

ŠIAULIŲ UNIVERSITETAS
TECHNOLOGIJOS FAKULTETAS
ELEKTROS INŽINERIJOS KATEDRA

Kęstutis Steponavičius

ELEKTROS TINKLŲ RELINĖS APSAUGOS IR
AUTOMATIKOS VEIKOS STATISTINIAI TYRIMAI
Magistro darbas

Vadovas

doc.dr.E. Nevardauskas

ŠIAULIAI, 2005

ŠIAULIŲ UNIVERSITETAS
TECHNOLOGIJOS FAKULTETAS
ELEKTROS INŽINERIJOS KATEDRA

TVIRTINU

Katedros vedėjas

doc.dr.T. Šimkevičius

2005 06

ELEKTROS TINKLŲ RELINĖS APSAUGOS IR
AUTOMATIKOS VEIKOS STATISTINIAI TYRIMAI
Magistro darbas

Konsultantas

Vadovas

_____ doc.dr.E. Nevardauskas

2005 06

Recenzentas

Atliko

ŠU Technologijos fakulteto

EM-3 gr. stud.

Elektros inžinerijos katedros

_____ K. Steponavičius

_____ Doc.dr.Z. Turauskas

2005 06

2005 06

ŠIAULIAI, 2005

SANTRAUKA (Anglų kalba)

Author	Master K. Steponavičius
Leader	Assoc Prof. Dr. E.Nevardauskas
Purpose of document	Final master report
Title of theme	STATISTICAL ANALYSIS OF ELECTRICITY NETWORK RELAYS DEFENCE AND AUTOMATICS WORK
Document appointment place	Šiauliai University, Faculty of technology, Department of electrical engineering
Date of preparation	2005 year
Volume of work	82 pages
Language of report	Lithuanian

SUMMARY

This report is about relays defence end systemic automatics of Lithuania electricity network.

There is analysed relays defence end systemic automatics installations work, reason of deteriorations end incorrectly coordination.

Comparing difference generations relay defences and systematic automatics equipments changing of prices tendency.

Summarized difference generations relay defences and systematic automatics equipments prices-quality-function possibility relation.

In this research summarized Lithuanian electrical system RAA service work.

One of the research purposes, establish microprocessors RAA equipments planting in electrical system possibility, on its base carrying out RAA equipments reconstruction necessity and ground this necessity on economical calculations.

Collected statistical data was summarized and drew corresponded conclusions.

Analysed electrical wind power stations influence to relay defences and to optimal systematic automatics coordination.

TURINYS

1. ĮŽANGA	10
2. RAA ĮRENGINIŲ DARBO ANALIZĖ	13
2.1 RAA įrenginiams keliami reikalavimai	13
2.2. Statų skaičiavimas. Technologiniai elektromagnetinių relių darbo ypatumai, jų palyginimai su mikroprocesorinėmis relėmis	14
2.3. Relinės apsaugos ir sisteminės automatikos patikimumas	17
2.3.1. RAA įrenginių skaičius.....	20
2.3.2. RAA įrenginių apkrova.....	22
2.3.3. RAA nepasiruošimo koeficientas	24
2.3.4. RAA įrenginių neteisingi suveikimai.....	25
2.3.5. RAA neselektyvumas	27
2.3.6. Neteisingi suveikimai dėl RAA personalo kaltės	28
3. PASTOČIŲ VALDYMO SISTEMŲ PATIKIMUMAS	31
3.1. Pastočių komunikacijų tinklų ir sistemų standartai	33
3.2. Sistemos integratorius.....	38
3.3. Pasikliautinumas	43
3.4. Tinkamumas ir rezultatų tikrumas	44
3.5. Sistemos sauga	47
3.6. Sistemos apsauga	48
4. FINANSINIS REKONSTRUKCIJOS PAGRINDIMAS	50
4.1. Relinės apsaugos įrenginių kainų palyginimas.....	50
4.2 RAA kainų kitimo tendencijos	51
4.3. RAA techninių galimybių palyginimas	53
5. VĖJO ELEKTRINIŲ POVEIKIS Į RAA OPTIMALŲ SUDERINIMĄ.....	55
5.1. Problemos įvertinimas	55
5.2. Optimalus relių suderinimas	57
5.3. SP apsaugos skirtingų įvykių analizė.....	58
5.4. Optimalaus suveikimo kriterijaus nustatymas	59
5.5. Tyrinėjamas modelis.....	61
5.6. Apibendrinimas.....	64
6. IŠVADOS IR SIŪLYMAI.....	65
7. LITERATŪRA	68

8. PRIEDAI.....	71
8.1. ABB Mikroprocesoriniai terminalai	71
8.2 SIEMENS skaitmeninės diferencinės apsaugos įrenginys 7UT51	73
8.2.1. Panaudojimas	73
8.2.2. Išskirtiniai požymiai	74
8.2.3. Funkcijų apžvalga	74
8.2.4. Panaudojimo sąlygos	75
8.2.5. Veikimo principas.....	76

LENTELIŲ SĄRAŠAS

1.1 lentelė Perdavimo tinklo techninės charakteristikos.....	11
2.1.1 lentelė Reikalavimai RAA funkcionavimui.....	14
2.2.1 lentelė Grįžimo ir patikimumo koeficientai.....	15
2.2.2 lentelė Poveikio vėlinimas Δt	15
2.3.1 lentelė RAA įrenginių skaičius	21
2.3.2 lentelė Aptarnaujamų RAA įrenginių skaičius vienam žmogui per metus.....	21
2.3.3 lentelė RAA įrenginių suveikimų skaičius per metus.....	22
2.3.4 lentelė Kiekvieno RAA įrenginio vidutiniškas suveikimų skaičius per metus.....	23
2.3.5 lentelė RAA nepadidėjimo koeficientas.....	24
2.3.6 lentelė Relinės apsaugos įrenginių neteisingi suveikimai.....	25
2.3.7 lentelė Sisteminės automatikos įrenginių neteisingi suveikimai	25
2.3.8 lentelė RAA įrenginių neteisingi suveikimai nuošimčiais iš visų RAA suveikimų	26
2.3.9 lentelė RAA neselektyvaus poveikio koeficientas.....	27
2.3.10 lentelė RAA įrenginių neteisingi suveikimai dėl personalo tiesioginės kaltės	29
2.3.11 lentelė Relinės apsaugos įrenginių neteisingi suveikimai dėl personalo tiesioginės kaltės....	29
2.3.12 lentelė Sisteminės automatikos neteisingi suveikimai dėl personalo kaltės	30
3.1.1 lentelė Tradicinių ir integruoto valdymo sistemų palyginimas	34
3.2.1 lentelė Pažaidos tikimybės matematinis modelis.....	40
3.2.2 lentelė Pažaidos padarinių matematinis modelis	41
4.4.1 lentelė Apsaugos sudedamųjų komponentų kainos	50
4.2.1 lentelė Relinės apsaugos komponentų kainų kitimas	51
4.2.2 lentelė Elektros energijos kainos kitimas.....	52
4.2.3 lentelė Elektromagnetinių relių kainos kitimo koeficientas	53
4.3.1 lentelė RAA techninių galimybių palyginimas.....	54
5.5.1 lentelė Sinchroninių generatorių duomenys	61
5.5.2 lentelė Asinchroninių generatorių duomenys	61
5.5.3 lentelė Linijų duomenys.....	62
5.5.4 lentelė SP relių duomenys.....	62
5.5.5 lentelė Laiko uždelimo nustatymo rezultatai	63

