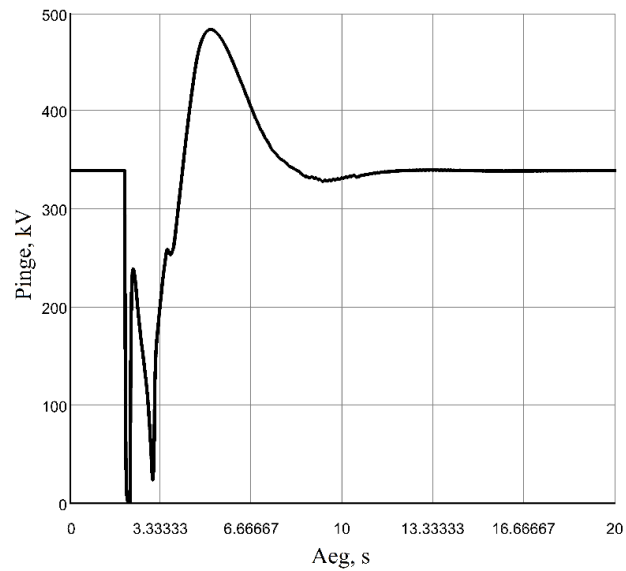
Tabel 3.8 Muudetud sätetega esimese algoritmi baasstsenaariumi tulemused

Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	900					
Tuulepargi võimsus, MW	100					
Lühise pikkus, s	0,19					
Relee tööaeg, s	1,086	1,152	1,114	1,076	1,057	1,0970
Min. Sagedus, Hz	48,24	48,24	48,3	48,21	48,27	48,252
Väljalülitunud koormus, MW	270	270	225	270	270	261
Taastus või mitte	+	+	+	+	+	
Tsoon, P/R	R	R	R	R	R	

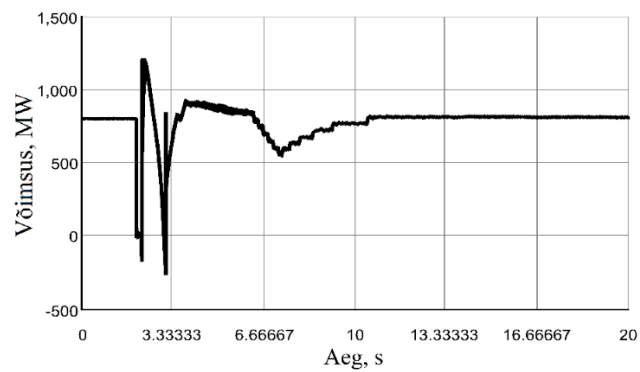
Eelnevalt on teada, et esimest algoritmi kasutaval asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooni kasutaval releel on olemas erinevad tsoonid. Relee võib rakenduda põhitsoonist või siis reservtsoonist. Selle jaoks on tabelis välja toodud eraldi rida, näitamaks millisest tsoonist releel rakendus. P märgib tabelis rakendumist põhitsoonist ja R tähendab rakendumist reservtsoonist. Välja tasub tuua, et esimest korda algoritmi testimisel arvutatud sätetega rakendus releel kõigil kordadel põhitsoonist. Muudetud sätetega baasstsenaariumi korral rakendus releel reservtsoonist. Võrreldes esimese testimisega, muutus releel tööaeg pikemaks, olles keskmiselt peaaegu 1,1 sekundit, ja keskmine minimaalne sageduse väärtus langes 48,25 Hz peale. Tulenevalt suuremast sageduse langusest toimis ka sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika ja katsete keskmiselt lülitati välja 261 MW tarbimist. Vaadeldav süsteem suutis kõigi katsete ajal taastada stabiilse töö peale süsteemide eraldamist üksteisest. Katsete sagedus, pinge, generaatori väljundvõimsuse ja koormuse välja lülitamise graafikud on näha joonistel 3.25, 3.26, 3.27 ja 3.28.



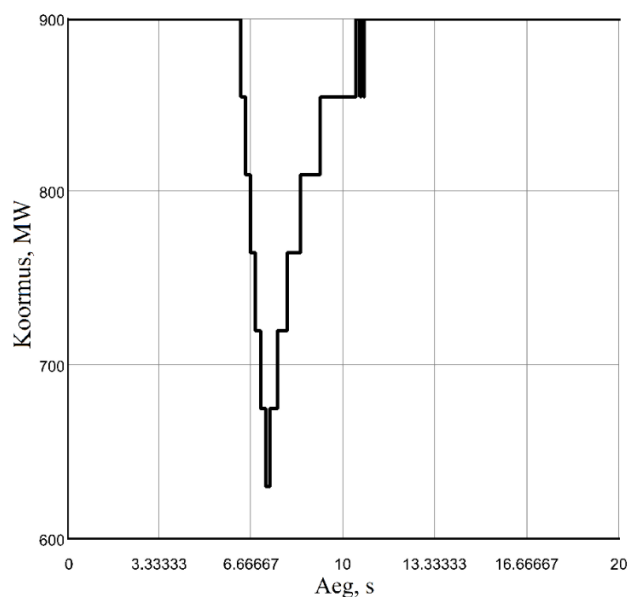
Joonis 3.25 Muudetud sätetega esimese algoritmi baasstsenaariumi sageduse graafik



Joonis 3.26 Muudetud sätetega esimese algoritmi baasstsenaariumi mõõdetud pinge väärtus



Joonis 3.27 Muudetud sätetega esimese algoritmi baasstsenaariumi koormuse väljalülitumise graafik



Joonis 3.28 Muudetud sätetega esimese algoritmi baasstsenaariumi koormuse väljalülitumise graafik

Võrreldes muutmata sätetega, muutusid kõik vaadeldavad parameetrid muudetud sätetega halvemaks ning rele töötas põhitsooni asemel reservtsoonist, kuid süsteem suutis taastada stabiilse töö 100% katsetest.

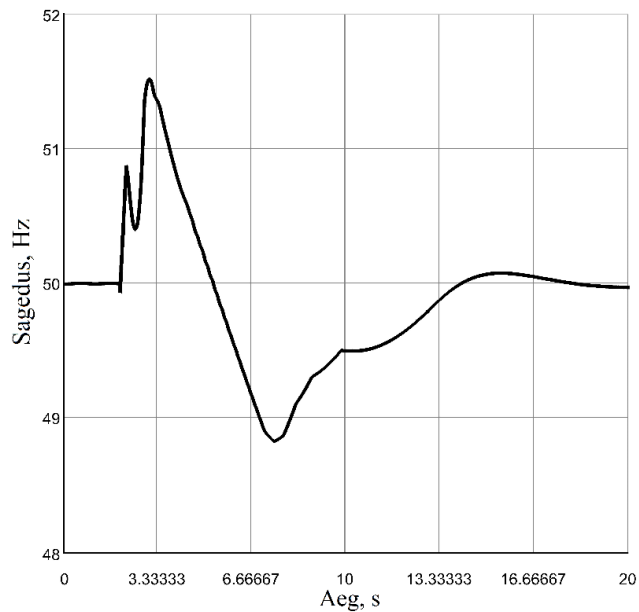
Teise stsenaariumi korral on vaadeldavasse süsteemi ühendatud 800 MW sünkroongeneraator ja 200 MW tuuleelektrijaam. Sarnaselt teiste algoritmide testimisega, siis tehti ka sellel stsenaariumil võimsusvõnkumise tekitamiseks süsteemis lühis pikkusega 0,21 sekundit. Teise stsenaariumi katsete tulemused on esitatud tabelis 3.9.

Tabel 3.9 Muudetud sätetega esimese algoritmi katsete tulemused teise stsenaariumi korral

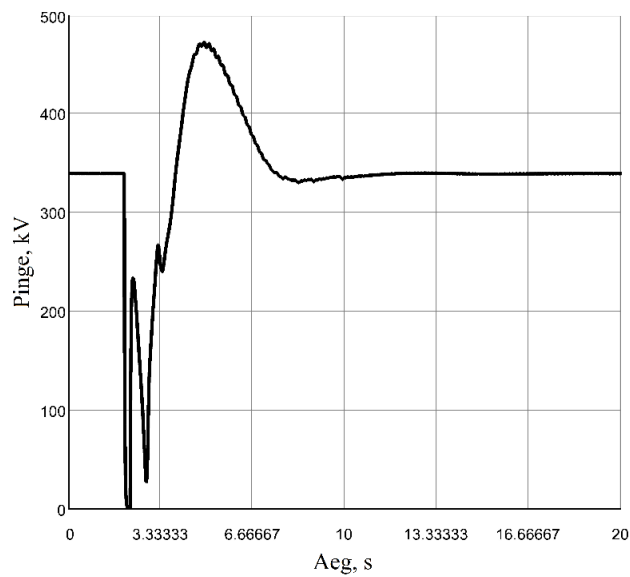
Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	800					
Tuulepargi võimsus, MW	200					
Lühise pikkus, s	0,21					
Relee tööaeg, s	0,864	0,8571	0,8603	0,873	0,8703	0,86494
Min. Sagedus, Hz	48,81	48,91	48,83	48,67	48,8	48,804
Väljalülitunud koormus, MW	135	135	135	180	135	144
Taastus või mitte	+	+	+	+	+	
Tsoon, P/R	R	R	R	R	R	

Võrreldes katse tulemusi esialgsete sätetega katsega, siis sarnaselt baasstsenaariumiga suurenes rele tööaeg ning langes minimaalne sagedus. Kui esialgsete sätetega oli keskmine rele tööaeg 0,59 s, siis muudetud sätetega oli see 0,86 s ning kui muutmata sätetega oli minimaalne sagedus peale häiringut 49,88 Hz, siis muudetud sätetega oli see 48,80 Hz. Sarnaselt baasstsenaariumiga rakendus rele igal katsel reservtsoonist. Sellegi poolest suutis vaadeldav süsteem taastada

stabiilse töö peale eraldamist kõigil tehtud katsetel. Sageduse mõõtmiste graafik on toodud joonisel 3.29.