PAVEIKSLŲ SĄRAŠAS

1.1 pav. Elektros perdavimo tinklo schema.....	10
2.2.1 pav. Tipinė apsaugų išdėstymo schema.....	16
2.3.1 pav. RAA įrenginių skaičius.....	21
2.3.2 pav. Aptarnaujamų RAA įrenginių skaičius vienam žmogui per metus.....	22
2.3.3 pav. RAA įrenginių suveikimų skaičius per metus.....	23
2.3.4 pav. Kiekvieno RAA įrenginio vidutiniškas suveikimų skaičius per metus.....	23
2.3.5 pav. RAA nepasiruošimo koeficientas.....	24
2.3.6 pav. Relinės apsaugos įrenginių neteisingi suveikimai	26
2.3.7 pav. Sisteminės automatikos įrenginių neteisingi suveikimai	26
2.3.8 pav. RAA įrenginių neteisingi suveikimai nuošimčiais iš visų RAA suveikimų.....	27
2.3.9 pav. RAA neselektyvaus poveikio koeficientas	28
2.3.10 pav. RAA įrenginių neteisingi suveikimai dėl personalo tiesioginės kaltės.....	29
2.3.11 pav. Relinės apsaugos įrenginių neteisingi suveikimai dėl personalo tiesioginės kaltės.....	29
2.3.12 pav. Sisteminės automatikos neteisingi suveikimai dėl personalo tiesioginės kaltės.....	30
3.1 pav. Automatizuotos pastotės struktūra.....	32
3.1.1 pav. Pastotės vidaus informaciniuose procesuose taikomi standartai.....	36
3.1.2 pav. Pastotės išorės ryšio standartų įvairovė	36
3.1.3 pav. Elektros sistemos ryšių naujieji standartai	37
3.1.4 pav. Tarnavimo ciklo trukmės kainos raidos metodika	38
3.2.1 pav. Metinių ir suminių per visą tarnavimo trukmę išlaidų pavyzdys.....	42
3.2.2 pav. Sistemos Integratoriaus veikos specifikacija	43
3.3.1 pav. Vartotojo ir sistemos ryšio aspektai	44
4.2.1 pav. Relinės apsaugos komponentų kainų kitimas	52
4.2.2 pav. Elektros energijos kainos kitimas	52
4.2.3 pav. Elektromagnetinių relių kainos kitimas	53
5.1.1 pav. Tipinė tinklo sistema.....	55
5.1.2. pav. Tipinės SP relių kreivės.	56
5.3.1 pav. Elektromagnetinės SP relės disko pasisukimo priklausomybė nuo pažaidos srovės pasikeitimo.	58
5.4.1 pav. Pasiūlyto metodo blokinė schema.....	60
5.5.1 pav. Tipinė testavimo sistema.....	61
8.1.1 Ryšys tarp RED 500 terminalų realizuojant pastotės blokuotę	71

8.1.2 Ryšys tarp RED 500 terminalų realizuojant pastotės blokuotę	72
8.2.1 pav. Diferencinės apsaugos veikimo principai	77
8.2.2 pav. Matuojamų dydžių suderinimas Y(N)d5 pavyzdžiu matricinės lygtys.....	79
8.2.3 pav. Transformatorius su įžemintu žvaigždės vidurio tašku.....	79
8.2.4 pav. transformatorius su srovės keitikliu neutralėje	80
8.2.5 pav. diferencinės apsaugos principai	81

SUTRUMPINIMAI

HE	Hidro elektrinė
HAE	Hidro akumuliacinė elektrinė
OL	Oro linijos
KL	Kabelių linijos
TP	Transformatorių pastotės
PTVS	Perdavimo tinklo Vilniau skyrius
PTKS	Perdavimo tinklo Kauno skyrius
PTKIS	Perdavimo tinklo Klaipėdos skyrius
PTŠS	Perdavimo tinklo Šiaulių skyrius
PTUS	Perdavimo tinklo Utenos skyrius
PT	Perdavimo tinklas
RAA	Relinė apsauga ir sisteminė automatika
PĮ	Programinė įranga
EES	Elektros energetikos sistema
VE	Vėjo elektrinė (-ės)
TJ	Trumpas jungimas
SP	Srovės perkrova
LE	AB „Lietuvos energija“
EĮ	Elektros įrengimai

1. ĮŽANGA

Nuo 2002 m. sausio 1 d. akcinė bendrovė „Lietuvos energija“ po reorganizavimo tęsia veiklą kaip perdavimo tinklo ir rinkos operatorius. Pagrindinė perdavimo tinklo operatoriaus funkcija - užtikrinti veiksmingą ir patikimą Lietuvos elektros ūkio darbą. Perdavimo tinklo operatoriumi priklauso aukštosios įtampos (330 – 110 kV) elektros tinklas, dispečerinis centras, Kauno HE ir Kruonio HAE sistemos balansavimo ir reguliavimo funkcijoms atlikti; reguliavimo ir apsaugos įrenginiai darbo stabilumui užtikrinti; telekomunikacijų tinklas ir informacinė sistema perdavimo tinklo funkcionavimui ir tinklo operatoriaus funkcijoms vykdyti. Perdavimo tinklo operatorius atsako už Lietuvos elektros sistemos perdavimo tinklo ir jungiamųjų linijų su kitomis elektros sistemomis darbo patikimumą, nacionalinio elektros energijos balanso planavimą. Be to, užtikrina elektros energijos kokybę perdavimo tinkle, papildomų paslaugų, reikalingų saugiam, patikimam ir kokybiškam elektros sistemos darbui teikimą. Elektros perdavimo tinklo schema pateikta 1.1 pav. ir perdavimo tinklo techninės charakteristikos 1.1 lentelėje.