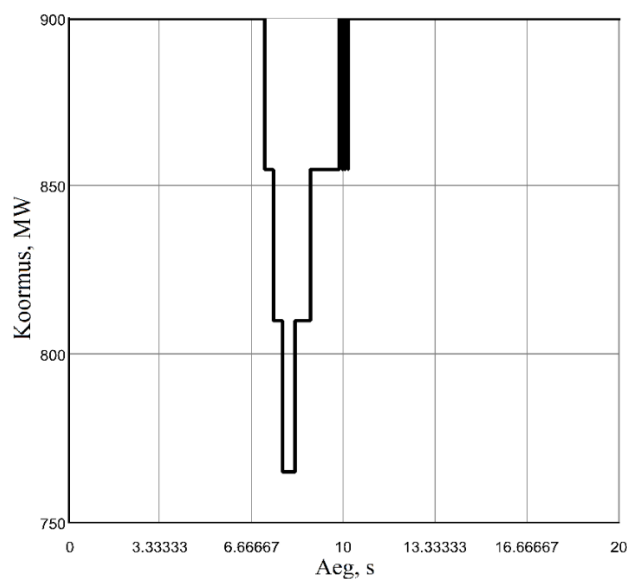


Joonis 3.29 Muudetud sätetega esimese algoritmi teise stsenaariumi sageduse graafik

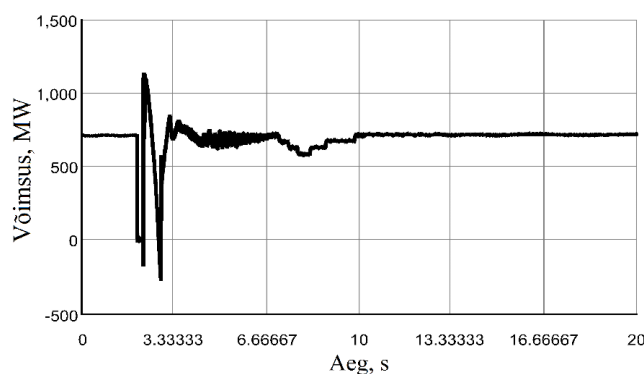


Joonis 3.30 Muudetud sätetega esimese algoritmi teise stsenaariumi pinge graafik

Esialgsete sätetega suutis vaadeldav süsteem taastada stabiilse töö ilma koormuse väljalülitamiseta. Muudetud sätetega lülitati keskmiselt välja 144 MW tarbijaid.



Joonis 3.31 Muudetud sätetega esimese algoritmi teise stsenaariumi koormuse väljalülitumise graafik



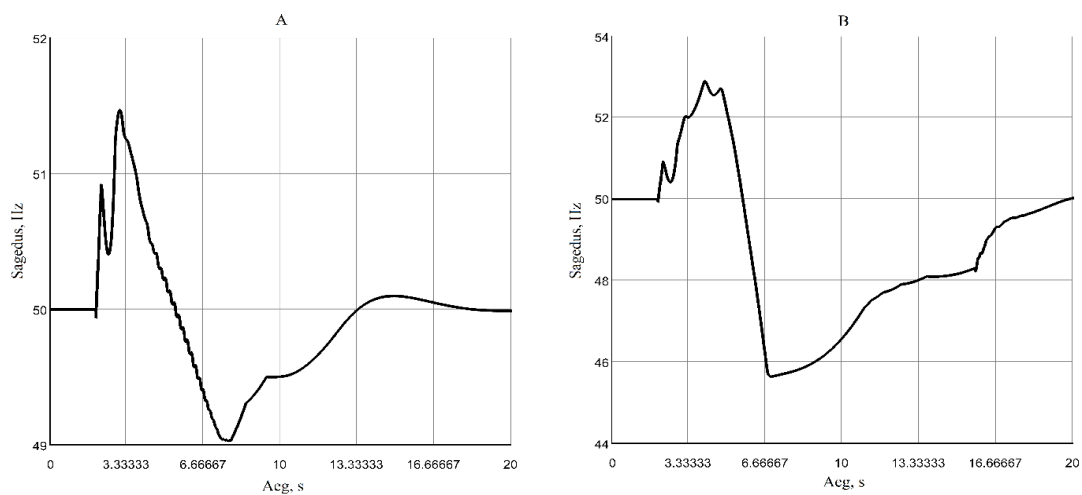
Joonis 3.32 Muudetud sätetega esimese algoritmi teise stsenaariumi sünkroongeneraatori väljundvõimsuse graafik

Kolmanda stsenaariumi korral oli vaadeldavasse süsteemi ühendatud 700 MW sünkroongeneraator ja 300 MW tuuleelektrijaam. Asünkroonkäigu tekitamiseks tehti lühis pikkusega 0,22 s. Muudetud sätetega esimese algoritmi kolmanda stsenaariumi katsete tulemused on toodud tabelis 3.10.

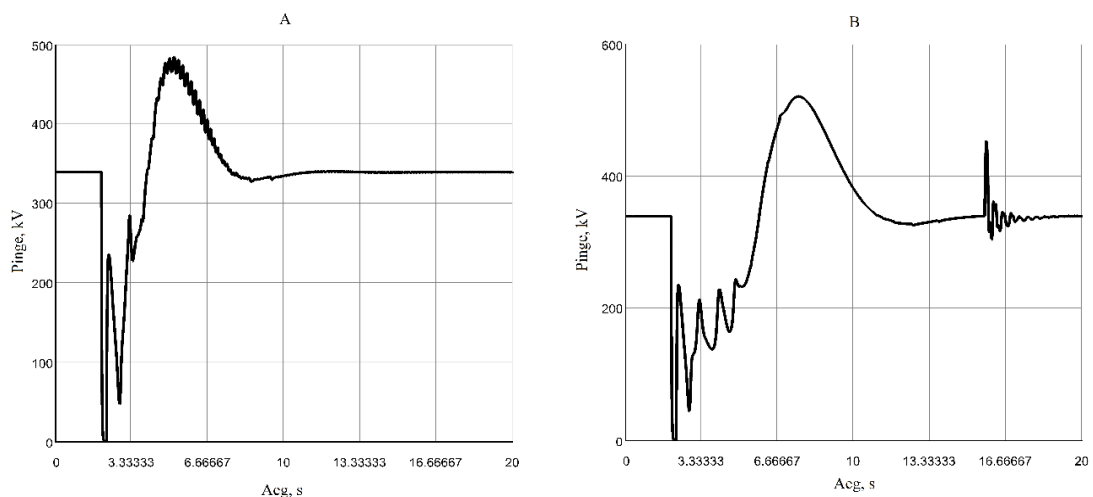
Tabel 3.10 Muudetud sätetega esimese algoritmi kolmanda stsenaariumi katsete tulemused

Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	700					
Tuulepargi võimsus, MW	300					
Lühise pikkus, s	0,22					
Relee tööaeg, s	0,8454	0,8953	0,8433	0,846	0,853	0,8566
Min. Sagedus, Hz	45,6	45,57	49,03	45,64	44,69	46,106
Väljalülitunud koormus, MW	540	540	90	540	540	450
Taastus või mitte	-	-	+	-	-	
Tsoon, P/R	R	R	R	R	R	

Võrreldes esialgsete sätetega olid tulemused mõnevõrra teistsugused, kui seda oli eelmise kahe stsenaariumi korral. Esialgsete sätetega ei suutnud süsteem taastuda mitte ühelgi korral. Muudetud sätetega taastus süsteem 20 % katsetest. Keskmise sageduse miinimum tõusis 42,67 Hz pealt 46,11 Hz peale. Eelnevalt oli relee keskmine tööaeg 3,88 s ja muudetud sätetega on see 0,86 s. Seega muudetud sätetega on kolmanda stsenaariumi korral relee tööaeg palju lühem, kui ta oli seda esialgsete sätete korral. Kõikidel katsetel rakendus relee reservtsoonist. Kõiki graafikuid selle stsenaariumi korral on 2 tükki. Jooniste A osad illustreerivad katset, kus vaadeldav süsteem taastus peale relee rakendumist, ning Jooniste B osa iseloomustab mitte taastunud katseid. Sageduse ja pinge graafikud on näha joonistel 3.33 ja 3.34.