1.1 pav. Elektros perdavimo tinklo schema

Perdavimo tinklo techninės charakteristikos

	110 kV OL ilgis, km	330 kV OL ilgis, km	110 kV KL ilgis, km	110 kV TP, vnt.	330 kV TP, vnt.	110 kV skirstyklos, vnt.
PTVS	692	183	9	1	2	38
PTKS	1056	520	-	-	3	56
PTKIS	755	193	-	-	2	41
PTŠS	851	241	-	-	2	34
PTUS	1053	469	-	-	2	41
PT	4407	1606	9	1	11	210

Mikroprocesorinės technikos spartus vystymasis neaplenkė relinės ir sisteminės automatikos įrenginių. Panaudojus specialias mikroprocesorinius technologijas bei atitinkamą programinę įrangą gaunami įrenginiai, kurie, lyginant su iki šiol naudojamais elektromechaninių ir puslaidininkinių prietaisų pagrindu gaminamais įrenginiais, turi žymių privalumų: didesnis jautrumas bei stabilumas, mažesni gabaritai, paprastesnis statų keitimas, aukštesnis patikimumas, santykinai paprastesnė eksploatacija ir t.t.

Tačiau elektromechaninės relės turi savo privalumų bei trūkumų.

Privalumai:

1. Nejautrumas elektromagnetiniams trikdžiams ir trumpalaikiams maitinimo įtampos ar srovės perviršiams (dažniausiai perviršiai būna poveikio priežastimi).
2. Nereikia atskiro maitinimo šaltinio. Relės paveikia nuo matavimo (įtampos ir srovės) transformatorių.

Trūkumai:

1. Spyruoklių nestabilumas. Daugumoje relių poveikio dydis reguliuojamas naudojant spyruoklių įtempimą, kuris nėra pastovus laike. Todėl reikia periodiškai, naudojant specialius įrenginius, tikrinti statų tikslumą. Be to spyruokliavimo jėga dar priklauso ir nuo aplinkos temperatūros.
2. Mechaninė trintis ir dilimas. Judamos mechanizmų dalys dėvisi, todėl kinta atstumai ir trintis, ir dėl to kinta nustatymų tikslumas.
3. Poveikio nestabilumas. Dėl spyruoklių nestabilumo bei trinties ir dilimo poveikio dydis kinta laikui bėgant ir gali būti skirtingas tarp kelių poveikių iš eilės.

Užsitęsus Lietuvoje ūkio krizei elektros energijos vartojimo lygis dar vis mažesnis už 1993 metų, todėl neplanuojama pradėti eksploatuoti naujų jėgos įrenginių, kurių valdymui ir apsaugai galima būtų naudoti mikroprocesorines relines apsaugas ir sisteminės automatikos įrenginius. Esamų RAA įrenginių darbinis stovis palaikomas keičiant sugedusius bei susidėvėjusius jų komponentus, kas sudaro galimybes pratęsti jų eksploataciją dar santykinai ilgam laikui. Norint

įdiegti mikroprocesorinius RAA įrenginius, kad būtų išnaudoti jų privalumai, dažniausiai reikia sumontuoti papildomus keitiklius, jutiklius bei pakloti ryšio, valdymo ir indikacijos linijas, o esamus RAA įrenginius – demontuoti. Reikia atlikti RAA rekonstrukciją. Be to reikia aptarnaujančio personalo, galinčio eksploatuoti naujus RAA įrenginius. Todėl, atliekant elektros pastočių jėgos įrenginių rekonstrukciją iškyla būtinybė apsispręsti: ar palikti eksploatuoti senus RAA įrenginius, ar atlikti RAA rekonstrukciją ir pakeisti juos šiuolaikiniais mikroprocesoriniais?

Šio darbo pagrindinis tikslas apibendrinti surinktus statistinius duomenis. Išsamūs ekonominiai skaičiavimai nebus atliekami, tačiau paminėti pagrindinius ekonominius veiksnius – būtina:

1. Nuo pastočių eksploatacijos pradžios dirbančių RAA įrenginių darbo resursas eina į pabaigą, todėl vis daugiau jų reikia keisti.
2. Elektromechaniniai RAA įrenginiai pastoviai brangsta, nes mažėja jų gamybos apimtys, be to jų gamyboje naudojama santykinai daug spalvotųjų metalų ir žmogaus rankų darbo.
3. Anksčiau ar vėliau elektromechaninių RAA įrenginių gamyba bus nutraukta ir tuomet, jei nepradėti dabar, reiks atlikti daug rekonstrukcijų vienu metu, kas pareikalaus didelių investicijų.

Pagal surinktus Lietuvos skirstomųjų tinklų statistinius duomenis juos išanalizavus bus pateikta išvada apie senų RAA įrenginių keitimą naujais mikroprocesoriniais įrenginiais.

2. RAA ĮRENGINIŲ DARBO ANALIZĖ

2.1 RAA įrenginiams keliami reikalavimai

Relinės apsaugos ir sisteminės automatikos įrenginiai, gaminami kaip autonominiai įtaisai, kurie reaguodami į įvairių rūšių trumpuosius jungimus saugo elektros energetinės sistemos (EES) objektus. Relinės apsaugos elementai privalo veikti esant pažeidimams saugomajam objekte (esant trumpiems jungimams objekto viduje) ir nereaguoti esant pažeidimams už saugomos zonos ribų (išoriniai gedimai), o taip pat neesant avarijų saugomojoje zonoje.

RAA gedimai sąlygojami daugelio atsitiktinių įvykių, kurie gali turėti įtakos RAA darbui, visame eksploatacijos laikotarpyje iki RAA gedimo momento. Visa sistema išjungiama ir atliekami po avariniai RAA apžiūros atstatymo darbai, sugedus nors vienam RAA mazgų. RAA sistema įjungiama darbui tik atlikus visus remonto darbus ir įsitikinus, kad ji veikia tvarkingai.

Atsitiktiniams įvykiams, galintiems sukelti RAA gedimą, priskiriami: nekokybiškas aparatūros surinkimas (gamyklinis brokas); projekto klaidos; aparatūros, antrinių grandinių montavimo klaidos; srovinių, valdymo bei signalizacijos grandinių izoliacijos pažeidimas; panelių vibracija; klaidingi aptarnaujančio personalo veiksmai; klaidingi operatyvinio personalo veiksmai; statų skaičiavimo klaidos; aparatūrą derinimo klaidos; neįvertintas galimas saugomo objekto darbo režimas ir t.t. Galimi šie relinės apsaugos sutrikimo atvejai:

1. Relinės apsaugos veikimo sutrikimas, kai reikalingas patikimas RAA darbas.
2. Nereikalingas (neselektyvus) RAA poveikis, kai į esančią avariją sistemoje apsauga turi nereaguoti (esant avarijai už saugomos zonos ribų).
3. Klaidingas apsaugos veikimas kuomet sistema dirba normaliai be sutrikimų ir avarijų.

Pakankamai geras apsaugos laipsnis gaunamas įvykdžius atitinkamus jiems keliamus reikalavimus. Šie reikalavimai pateikti 2.1.1 lentelėje.