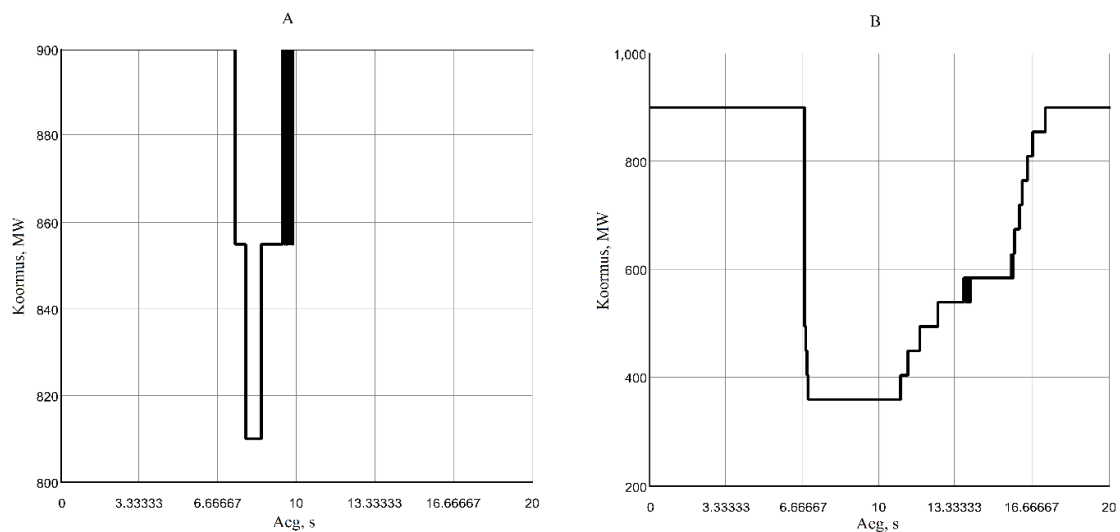


Joonis 3.33 Muudetud sätetega esimese algoritmi kolmanda stsenaariumi sagedus, A – süsteem taastus; B – süsteem ei taastunud

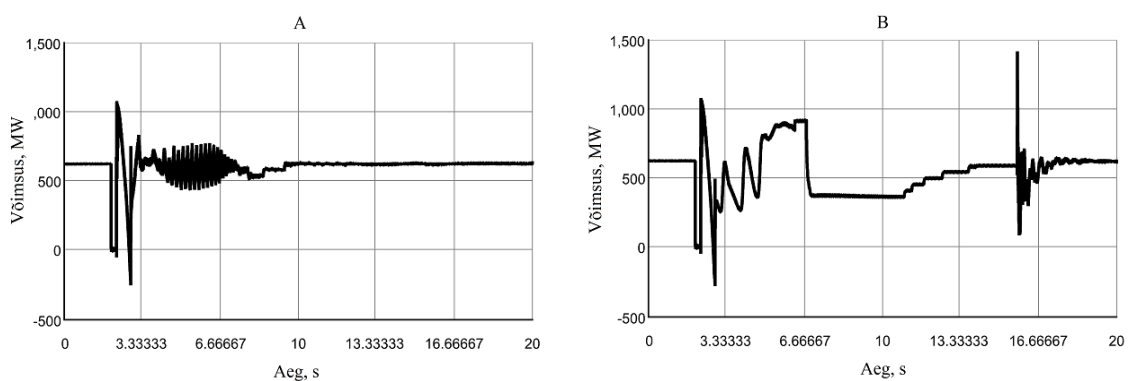


Joonis 3.34 Muudetud sätetega esimese algoritmi kolmanda stsenaariumi katse pingemõõtmised, A – süsteem taastus; B – süsteem ei taastunud

Sageduse graafikutelt on näha, et juhul kui süsteem taastus, on sageduse langus olnud aeglasem kui mitte taastuvate katsete korral. Pinge graafikutel on olukord vastupidi. Mitte taastuvate katsete korral jääb pinge madalaks ja tõuseb aeglasemalt, kui seda taastuva katse korral. Taastuva katse puhul on ka näha pinge võnkumist, mida mitte taastuvate katsete puhul ei esine. Koormuse väljalülitumise mõistes on vahe taastuva ja mitte taastuvate katsete vahel suur. Taastuva katse puhul lülitatus välja vaid 90 MW koormust, kui mitte taastumise korral lülitati välja 540 MW koormust. Lisaks sellele, lülitus välja ka tuuleelektrijaam, kuid süsteem ei suutnud sellegipoolest taastuda. Koormuste väljalülitumist on näha jooniselt 3.35.



Joonis 3.35 Muudetud sätetega esimese algoritmi kolmanda stsenaariumi katse koormuse väljalülitumine, A – süsteem taastus; B – süsteem ei taastunud



Joonis 3.36 Muudetud sätetega esimese algoritmi kolmanda stsenaariumi katse sünkroongeneraatori väljundvõimsus, A – süsteem taastus; B – süsteem ei taastunud

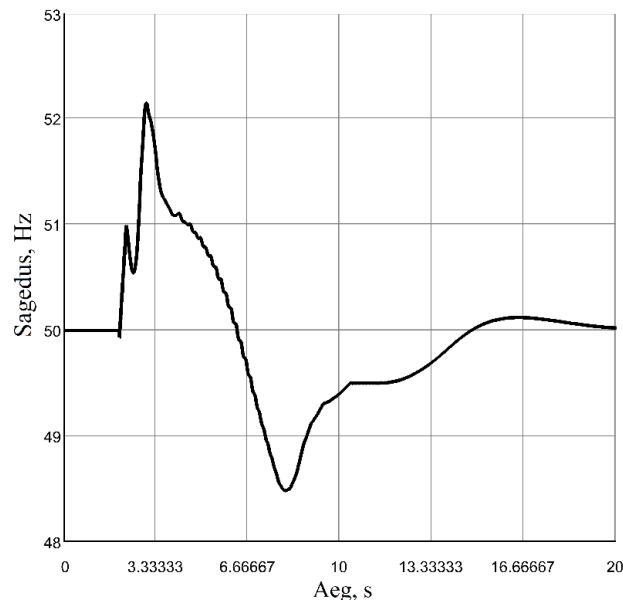
Sünkroongeneraatori väljundvõimsuse jooniselt 3.36 on näha, et mõlema graafiku esimene pool kuni süsteemide eraldamiseni on samasugune ning taastunud katse korral tõuseb generaatori

võimsus häiringu eelse võimsuse lähedale ja hakkab seal kiirelt võnkuma. Mitte taastuvate katsete korral ei tõusnud generaatori võimsus nii kiiresti ja hakkas suurema sagedusega võnkuma kuni koormuse väljalülitumiseni. Peale koormuse ja tuuleelektrijaama väljalülitumist generaator stabiliseerub, kuid selleks hetkeks on süsteemi sagedus langenud juba liiga madalale. Kuna generaatori võimsus ületab alles jäänud koormuse, siis süsteemi sagedus hakkab taas tõusma ja koormust hakatakse tagasi lülitama ja generaatori väljundvõimsus kasvab. Umbes 15 sekundil olev generaatori võnge tekib tuuleelektrijaama sisse lülitamise hetkel.

Neljanda stsenaariumi korral on süsteemi ühendatud 600 MW sünkroongeneraator ja 400 MW tuuleelektrijaam. Süsteemis tehakse asünkroonkäigu tekitamiseks 0,24 s kolmefaasiline lühis. Katsete tulemused on esitatud tabelis 3.11 ja sageduse mõõtmised on toodud joonisel 3.37.

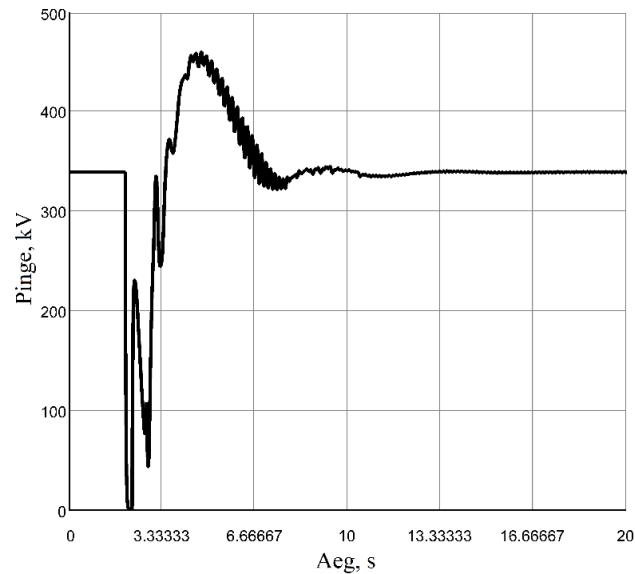
Tabel 3.11 Muudetud sätetega esimese algoritmi neljanda stsenaariumi katsete tulemused

Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	600					
Tuulepargi võimsus, MW	400					
Lühise pikkus, s	0,24					
Relee tööaeg, s	0,771	0,7708	0,7687	0,7784	0,7515	0,76808
Min. Sagedus, Hz	48,43	48,25	48,48	48,62	48,19	48,394
Väljalülitunud koormus, MW	180	225	180	180	225	198
Taastus või mitte	+	+	+	+	+	
Tsoon, P/R	R	R	R	R	R	