Pirmoji iš šių sąlygų yra relinės apsaugos selektyvumas. Antroji – pastovus RAA funkcionavimas. Trečia savybė yra apsaugos funkcionavimo patikimumas. Pirmos ir antros savybių visuma nusako techninę apsaugos būklę.

Selektyvumu vadinama apsaugos savybė leidžianti išjungti tik pažeistą EES elementą, tuo pačiu sumažinant galimus EES nuostolius. Selektvumas nedraudžia rezervinių bei kitų saugomos sistemos elementų apsaugų veikimo.

Reikalavimai RAA funkcionavimui

Bendrosios savybės		Apsaugos funkcijos			
		Poveikis prie vidinių gedimų		Neveikimas prie išorinių avarijų	Neveikimas neesant avarijoms
Techninė apsaugos būklė	Selektyvumas	Selektyvus RAA poveikis		Selektyvus RAA neveikimas	Selektyvus RAA neveikimas
		Apsaugos jautrumas	Apsaugos greitas veikimas		
	Funkcionavimo pastovumas	Apsaugos pastovus veikimas		Pastovus neveikimas esant išorinėms avarijoms	Pastovus neveikimas neesant išorinėm ar vidinėm avarijom
		Apsaugos jautrumas	Apsaugos greitas veikimas		
Funkcionavimo patikimumas		Patikimas veikimas esant pažeistam saugomam objektui		Patikimas neveikimas esant išorinėm avarijom	Patikimas neveikimas neesant jokioms avarijoms saugomajame objekte ir už jo ribų

Relinės apsaugos selektyvumas nusakomas apsaugos jautrumu, bei jos veikimo greičiu. Apsaugos jautrumas – tai tokia apsaugos savybė apsaugoti visą saugomą objektą, esant bet kokio didžio trumpiems jungimams saugomojoje zonoje.

Kaip galima didesnis apsaugos veikimo greitis reikalingas siekiant sumažinti neigiamus avarijos padarinius, pagerinti apkrovos stabilumą bei sisteminės automatikos veikimo (AKĮ, ARĮ) efektyvumą.

RAA funkcionavimo pastovumas nusakomas neveikimo pastovumu esant išorinėms avarijoms ir pastoviu apsaugos veikimu atsiradus avarijai (trumpam jungimui) saugomojoje zonoje. RAA greito veikimo pastovumas charakterizuojamas suveikimo laiko stabilumu esant vidinėms trumpiems jungimams.

RAA patikimumas suprantamas kaip savybė atlikti jai pavestas apsaugos funkcijas esant atitinkamai techninei būklei.

Patikimumas kaip ir techninės būklės funkcijas skirstomos į tris dalis:

1. Apsaugos patikimas poveikis esant avarijoms saugomo objekto viduje;
2. Patikimas apsaugos neveikimas jei avarija yra už saugomos zonos ribų;
3. Patikimas apsaugos neveikimas kai nėra jokių avarių.

2.2. Statų skaičiavimas. Technologiniai elektromagnetinių relių darbo ypatumai, jų palyginimai su mikroprocesorinėmis relėmis

Apskaičiuojant apsaugas su elektromagnetinėmis relėmis, reikia įvertinti šiuos ypatumus:

1. Relių poveikio srovė didesnė už srovę, būtiną išlaikyti inkarą pritrauktoje padėtyje. Šis reiškinys įvertinamas grįžimo koeficientu k_{gr} ($k_{gr} = I_{išlaikymo} / I_{poveikio}$), jo reikšmės kai kurioms elektromagnetinėms relėms duotos 2.2.1 lentelėje.
2. Elektromagnetinėse relėse naudojamų spyruoklių tamprumo nepastovumas, trinties ašyse nepastovumas ir kitos priežastys lemia, kad laikui bėgant relės poveikio srovė kinta. Tai įvertinama patikimumo koeficientu k_p . Jo reikšmės kai kurioms elektromagnetinėms relėms duotos 2.2.1 lentelėje.

2.2.1 lentelė

Grįžimo ir patikimumo koeficientai

Relės tipas	k_{gr}	k_p	
		Max srovės apsaugai	atkirtai
PT-40	0,8 – 0,85	1,1 – 1,2	1,2 – 1,4
PT-80	0,8 – 0,85	1,1 – 1,2	1,5 – 1,6
PT-90	0,8 – 0,85	1,1 – 1,2	1,5 – 1,6
PTB	0,6 – 0,7	1,2 – 1,4	-
Mikroproc. relės	1	1	1

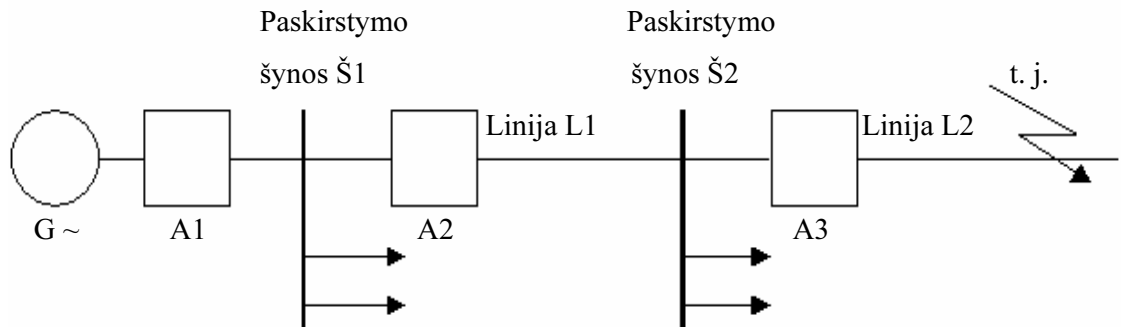
3. Elektromagnetinių relių judančios mechaninės dalys turi inerciją, todėl esant poveikio srovei relė suveikia po tam tikro laikotarpio. Laikotarpis nuo poveikio srovės atsiradimo iki relės kontaktų suveikimo žymimas Δt . Jo reikšmės skiriasi skirtingų relių tipams. Δt reikšmės kai kurioms relėms pateiktos 2.2.2 lentelėje.

2.2.2 lentelė

Poveikio vėlinimas Δt

Relės tipas	Δt (s)
ЭВ-120	0,5 – 0,6
ЭВ-130	0,5 – 0,6
PBM-12	0,5 – 0,6
PBM-13	0,5 – 0,6
PT-40	0,4
PT-80	0,6
PT-90	0,6
PTB	0,6 – 0,7
Mikroproc. relės	0,2

Aukščiau aprašytų koeficientų k_{gr} , k_p ir laiko intervalų Δt įtaką elektromagnetinių relių statų skaičiavimui bus pateikta žemiau pavyzdyje. 2.2.1 pav. Pavaizduota tipinė apsaugų išdėstymo schema.



2.2.1 pav. Tipinė apsaugų išdėstymo schema.

$G\sim$ – maitinimo šaltinis (generatorius arba jėgos transformatorius). A1 – apsauga sauganti maitinimo šaltinį nuo t. j. apkrovoje (skirstomosiose šynose "Š1"). Š1 – paskirstymo šynos, paskirsto iš maitinimo šaltinio gaunamą energiją. A2 – apsauga sauganti vieną iš "Š1" paskirstymo šynos išeinančią liniją "L1". Š2 – paskirstymo šynos, skirstančios iš "Š1" šynos gautą energiją. A3 – apsauga sauganti liniją "L2" kuria vienam išvartotojų tiekama elektros energija.

Linijos "L1" ir "L2" gali būti orinės bei kabelinės. Jei "L1" ir "L2" yra didelio skerspjūvio laidininkai ir santykinai trumpi, tai trumpo jungimo srovė linijos L2 gale gali nepakankamai skirtis nuo t. j. ant šynų Š1. Tokiu atveju srovės atkirtą bus neįmanoma padaryti selektyvią naudojant skirtingas t. j. srovės status (t. j. srovė turi skirtis $> 1,5$ karto, kad galima būtų suderinti skirtingus apsaugos laiptus pagal srovę). Todėl apsaugų "A1", "A2" ir "A3" selektyvumą reikia derinti poveikio laiko atžvilgiu. T. y.:

$$t_{pov.} = t_{pov. ankst.} + \Delta t \quad (2.2.1)$$

čia $t_{pov.}$ – skaičiuojamas apsaugos laipto poveikio laikas;

$t_{pov. ankst.}$ – sekančio apsaugos laipto poveikio laikas;

Δt – laiko tarpas, būtinas selektyvumo užtikrinimui.

2.2.1 pav. pateiktoje schemeje, esant linijos "L2" gale t. j., pirmiausiai turi suveikti apsaugos "A3" srovės atkirta, jai nesuveikus – "A2", o jai nesuveikus – "A1". T. y. "A1" poveikio laikas, priklausomai nuo apsaugose A1 – A3 naudojamų elektromagnetinių relių, pagal 3.2.2 lentelę ir (3.2.1) formulę $t_{pov.} = 1,5 - 2,0$ (s). Toks santykinai ilgas trumpo jungimo laikas gali neigiamai atsiliiepti elektros įrenginių techniniai būklei.

Naudojant mikroprocesines reles "A1" poveikio laikas sutrumpėja iki 0,6 s, kas žymiai prailgina elektrotechninių įrenginių darbo resursą.

Nuo srovinių perkrovų saugo maksimalios srovės apsauga. Jos status apskaičiuojamos pagal (3.2.2) formulę:

$$I_M > ((k_p \cdot k_{sav}) / k_{gr}) \cdot I_{\text{darb. max}} \quad (2.2.2)$$

čia: I_M – maksimalios srovės apsaugos reikšmė;

k_p – patikimumo koeficientas (2.2.1 lentelė);

k_{sav} – savilaidos koeficientas;

k_{gr} – grįžimo koeficientas (2.2.1 lentelė);

$I_{\text{darb. max}}$ - maksimali darbinė srovė.

Savilaidos koeficientas k_{sav} gaunamas dėl viršijančių darbinės įjungimo srovių tokiems imtuvams kaip varikliai ar transformatoriai. Kadangi k_{sav} nepriklauso nuo relių konstrukcijos, tai pavyzdyje galima laikyti, kad $k_{sav} = 1$.

Jei naudojama relė PT-40, tai 2.2.1 lentelėje suradę k_p ir k_{gr} reikšmes, gauname $I_{M \text{ PT-40}} > 1,5 I_{\text{darb. max}}$. Jei naudojama relė PTB, tai 2.2.1 lentelėje suradę k_p ir k_{gr} reikšmes, gauname $I_{M \text{ PTB}} > 2,0 I_{\text{darb. max}}$. Jei naudojama mikroprocesorinė relė, tai 2.2.1 lentelėje suradę k_p ir k_{gr} reikšmes, gauname $I_{M \text{ PT-40}} > 1,0 I_{\text{darb. max}}$.

Iš pateikto pavyzdžio matyti, kad naudojant mikroprocesorines reles, jų status galima atlikti žymiai tiksliau, tuo pačiu sumažinant neigiamą srovinės perkrovos įtaką elektrotechniniams įrenginiams.

2.3. Relinės apsaugos ir sisteminės automatikos patikimumas

Relinės apsaugos schema ir jos konfigūracija taikoma prie konkretaus saugomo objekto. Jos patikimumą apibūdinantys rodikliai turi kuo pilniau aprašyti visą RAA darbą, esant įvairioms tinklo konfigūracijoms.

Relinės apsaugos ir sisteminės automatikos sistemą galima nagrinėti dvejopai – kaip atskirų elementų sudarančią sistemą visumą (elektromagnetinės relės, matavimo transformatoriai, skirtingi apsaugų blokai) arba kiekvieną elementą atskirai.

Nagrinėjant visos saugomo objekto relinės apsaugos sistemos patikimumą, vertinamas kiekvieno elemento patikimumas atskirai užtikrinant kiekvienos funkcijos patikimą darbą. Priklausomai nuo aplinkybių kartais vertinamas ir kitų įrengimų nepriklausančių relinei apsaugai patikimumas (pavyzdžiui matavimo keitiklių t.y. srovės arba įtampos matavimo transformatoriai,

akumuliatorinės baterijos ir t. t.). Patikimumo kriterijų bei rodiklių pasirinkimas priklauso nuo RAA keliamų tikslų

RAA funkcionavimo patikimumo rodikliai atskiriems jos lygiams įvertinami atsižvelgiant kokią įtaka apsauga daro normaliam EES darbui. Relinė apsauga, sauganti EES objektus, su jos elementų visumą yra nedaloma EES dalis, be kurios neįmanomas ne tik kai kurių EES dalių funkcionavimas bet ir visos EES darbas.

Atsiradus avarijai energetikos sistemoje, neišvengiami vienokio ar kitokio didžio nuostoliai. Avarijos padaryta žala didele dalimi priklauso kaip greitai, jautriai, selektyviai ir patikimai dirba relinė apsauga. Jei avarijos metu apsauga atsisako dirbti arba atsiranda kiti jos darbo sutrikimai, avarijos sukelti nuostoliai yra kelis kartus didesni. Avarijos žalos lygį galima įvertinti pagal RAA veikimo arba neveikimo pobūdį:

- ✓ Atsisakius veikti pagrindinėm ir rezervinėm apsaugom.
- ✓ Atsisakius veikti pagrindinei apsaugai, tačiau efektyviai veikiant rezervinėms apsaugoms.
- ✓ Esant neselektyviam apsaugos veikimui, tai yra apsaugų veikimui esant trumpajam jungimui už saugomos zonos ribų.
- ✓ Klaidingai veikiant apsaugoms (apsaugų veikimas kai saugomoje zonoje nėra avarijos).
- ✓ Efektyviai veikiant pagrindinėms apsaugoms.