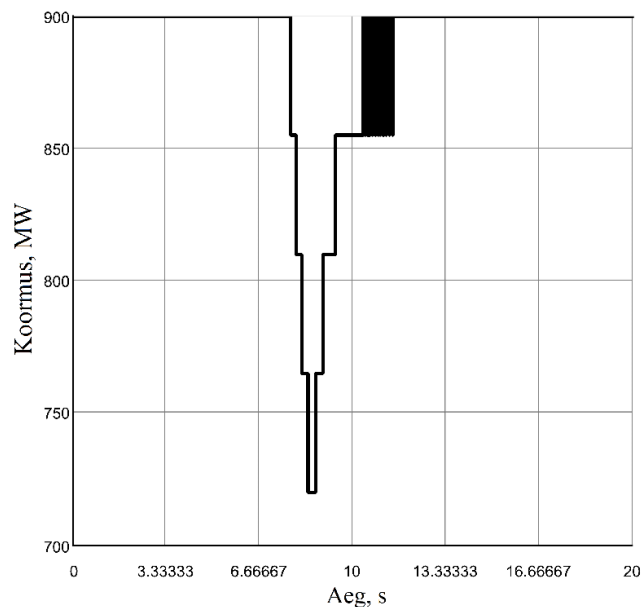


Joonis 3.37 Muudetud sätetega esimese algoritmi neljanda stsenaariumi katsete sagedus

Tasub märkida, et esialgsete sätetega esimest algoritmi kasutav releekaitse enam ei rakendunud. Muudetud sätetega rakendus relee 100% katsetest. Peale relee rakendumist ja kahe süsteemi omavahelist eraldamist, suutis vaadeldav süsteem taastada häiringu eelse seisundi kõikide katsete korral. Neljanda stsenaariumi korral rakendus esimest algoritmi kasutav asünkroonkäiku tuvastav seade kõikide katsete korral reservtsoonist. Keskmise relee tööaeg oli 0,77 sekundit, mis on kiiremini kui kolme eelneva katse korral. Keskmise minimaalne sagedus oli 48,39 Hz. Pinge mõõtmiste ja koormuse graafik on toodud joonistel 3.38 ja 3.39.

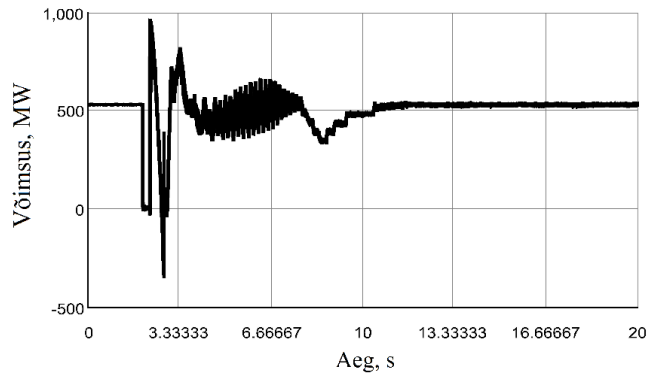


Joonis 3.38 Muudetud sätetega neljanda stsenaariumi pinge graafik



Joonis 3.39 Muudetud sätetega neljanda stsenaariumi koormuse väljalülitumise graafik

Nagu sageduse taastuminegi, siis taastub ka pinge suhteliselt stabiilselt. Samas on näha mõlema graafikult, et esineb teatud kiired muutused mõlema väärtustes. Eelnevate stsenaariumide korral seda täheldada ei ole olnud ning seega on sellega ilmselt seotud süsteemis suurendatud tuuleelektrijaamade võimsus. Eelnevate stsenaariumide korral on ka sünkroongeneraatoris esinev võnkumine, mida on näha joonisel 3.40, olnud väiksem kui antud stsenaariumi korral.



Joonis 3.40 Muudetud sätetega neljanda stsenaariumi sünkroongeneraatori väljundvõimsus

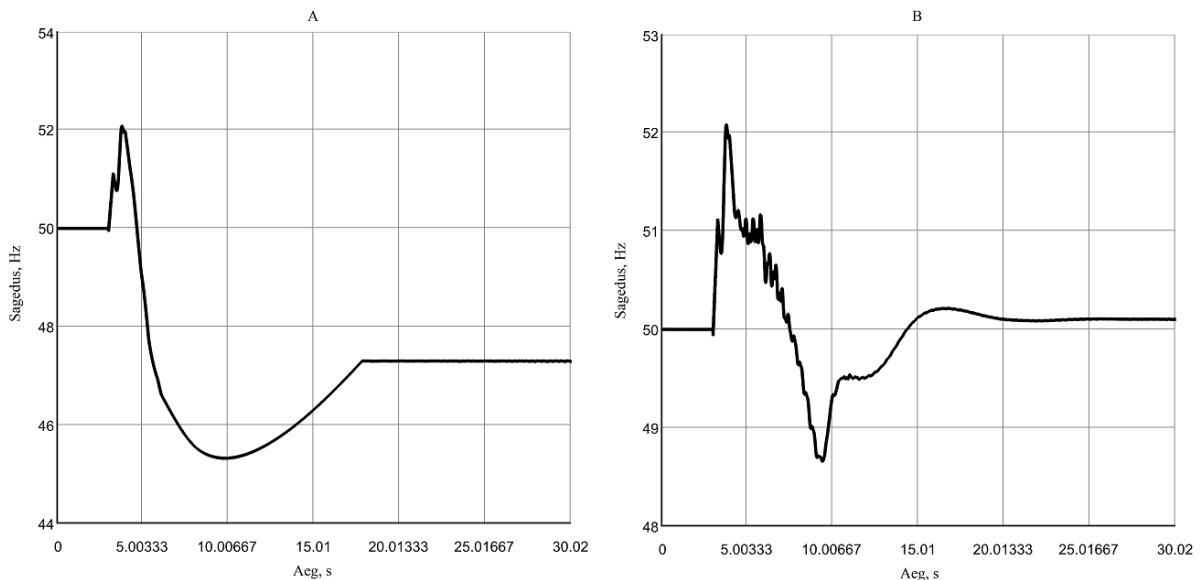
Kuuenda stsenaariumi korral on süsteemis 400 MW sünkroongeneraator ja 600 MW tuuleelektrijaam. Süsteemis tehakse asünkroonkäigu tekitamiseks 0,27 s lühis. Kuuenda stsenaariumi tulemused on toodud tabelis 3.12.

Tabel 3.12 Muudetud sätetega esimese algoritmi kuuenda stsenaariumi katsete tulemused

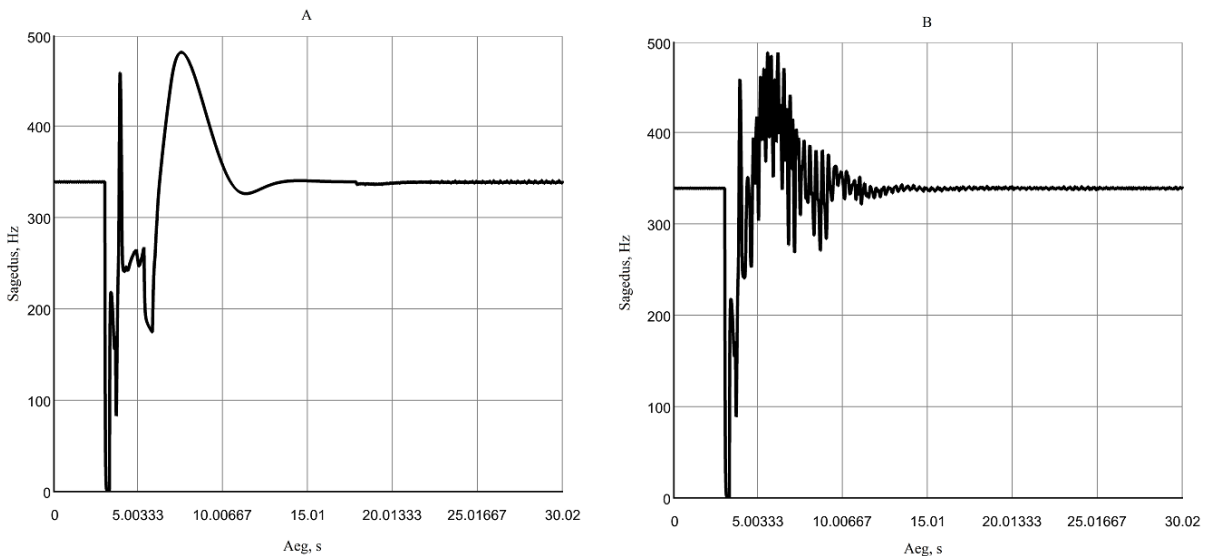
Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	400					
Tuulepargi võimsus, MW	600					
Lühise pikkus, s	0,27					
Relee tööaeg, s	0,6347	0,636	0,6334	0,6339	0,6368	0,63496
Min. Sagedus, Hz	45,46	48,3	40,49	45,32	48,68	45,65
Väljalülitunud koormus, MW	540	180	540	540	135	387
Taastus või mitte	-	+	-	-	+	
Tsoon, P/R	R	R	R	R	R	

Relee rakendus kõikidel katsetel, kuid süsteem taastus 40% katsetest. Keskmine minimaalne sagedus oli 45,65 Hz. Keskmine relee tööaeg oli 0,63 s, mis on kõige lühem rakendumise aeg seni testitud stsenaariumide korral muudetud sätetega esimese algoritmi testimisel. Sageduse ja pinge graafikutelt on täheldada samu tähelepanekuid, mis eelmiste stsenaariumide korral. Katsed, kus tuuleelektrijaam jäi sisse lülitatuks, muutub pinge ja sagedus süsteemis võnkuvaks. Jooniste A osas on kujutatud graafikuid, kui vaadeldav süsteem ei taastunud, ning B osas on näha graafikuid katsetest mis taastusid.

Joonisel 3.41 A on näha, et kui sagedus on langenud nii madalale, et tuulelektrijaam lülitub võrgust välja ja sünkroongeneraatori võimsus on enamvähem võrdne süsteemi minimaalse koormusega, siis sagedus ei suuda enam piisavalt taastuda ja antud katsel jäi sagedus pidama koormuse juhtimise viimase astme sätteväärtuse juurde. Koormus lülitus sisse ja välja ja kuna sünkroongeneraator ei suuda rohkem võimsust võrku edastada, siis pole süsteemi taastumine enam võimalik.

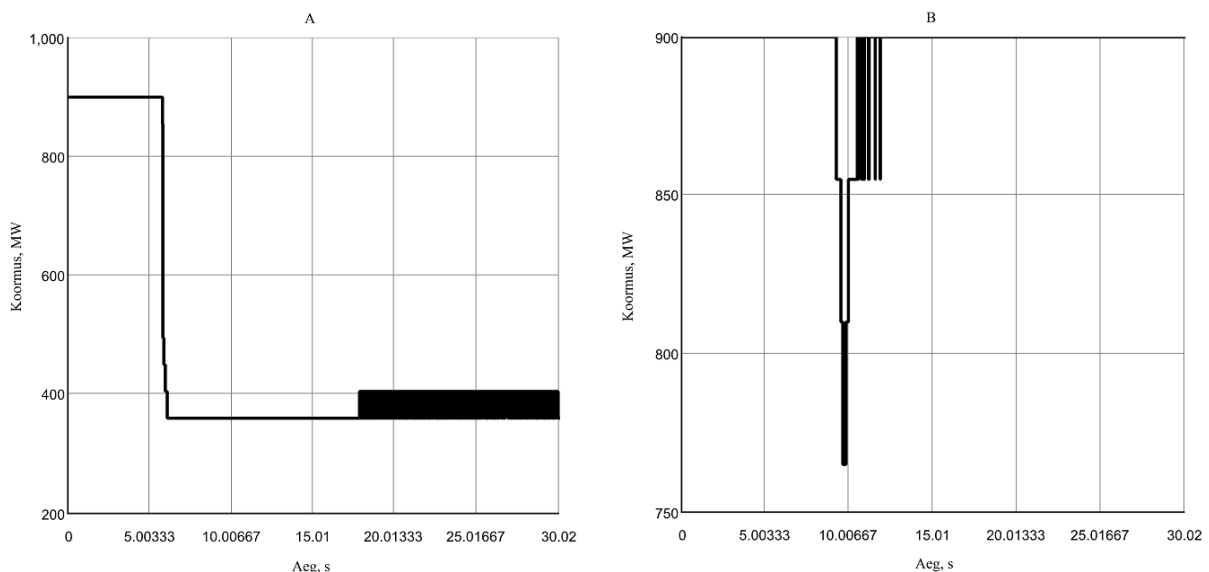


Joonis 3.41 Muudetud sätetega esimese algoritmi kuuenda stsenaariumi sageduse mõõtmised, A - süsteem ei taastunud; B – süsteem taastus



Joonis 3.42 Muudetud sätetega esimese algoritmi kuuenda stsenaariumi pinge mõõtmised, A - süsteem ei taastunud; B – süsteem taastus

Pinge ja sageduse joonistelt on näha, et süsteemi taastumisel esineb mõlemas taaskord võnkumine ning see on suurem kui seda on olnud eelnevate stsenaariumide korral. Eelnevate sünkroongeneraatorite joonistelt on näha, et selline võnkumine kasvab tuuleelektrijaama võimsuse suurendamisega süsteemis. Ilmselt on tegu ergutuse mõjul tekkinud pinge tõusule. Lühise hetkel muutub pinge lattendel nulliks ning sellele reageerib sünkroongeneraatori ergutus, mis üritab pinget tõsta. Peale lühise eemaldamist taastub pinge mingi väärtuseni, kuid mitte normaalväärtusele. Pinge ei taastu normaalväärtuseni, sest süsteemid töötavad vastas faasis ja sünkroongeneraatori ergutus hoitakse maksimumis. Peale süsteemide eraldumist tõuseb pinge järsult üle normaalväärtuse ja tuuleelektrijaama automaatika reageerib sellele võimsuse vähendamisega. Selle peale reageerib sünkroongeneraator ja tekitab ka tema väljundvõimsuses võnkumise. Selline võnkumine kestab kuni ergutus suudab taastada stabiilse normaalpinge. Sellised võnkumised kajastuvad ka sageduse graafikul. Tuuleelektrijaama juhtimissüsteem on seadistatud töötama sageduse 50 Hz juures ning selle puudumisel võivad tuuleelektrijaama juhtimise poolt tehtud võimsusarvutused olla valed ja mõjutada ka seeläbi tuulepargi tööd.



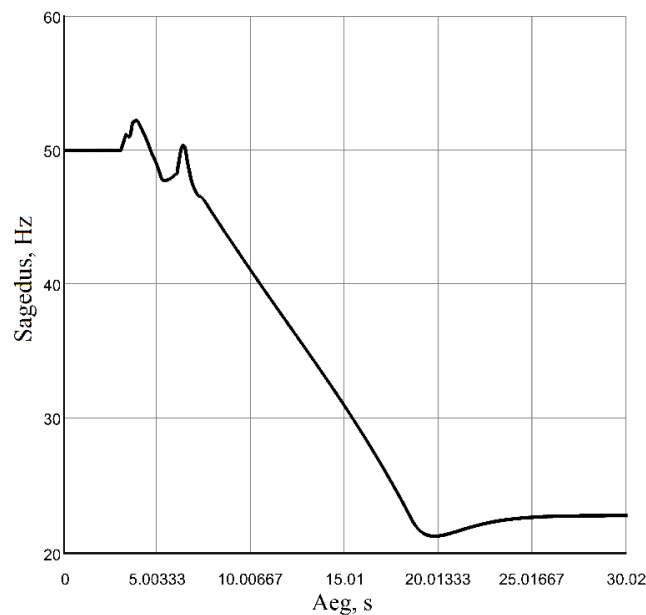
Joonis 3.43 Muudetud sätetega esimese algoritmi kuuenda stsenaariumi koormuse väljalülitumine, A - süsteem ei taastunud; B – süsteem taastus

Seitsmenda stsenaariumi korral on süsteemi ühendatud 300 MW sünkroongeneraator ja 700 MW tuuleelektrijaam. Asünkroonkäigu tekitamiseks teostatakse süsteemis kolmefaasiline lühis pikkusega 0,29 s. Seitsmenda stsenaariumi tulemused on toodud tabelis 3.13.

Tabel 3.13 Muudetud sätetega esimese algoritmi seitsmenda stsenaariumi katsete tulemused

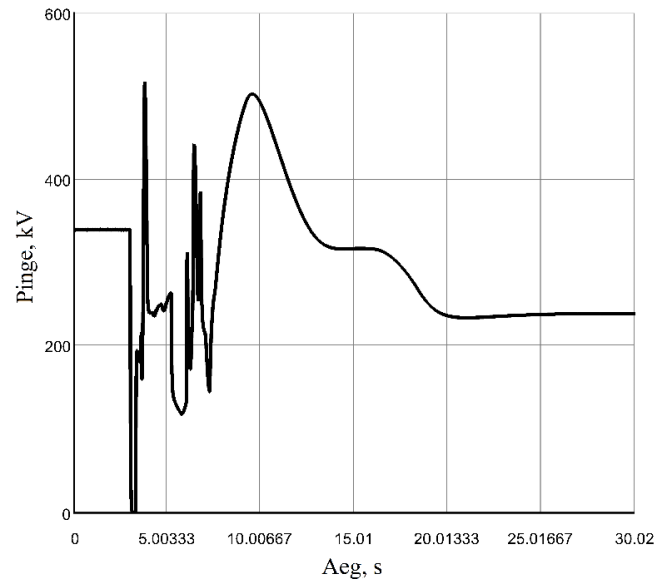
Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	300					
Tuulepargi võimsus, MW	700					
Lühise pikkus, s	0,29					
Relee tööaeg, s	0,5916	0,5861	0,6029	0,5917	0,6296	0,60038
Min. Sagedus, Hz	47,76	47,8	47,76	47,78	47,77	47,774
Väljalülitunud koormus, MW	360	360	360	360	360	360
Jäi või mitte	-	-	-	-	-	
Tsoon, P/R	R	R	R	R	R	

Keskmine relee tööaeg oli 0,60 s. Kõikide katsete korral suutis süsteem korraks taastuda, kuid sellele järgnes peatselt süsteemi kustumine. Tabelis olevad minimaalsed sagedused ja väljalülitunud koormus on võetud enne esialgset taastumist, kuid kuna hilisemalt süsteem siiski ei taastunud, on vaadeldava süsteemi taastumise tõenäosus tehtud katsete jooksul 0%. Sageduse mõõtmiste graafik on näha joonistel 3.44.