Apsaugų veikimas ir sutrikimai skirstomi į grupes, pagal atitinkamą, gedimo padarytos žalos lygį. Siekiant matematiškai įvertinti kiekvieną grupę bei nustatant apsaugos funkcionavimo patikimumo rodiklius, surandamos grupių įvykių matematinės viltys. Toks RAA patikimumo nagrinėjamas, leidžia įvertinti ne tik visos apsaugos įtaką avarijos padariniams, bet ir kiekvieno elemento atskirai.

Sprendžiant įvairius relinės apsaugos patikimumo klausimus, pagal apsaugos funkcionalumą ją tikslinga suskirstyti į pagrindines (pirmines) apsaugas ir rezervines. Daugumoje atvejų vieno objekto apsauga gali dirbti kaip pagrindine objekto apsauga ir kaip rezervuojanti toliau esantį objektą. Toks apsaugos funkcijų skaidymas tikslingas tik tuomet kai apsauga be artimo rezervavimo turi tolumo rezervavimo funkciją. Esant tolimum rezervavimui į skaičiuojamąją apsaugos schemą įtraukiami tolumo rezervavimo įrenginiai.

Galimos tokios RAA patikimumo įvertinimo sąlygos:

1. Neselektyvus apsaugos darbas tolydus RAA neveikimo pasekmėms. Kai neselektyvus RAA darbas neigiamai įtakoja visos sistemos stabilumą daroma prielaida, kad prieš avarinės automatikos darbas yra neefektyvus.
2. Neselektyvus RAA darbas tolygus klaidingam RAA veikimui.

Remiantis šiomis apsaugos darbo sąlygomis galima sudaryti jos funkcionavimo patikimumo kriterijus šiems atvejams:

1. Apsaugos, kurios neturi tolumo rezervavimo:

1.1 Kai neselektyvus apsaugos darbas tolydus RAA neveikimo pasekmėm:

$$n_{s1} \geq n_1 + n_2, n_{s2} \geq n_3 + n_t - n_1; \quad (2.3.1)$$

1.2 Neselektyvus RAA darbas tolygus klaidingam RAA veikimui:

$$n_{s1} \geq n_1, n_{s2} \geq n_3 + n_2 + n_t - n_1; \quad (2.3.2)$$

čia n_{s1} – RAA funkcionavimo patikimumo norma esant nuostoliams sistemoje tolygiems avarijos padariniams neatjungus trumpo jungimo apsaugos saugomojoje zonoje; n_{s2} – patikimumo norma įvertinant nuostolius tolygiems esant klaidingam RAA veikimui; n_1 – neišjungtų avarijų saugomajame objekte skaičiaus matematinis vidurkis; n_2 – neselektyvaus apsaugos veikimo įvykių matematinis vidurkis; n_3 – klaidingų veikimų įvykių matematinis vidurkis; n_t – avarijų (trumpu jungimų) įvykių matematinis vidurkis.

2. Esant tolimum apsaugų rezervavimui,

2.1 Kai neselektyvus apsaugos darbas tolydus RAA neveikimo pasekmėm:

$$n_{s1} \geq n_2 + n_{pa}, n_{s2} \geq n_3 + n_t - n_{pa}; \quad (2.3.3)$$

2.2 Neselektyvus RAA darbas tolygus klaidingam RAA veikimui:

$$n_{s1} \geq n_1, n_{s2} \geq n_3 + n_2 + n_t + n_{pa} - n_1; \quad (2.3.4)$$

kriterijus parodo, kad pagrindinės apsaugos gedimas (aprašomas matematiniu vidurkiu n_{pa}) nesukelia EES griūties, ar galingų vartotojų atjungimo jos nuostolius galima sutapatinti su nuostoliais esant klaidingam RAA veikimui. Esama tokių atveju, kai pagrindinės apsaugos neveikimas, gali pridaryti daugiau žalos nei esant klaidingam jos veikimui. Įvertinus šią prielaidą apsaugos patikimumo kriterijus užrašomas:

$$n_{s1} \geq n_1, n_{s2} \geq n_3 + n_2 + n_t - n_{pa}, n_{s3} \geq n_{pa} - n_1; \quad (2.3.5)$$

čia n_{s3} a – RAA funkcionavimo norma, atitinkanti nuostolių lygį tapatų nuostoliams EES neveikiant pagrindinei apsaugai, pažeistoje zonoje.

Kiekvienu konkrečiu atveju, galima surasti papildomą apsaugos patikimumą įvertinančių faktorių, kurių negalima ignoruoti.

Relinės apsaugos ir sisteminės automatikos patikimumo įvertinimo kriterijai gali būti:

1. RAA nepasiruošimo veikti koeficientas (charakterizuojantis RAA neveikimą).
2. Koeficientas, nusakantis neselektyvų apsaugos veikimą (RAA veikimas esant išorinei avarijai).
3. Klaidingų poveikių srautas.

RAA patikimumo rodiklių skaičiavimas galimas tik tuomet, kai išanalizuojama apsaugų schema bei veikimo pobūdis. Visi patikimumą įtakojančiai apsaugos elementai suskirstomi į grupes pagal galimą sutrikimų pasekmes, įvertinus atitinkamus patikimumo rodiklius.

Atlikus nagrinėjamos RAA sistemos ir atskirų jos mazgų funkcinę analizę, sudaromas patikimumo skaičiavimo modelis. Šį modelį sudaro vienas kitą nerezervuojančių elementų seka aprašyti atitinkamais įvykiais. Relinės apsaugos įrengimai yra daugiafunkciniai, tai yra jie privalo reaguoti į įvairaus tipo trumpus jungimus, įvairiuose saugomos zonos vietose. Pavyzdžiui esant trumpajam jungimui linijoje paleidžiamos ne tik pagrindinės apsaugos bet ir jas rezervuojančios. Priklausomai nuo trumpo jungimo vietos efektyviai veikia tik dalis apsaugų. Esant trumpam jungimui linijos galia veikia lėtesnės linijos apsaugos: antro laipto maksimalios srovės, arba aukštesnės zonos distancinės apsaugos. Kai trumpas jungimas linijos pradžioje – veiks greitos apsaugos: maksimalios srovės atkirta arba pirmos zonos distancinė apsauga.

2.3.1. RAA įrenginių skaičius

2.3.1 lentelėje ir 2.3.1 pav. yra pateikti Lietuvos elektros tinklų RAA įrenginių skaičius. Analogiškai atrodo ir aptarnaujamų RAA įrenginių skaičius tenkantis vienam darbuotojui (2.3.2 lentelė ir 2.3.2 pav.). Situaciją galima būtų pagerinti, jei būtų sparčiau diegiami mikroprocesoriniai RAA įrenginiai, kadangi reikėtų mažiau aptarnaujančio personalo.

Visuose sekančiuose paveikslėliuose su statistiniais duomenimis bus pateikiama tokia informacija:

- 1) Statistiniai duomenys.
- 2) Polinominė f-ja, aproksimuota kreivė, kai slenkamasis vidurkis – pagal duomenų sekos dalis apskaičiuotų vidurkių seka, paskaičiuojama naudojant šią formulę:

$$y = b + c_1x + c_2x^2 + c_3x^3 + \dots + c_6x^6 \quad (2.3.6)$$

čia: b ir $c_1 \dots c_6$ – konstantos;

Polinomo eilė gali būti apsprendžiama pagal svyravimų skaičių duomenyse arba pagal tai, kiek perlinkio taškų (minimumų ir maksimumų) yra kreivėje. Antros eilės polinominė krypties linija paprastai turi tik vieną minimumą arba maksimumą. Trečia eilė paprastai turi vieną arba du minimumus ar maksimumus. Ketvirta eilė paprastai turi iki trijų.

R^2 reikšmė - skaičius nuo 0 iki 1, kuris rodo kaip artimai kitimo krypties linijos reikšmės atitinka tikruosius duomenis. Kitimo krypties linija patikimiausia, kai jos R kvadrato reikšmė artima 1. Dar vadinamas nustatymo koeficientu.

- 3) Tiesinė f-ja. Apskaičiuojama taikant mažiausių kvadratų metodą, pagal šią formulę:

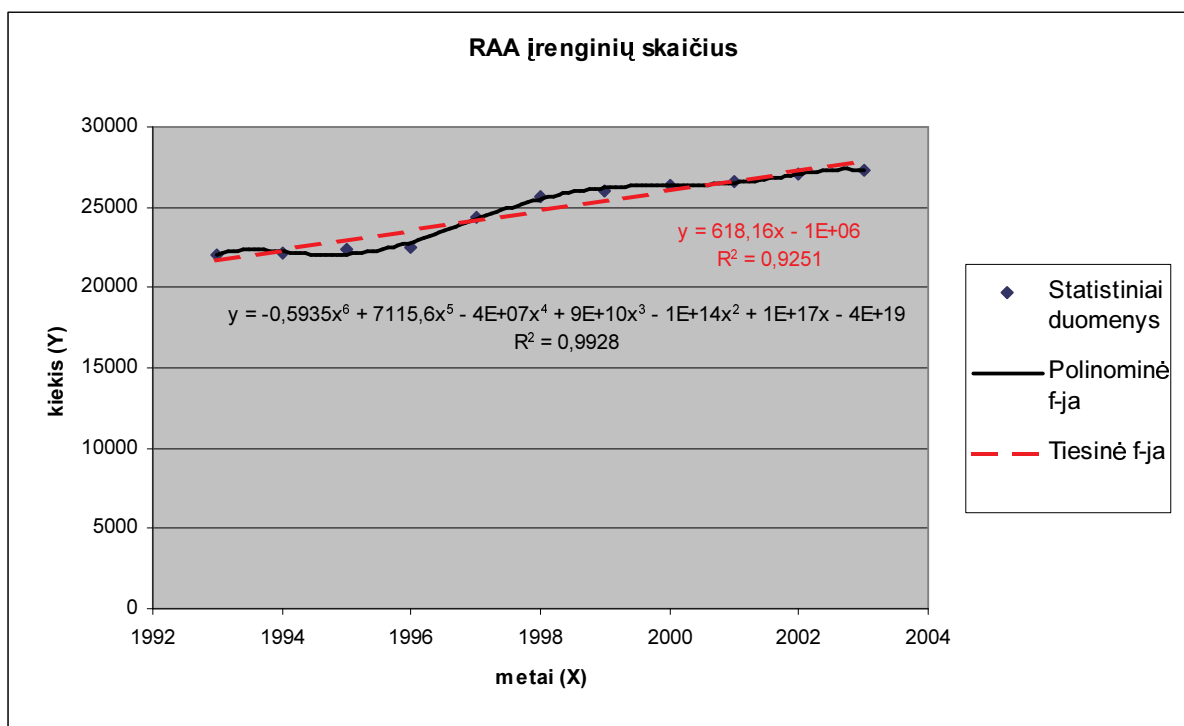
$$y = mx + b \quad (2.3.7)$$

čia: m – nuolydžio koeficientas, b – laisvas koeficientas;

2.3.1 lentelė

RAA įrenginių skaičius

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
RAA skaičius	22029	22118	22371	22479	24348	25714	26013	26375	26600	27014	27283