Joonis 3.44 Muudetud sätetega esimese algoritmi seitsmenda stsenaariumi sageduse mõõtmised

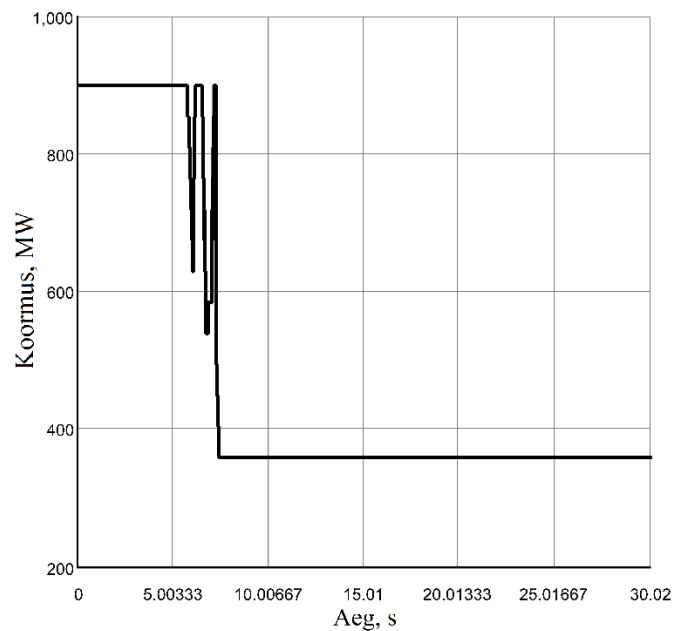
Sageduse graafikutelt on näha, et lühise aegne ja selle järgne olukord on sarnane eelmiste stsenaariumide korral nähtule. Peale lühisest tekkinud asünkroonkäigu teket ja relee rakendumisest süsteemide eraldumist suudab süsteem taastada lühiajaliselt normaalsageduse, millele järgneb sageduse langus ja süsteemi kustumine. Muudetud sätetega esimese algoritmi pinge mõõtmiste graafik on näha joonisel 3.45.



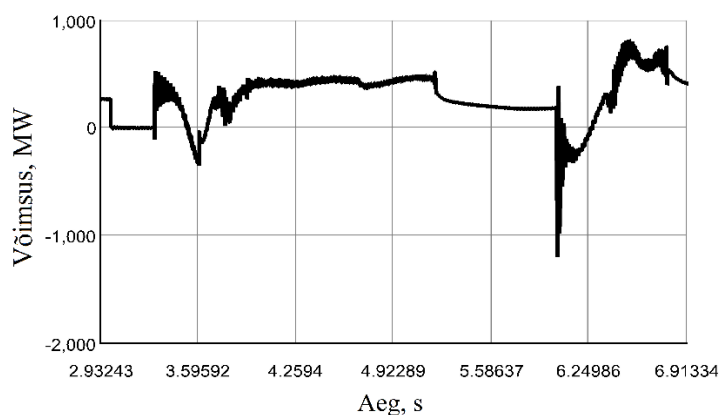
Joonis 3.45 Muudetud sätetega esimese algoritmi seitsmenda stsenaariumi pinge mõõtmised

Pingega on situatsioon samasugune, kus pinge hakkab taastuma, kuid stabiliseerub lõpuks allpool esialgset lattide pinget.

Pärast esimest sageduse langust, lülitati välja 360 MW ning pärast teist sageduse langust lülitati välja kogu võimalik koormus 540 MW. Koormuse väljalülitumine on näha joonisel 3.46.



Joonis 3.46 Muudetud sätetega esimese algoritmi seitsmenda stsenaariumi koormuse väljalülitumine



Joonis 3.47 Muudetud sätetega seitsmenda stsenaariumi sünkroongeneraatori väljundvõimsus

Sünkroongeneraatori väljundvõimsuse jooniselt on näha, et samal hetkel kui süsteem torraks taastus, suutis ka sünkroongeneraator stabiliseerida oma väljundvõimsuse seadeväärtuse 300 MW lähedale. Peale seda muutus masin korraks mootoriks, süsteemis langes pinge ning sagedus ja toimus süsteemi kustumine.

Kaheksandas stsenaariumis on süsteemi ühendatud 200 MW sünkroongeneraator ja 800 MW tuulelektrijaam. Asünkroonkäigu tekitamiseks tehakse süsteemis kolmefaasiline lühis pikkusega 0,3 s. Relee rakendus 100% katsetest ja keskmine relee tööaeg oli 0,68 s. Relee rakendus kõigi katsete korral reservtsoonist. Katsete tulemused on toodud tabelis 3.14.

Tabel 3.14 Muudetud sätetega esimese algoritmi kaheksanda stsenaariumi katsete tulemused

Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	200					
Tuulepargi võimsus, MW	800					
Lühise pikkus, s	0,30					
Relee tööaeg, s	0,9765	0,6062	0,5969	0,6032	0,6044	0,67744
Min. Sagedus, Hz	45,59	45,6	42,34	47,84	48,05	45,884
Väljalülitatud koormus, MW	540	540	540	315	315	450
Taastus või mitte	-	-	-	-	-	
Tsoon, P/R	R	R	R	R	R	

Sarnaselt eelmisele stsenaariumile, suutis süsteem ka seekord lühiajaliselt taastuda ning sellele järgnes peatselt süsteemi kustumine. Tabelis esitatud minimaalne sagedus on toodud esimese sageduse languse kohta, nagu ka süsteemist välja lülitatud koormus. Keskmine minimaalne sagedus oli katsetes 45,88 Hz ja keskmine väljalülitatud koormus 450 MW.

Viimase stsenaariumi korral oli süsteemi ühendatud 100 MW sünkroongeneraator ja 900 MW tuulelektrijaam. Asünkroonkäigu tekitamiseks tehti süsteemis kolmefaasiline lühis pikkusega 0,32 s. Katsete tulemused on tabelis 3.15.

Tabel 3.15 Muudetud sätetega esimese algoritmi üheksanda stsenaariumi katsete tulemused

Katse nr.	1	2	3	4	5	Keskmine
Generaatori võimsus, MW	100					
Tuulepargi võimsus, MW	900					
Lühise pikkus, s	0,32					
Relee tööaeg, s	0,7698	0,8102	0,7896	0,7803	0,7928	0,78854
Min. Sagedus, Hz	47.91	47.89	47,84	47,82	47,89	47,855
Väljalülitunud koormus, MW	270	270	360	315	315	330
Taastus või mitte	-	-	-	-	-	
Tsoon, P/R	P	P	P	P	P	

Relee rakendus kõikide katsete korral, keskmise tööajaga 0,79 s. Kõikide eelnevate stsenaariumide korral on relee rakendunud reservtsoonist, kuid selle katse korral rakendus relee põhitsoonist. Süsteem ei suutnud taastuda mitte ühegi katse korral, sest peale esimest sageduse stabiliseerumist hakkas sagedus uuesti langema ja enam 50 Hz peale tagasi ei tulnud. Esialgse sageduse languse ajal lülitas sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika keskmiselt välja 330 MW koormust.

Viimaste stsenaariumide kohta graafikuid ei esitata, sest üldine parameetrite käitumine on sarnane seitsmendale stsenaariumile. Katsete eesmärgiks oli uurida erinevate algoritmide tööd eelnevalt tutvustatud stsenaariumide korral ning seda on nende katsete käigus ka tehtud.

3.3 Katsete tulemuste analüüs

Erinevate asünkroonkäigu tuvastamise funktsioonide võrdlemiseks sai kõiki algoritme testitud erinevate võimsusparameetrite juures. Kõigi kolme algoritmi puhul teostati samasugused katsed, et leida nende rakendumise erinevused erinevate süsteemi võimsusallikate osakaalude juures.

Kõikide algoritmide testimiseks, katsetati nende tööd üheksa erineva stsenaariumi korral. Stsenaariumid erinesid üksteisest süsteemi ühendatud sünkroongeneraatori- ja tuuleelektrijaama võimsuse poolest. Samuti sai eelnevalt katsetamise teel leitud minimaalne lühise pikkus iga stsenaariumi korral, pärast mida tekib süsteemide vahel asünkroonkäik. Kõikide algoritmidega testimiseks tehti iga stsenaariumiga läbi 5 katset. Lisaks katsetati esimest algoritmi muudetud sätetega. Katsete puhul vaadeldi peamiselt nende rakendumise protsenti tehtud katsetest ning aega, mis kulus kaitsel rakendumiseks. Algoritmidele tehtud katsete rakendumiste koondtulemused on välja toodud tabelis 3.16.

Tabel 3.16 Asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooniga releede katsete tulemused

Stsenaarium	Esimene algoritm			Teine algoritm		Kolmas algoritm		Esimene algoritm*		
	Rakendumise %	Rakendumise aeg, s	Tsoon, P/R	Rakendumise %	Rakendumise aeg, s	Rakendumise %	Rakendumise aeg, s	Rakendumise %	Rakendumise aeg, s	Tsoon, P/R
1	100	0,51	P	100	1,942	100	3,642	100	1,097	R
2	100	0,592	P	100	2,547	100	5,068	100	0,865	R
3	100	3,882	P	100	2,981			100	0,857	R
4				100	3,254			100	0,768	R
5				100	3,517			100	0,676	R
6				80	3,296			100	0,635	R
7								100	0,6	R
8								100	0,677	R
9								100	0,789	P

* - Algoritmi sätted on muudetud

Tabelit vaadates on näha, et releed töötasid stsenaariumide mõistes suhteliselt erinevalt. Diagonaalis tõmmatud joon tähendab, et nende stsenaariumide korral relee ei rakendunud. Esimene algoritm rakendus 3/9 kordadest, kuid kolmanda stsenaariumi korral muutus esimese algoritmi tööaeg võrreldes eelmiste stsenaariumide katsega tunduvalt pikemaks. Üldiselt on kõikide algoritmide tulemused paremad, mida lähemal on võrgu olukord baasstsenaariumile. Antud loogika ei kehti muudetud sätetega esimese algoritmi korral.

Teine algoritm rakendus kuue erineva stsenaariumi korral ning relee rakendus kõikidel katsetel peale kuuenda stsenaariumi ühe katse. Relee tööaja suhtes on näha, et praktiliselt iga järgneva stsenaariumiga suureneb ka kaitse tööaeg.

Kolmas algoritm tuvastas asünkroonkäiku liini mõlema otsa pinge mõõtmise tulemusel. Meie mudeli ja katsete stsenaariumide korral olid selle algoritmi tulemused testimisel väga kesised. Kaitse rakendus ainult kahe esimese stsenaariumi korral ning nendegi stsenaariumide korral läks releel aega vastavalt 3,642 ja 5,068 sekundit. Peatükis 2 on kirjutatud, et süsteemi dünaamilise stabiilsuse tagamiseks on üheks peamiseks komponendiks kaitseautomaatika rakendamise kiirus.

Neljandad katsed tehti läbi muudetud sätetega esimest algoritmi kasutava seadmega. Esimese kahe stsenaariumi tulemused esialgsete- ja muudetud sätetega oli esialgsete sätetega tehtud katsetel relee tööaeg lühem. Alates kolmandast stsenaariumist pöördus olukord aga vastupidiseks ning muudetud sätetega esimest algoritmi kasutav relee rakendus iga stsenaariumi korral. Kui eelnevalt toimis relee koguaeg põhitsoonist, siis 9 stsenaariumi korral rakendus relee igal katsel põhitsoonist.

Katsete tulemusi mõjutab kindlasti ka eelnevalt koostatud mudel. Katsete tegemiseks kasutatakse lihtsustatud mudelit, mis ei vasta reaalsele võrgule. Teoorias oleme küll kindlaks teinud, et teatud tulemusi saab üle kanda ka keerulistesse süsteemidesse, kuid siiski on olemas tõenäosus, et mingil määral on katsete tulemused mõjutatud eelnevalt tehtud lihtsustustest. Hetkel tehtud lihtsustatud mudeliga tehtud katsete puhul olid parimad tulemused pinge nurga järgi asünkroonkäigu tuvastamise meetodil. Seda muidugi juhul, kus tuleb leida optimaalsed sätted seda algoritmi kasutavale seadmele. Esialgsete sätetega olid ka tema tulemused suhteliselt halvad. Esimese algoritmi paremaks hindamiseks võiks veel muuta sätteid ja testida nende mõju kaitse tööle erinevates võrguolukordades, kuid hetkel piirduvad katsed tulemuste arvutamisel sama algoritmi kahtede erinevate sätete tulemustest.

Teise algoritmi asünkroonkäigu tuvastamise funktsioon põhines distantskaitsel ning näivtakistuse arvutamisel, siis seal sätetega mängida ei saanud. Asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooni sätted määratakse kaudselt distantskaitsse erinevate tsoonide arvutustega.

Kolmanda algoritmi jaoks ei olnud vaja arvutada sätteid ning seetõttu ei saanud ka katsetes kehvi tulemusi saanud kolmandat algoritmi kuidagi aidata. Seda tüüpi algoritmi puhul võibki rohkem rolli mängida võrgu konfiguratsioon, kuhu ta ühendatud on ning vajaks tulevikus lisa katsetusi erinevate võrgu konfiguratsioonidega.

Katsete ajal vaadeldi ka süsteemi taastumist ja püsima jäämist. Selleski valdkonnaski on tehtud palju lihtsustusi ja üldistusi ning paremate ja täpsemate tulemuste saamiseks tuleks koostada täiendatud testimise mudel, mis sobiks paremini süsteemi stabiilsuse hindamiseks. Paremate tulemuste saamiseks tuleks kindlasti paremaks muuta sageduse järgi koormuse väljalülitamise automaatikat ning süsteemi erinevate komponentide reguleerimisautomaatikaid. Katsetamisel kasutatavas mudelis oli meil reguleerivaks üksuseks vaid sünkroongeneraator ning tuuleelektrijaam edastas võrku ainult võimsust mis oli ennem seadeväärtusega määratud. Tuuleelektrijaam ei olnud otseselt seotud ei sageduse ega pinge hoidmisega. Tuuleelektrijaam proovis hoida oma seadeväärtust, kuid pinge muutused tekitasid tema väljundvõimsuse arvutamistes teatavaid muutuseid ning tuuleelektrijaama väljundvõimsus näis võnkuvat. Tuuleelektrijaama täpsust mõjutas ka see, et see on mõeldud opereerima 50 Hz juures. Suured kõrvalekalded sellest väärtusest võib põhjustada erinevaid vigu ja arusaamatusi tuuleelektrijaama automaatikas ning seeläbi tekitada tuuleelektrijaama väära töö.

Kokkuvõte

Magistritöö eesmärgiks oli uurida ja võrrelda erinevatel algoritmidel põhinevate asünkroonkäigu tuvastamise funktsioonide toimimist reaalse seadmetega muutuvate tootmisallikate korral.

Lõputöö esimeses, ehk teoreetilises osas, tutvustati lühidalt elektrisüsteemi ja selle erinevaid komponente. Võimsusvõnkumiste ja asünkroonkäigu tekkimise ning selle mõjust paremaks arusaamiseks tehti seejärel ülevaade elektrisüsteemi stabiilsusest. Esialgu vaadeldi elektrisüsteemi stabiilsust lihtsas elektrisüsteemis ning selle tulemused sai edasi kanda keerukate süsteemide stabiilsuse hindamiseks. Elektrisüsteemi stabiilsuse osas tehti ülevaade elektrisüsteemi staatilise stabiilsuse kohta, mis on elektrisüsteemi võime säilitada sünkroonne töö peale väikeseid häiringuid ning süsteemi dünaamilise stabiilsuse kohta, ehk elektrisüsteemi võime taastada lähteseisundile võimalikult lähedane seisund peale suuri häiringuid. Lisaks tehti ülevaade tuuleelektrijaamade erinevate tuulikutüüpide mõjust elektrisüsteemi stabiilsusele.

Peale elektrisüsteemi stabiilsusest ülevaate andmist vaadeldi järgnevalt asünkroonkäigu nähtuse olemust. Teoorias toodi välja erinevate asünkroonkäigu tuvastamise funktsioonide meetodid ja autor andis ülevaate nende meetodite toimimisest. Lõputöös analüüsitavate seadmete algoritmidest, nende toimimise põhimõtetest ning vajalikest sätetest tehti põhjalikum ülevaade nende seadmete seadistamiseks lõputöö praktilises osas.

Lõputöö praktiliseks osaks ja seadmete testimiseks tuli välja töötada mudel ning erinevad stsenaariumid, mille järgi oli võimalik erinevaid algoritme ning nende tulemusi hiljem võrrelda. Mudel tuli koostada RTDS-is seadmete testimiseks ja mudeliks sai valitud kirjanduses [3] kirjeldatud kahe masinaga süsteem. Mudelit täiustati katseteks sobilikumaks, lisades sinna tuuleelektrijaama ja sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika.

Katseteks kasutatavad stsenaariumid koostati, et uurida testitavate seadmete tööd muutuvate tootmisallikate võimsuste korral. Baasstsenaariumiks võeti stsenaarium, kus oli kõige suurem osakaal sünkroongeneraatoritel ja tuuleelektrijaama osakaal kõige väiksem. Selline stsenaarium iseloomustab võrguolukorda, kus näiteks tuule olud on kehvad ja tuuleelektrijaamad töötavad sellel ajal väikese võimsusega. Kõigi järgnevate stsenaariumide korral vähendati sünkroongeneraatorite ja tõsteti tuuleelektrijaama võimsust. Viimane stsenaarium kirjeldas võrguolukorda, kus soodsate tuuleolude korral on tuuleelektrijaamade võrku edastatav võimsus suurim ja sünkroongeneraatorite osakaal võrgus minimaalne.

Magistritöö kolmandas peatükis testiti kolme erinevat asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooniga seadet. Esimest ja kolmandat algoritmi kasutatavate seadmete testimiseks arvutati seadmetele vajaminevad sätted, mis saadi eelnevalt testitavate seadmete juhendeid uurides. Kolmandat algoritmi kasutavale seadmele täiendavaid sätteid arvutada polnud vaja. Sätted arvutati lähtudes võrgu olukorrast baasstsenaariumi korral. Kõik seadmed kasutasid asünkroonkäigu tuvastamiseks erinevat meetodikat ning vaadeldi, kuidas elektrisüsteemi muutuvad tootmisvõimsused mõjutavad nende seadmete asünkroonkäigu tuvastamise võimekust.

Tulenevalt sellest, et sätted on arvutatud baasstsenaariumist lähtuvalt, siis alustati seadmete testimist baasstsenaariumist. Baasstsenaariumi korral oli elektrisüsteemi ühendatud 900 MW sünkroongeneraator, mis töötab 90% nimivõimsuse juures ja 100 MW tuuleelektrijaam. Süsteemi oli ka lisatud 900 MW koormus. Koormuse vähendamise automaatika poolt maksimaalne koormuse vähendamine oli 60% kogu tarbimisest, ehk 540 MW. Koormuse vähendamise automaatikal oli 12 astet, tehes iga astme suuruseks 45 MW. Iga järgneva stsenaariumi korral vähendati sünkroongeneraatorite võimsust ja tõsteti tuuleelektrijaamade võimsust 100 MW võrra.

Esimest algoritmi kasutatav relee rakendus kolme esimese stsenaariumi korral. Asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooni rakendumine on esimese algoritmi korral võimalik nii põhitsoonist, kui ka reservtsoonist. Kolme esimese stsenaariumi korral rakendus relee kõikidel katsetel ning relee rakendus põhitsoonist. Esimese stsenaariumi korral oli keskmiseks rakendumise ajaks 510 ms. Teise stsenaariumi korral oli keskmiseks rakendumise ajaks 592 ms ning viimase katse korral, kus relee rakendus, oli keskmiseks rakendumise ajaks 3882 ms. Järgmiste stsenaariumide korral relee enam ei rakendunud.

Teist algoritmi kasutatav seade rakendus kuue stsenaariumi korral. Relee rakendus 100% katsetest esimese 5 stsenaariumi korral ja 80% katsetest kuuenda stsenaariumi korral. Esimese stsenaariumi keskmine rakendumise aeg oli 1942 ms ja viimase stsenaariumi korral oli rakendumise keskmine aeg 3296 ms. Teine algoritm kasutas asünkroonkäigu tuvastamiseks takistuste mõõtmisi ja takistuste mõõtmiste joonised näitasid, et mida rohkem tuuleelektrijaamu on süsteemi ühendatud, seda rohkem asünkroonkäike süsteem läbib, enne kui relee süsteemid omavahel eraldab. Viimase kolme stsenaariumi korral teist algoritmi kasutatav asünkroonkäigu tuvastamise seade enam ei rakendunud.

Kolmandat algoritmi kasutatav seade rakendus vaid kahe esimese stsenaariumi korral. Mõlema stsenaariumi korral rakendus relee 100% katsetest ning rakendumise ajad olid vastavalt 3642 ms ja 5068 ms. Järgneva seitsme stsenaariumi korral kolmandat algoritmi kasutatav asünkroonkäigu tuvastamise seade enam ei rakendunud.

Viimasena testiti uuesti esimest algoritmi kasutatavat relee, kuid sellel korral muudeti relee sätteid. Relee rakendus kõikide stsenaariumide korral 100% katsetest. Esimese stsenaariumi korral oli keskmiseks rakendumise ajaks 1097 ms ning keskmine rakendumise aeg vähenes kuni seitsmenda stsenaariumini, kus relee keskmiseks rakendumise ajaks oli 600 ms. Viimase kahe stsenaariumi keskmine rakendumise aeg oli vastavalt 677 ms ja 789 ms. Kõikide stsenaariumide, välja arvatud viimase stsenaariumi korral, rakendus relee reservtsoonist.

Võrreldes erinevate algoritmide tööd, lähtudes releede rakendumise ajast, oli esimese kahe stsenaariumi korral parim esialgsete sätetega esimene algoritm. Ülejäänud stsenaariumide korral oli parim muudetud sätetega esimene algoritm. Kõige töökindlam erinevates võrgu olukordades oli muudetud sätetega esimene algoritm. Muudetud sätetega esimene algoritm rakendus kõigi stsenaariumide korral, teine algoritm rakendus 6 stsenaariumi korral, esialgsete sätetega esimene algoritm rakendus kolme stsenaariumi korral ja kolmas algoritm rakendus kahe stsenaariumi korral.

Magistritöös koostatud katsetest järeldub testitud kolme algoritmi kohta järgnev:

- Baasstsenaariumi lähedastel olukordadel olid parimad katsete tulemused arvutatud sätetega esimest algoritmi kasutataval seadmel;
- Vähimate stsenaariumide korral rakendunud ja kõige pikema rakendumisajaga oli katsete käigus kolmandat algoritmi kasutatav seade;
- Teist algoritmi kasutatav seade rakendus 5 esimese stsenaariumi korral ja tuuleelektrijaama võimsuse edasisel tõstmisel enam ei rakendunud ning rakendumiseks kulunud aeg läks iga katsega aina pikemaks;
- Muudetud sätetega esimene algoritm rakendus kõigi stsenaariumide korral, kui rakendus enamasti reservtsoonist.

Magistritöös kasutatud mudeli ja stsenaariumide põhjal saab öelda, et testitavatest algoritmidest näitas esimene algoritm kõige paremaid tulemusi. Esimene algoritm rakendus kõige kiiremini ning rakendus ka kõige rohkemate stsenaariumide korral. Samas, tuleb meeles pidada, et esimene algoritm esialgsete sätete korral ei andnud nii häid tulemusi, kui muudetud sätete

korral. Muudetud sätetega rakendus relee aga reservtsoonist, mitte põhitsoonist ning sellest saab järeldada, et selle algoritmi korral oleks vajalik sätete arvutamise edasine uurimine.

Lisaks saadi selles lõputöös teada, et süsteemi taastumise hindamiseks peale relee rakendumist, on vaja välja töötada parem tuuleelektrijaama juhtimissüsteem. Parema tuuleelektrijaama juhtimissüsteemi olemasolul võib olla suur roll suure tuulelektrienergia osakaaluga stsenaariumide taastumisvõimel.

Tulevikus tuleks esimese algoritmi puhul välja töötada parem sätete arvutamise juhend, et arvutatavad sätted võimaldaksid tänapäeva muutlikus elektrisüsteemis võimalikult täpset ja kiiret rakendumist. Samuti on antud lõputöös testitud algoritme lihtsustatud skeemi alusel. Testide tulemused võivad erineda selle lõputöö tulemustest, kui muuta mudelit keerulisemaks ja seejärel korrata testi. Uue ja keerukama mudeliga algoritmide testimisel võiks suurim mõju olla just teist ja kolmandat algoritmi kasutavate seadmete tulemustes. Keerukama mudelina võiks tulevikus välja töötada ka Eesti elektrisüsteemi mudeli ning hinnata selle alusel erinevate asünkroonkäigu tuvastamise funktsiooniga seadmete tööd Eesti elektrisüsteemis.

Kirjandus

- [1] M. Meldorf ja J. Kilter, *Elektrisüsteemide stabiilsus*, Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2011.
- [2] J. Machowski, J. W. Bialek ja J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, Sussex: John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, California: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [4] I. P. W. P. C. S. D. W. Group, „Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants,“ %1 *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, Calgary, 2009.
- [5] J. Q. Verzosa, „Realistic Testing of Power Swing Blocking and Out-of-Step Tripping Functions,“ %1 *66th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, 2013.
- [6] J. L. Blacburn ja T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*, CRC Press, 2014.
- [7] Sanaye-Pasand ja A. M. Jahromi, „Study, comparison and simulation of power system swing detection and prediction method,“ *IEEE*, Toronto, 2003.
- [8] V. A. Ambekar ja S. S. Damhare, „Comparative Evaluation of Out of Step Detection,“ %1 *Power India Conference, 2012 IEEE Fifth*, Murthal, 2012.
- [9] S. Rovnyak, C. Taylor ja Y. Sheng, „Decision trees using apparent resistance to detect impending loss of synchronism,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, kd. 15, nr 4, pp. 1157-1162, 2000.
- [10] V. A. Ambekar ja S. S. Damhare, „Comparative evaluation of out of step detection schemes for distance relays,“ *IEEE*, Murthal, 2012.
- [11] RTU, *Asynchronous Run Prevention Automatic Device "Agn" Technical Description And Operating Manual*, Riga, 2018.
- [12] S. AG, *SIPROTEC Distance Protection 7SA6 (v 4.3) Manual (Release 4.30.04)*, Siemens AG, 2003.

[13] T. A. Inc., *Instruction Manual for Line Differential Protection IED GR200 Series (GLR200) (Rev. 0.28)*, Tokyo: Toshiba America Inc., 2014.