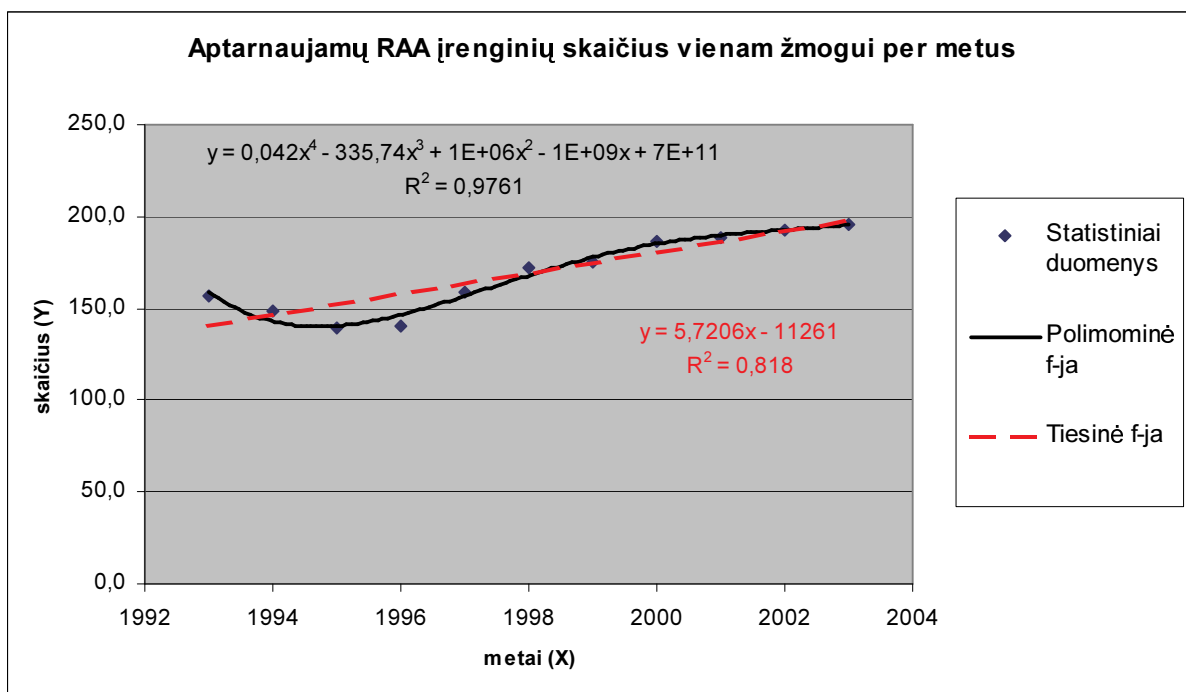


2.3.1 pav. RAA įrenginių skaičius

2.3.2 lentelė

Aptarnaujamų RAA įrenginių skaičius vienam žmogui per metus

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2002	2003
Skaičius žmogui	156,9	148,4	139,5	140,4	158,4	172,5	175,6	186,1	188,5	193,1	195,8	156,9



2.3.2 pav. Aptarnaujamų RAA įrenginių skaičius vienam žmogui per metus

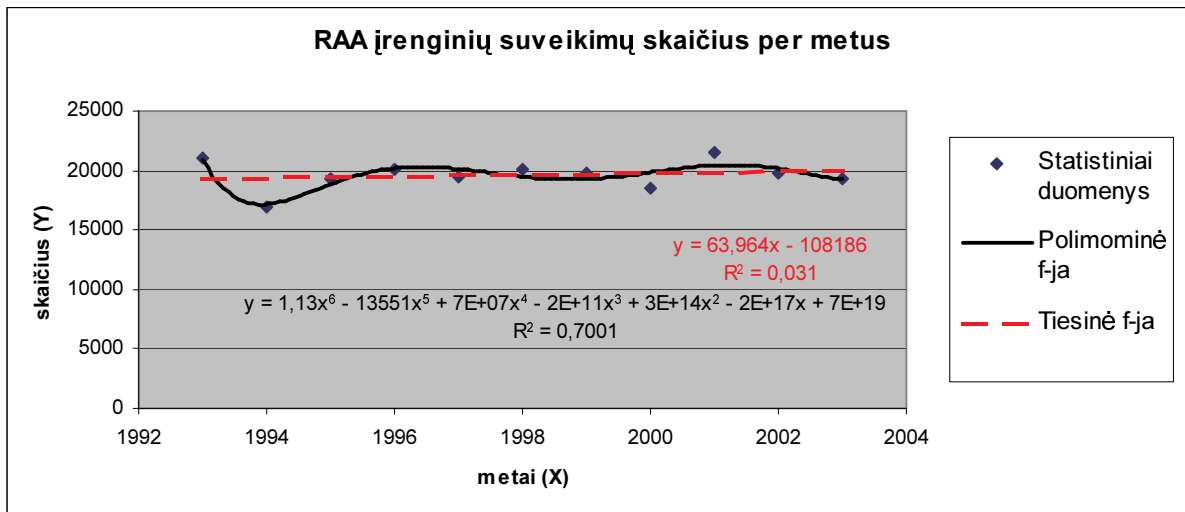
2.3.2. RAA įrenginių apkrova

Apie RAA įrenginių apkrovą galima spręsti pagal jų suveikimus. RAA įrenginių suveikimai pavaizduoti 2.3.3 lentelėje ir 2.3.3 pav. Iš jų matosi elektros tinklų RAA apkrovos absoliutiniais dydžiais. Kiekvieno RAA įrenginių vidutiniškas suveikimų skaičius per metus pateiktas santykiniais vienetais 2.3.4 lentelėje ir 2.3.4 pav. Naudojamas grafinis metodas aprašytas 2.3.1. skyrelyje.

2.3.3 lentelė

RAA įrenginių suveikimų skaičius per metus

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Skaičius per metus	20982	16902	19342	20034	19464	20108	19795	18521	21462	19811	19329

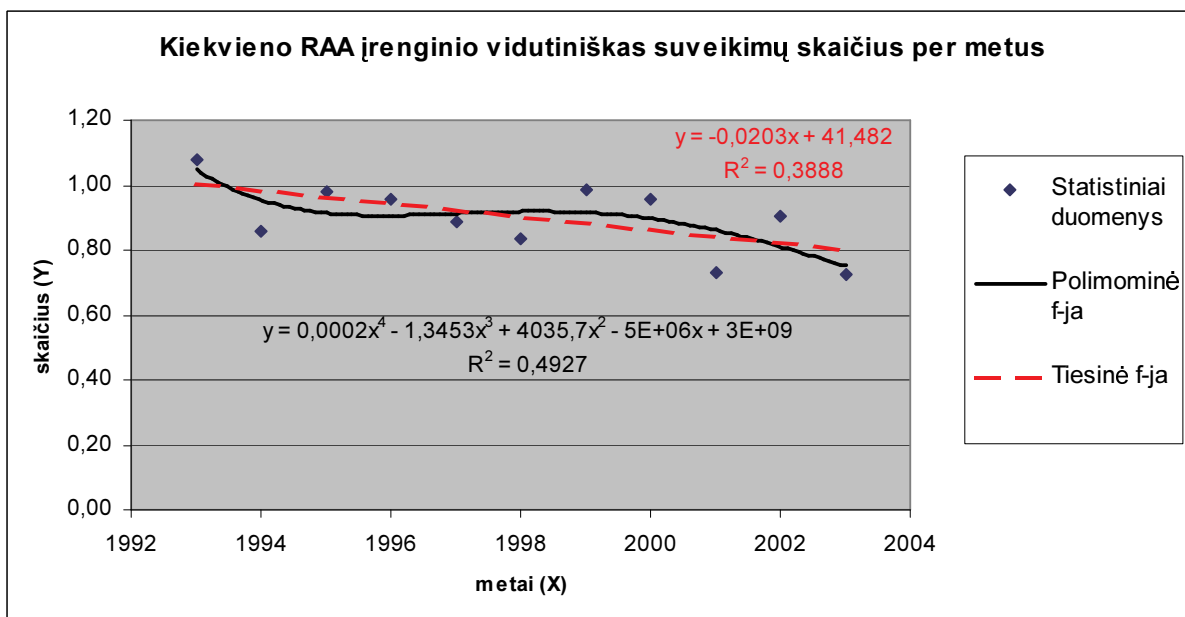


2.3.3 pav. RAA įrenginių suveikimų skaičius per metus

2.3.4 lentelė

Kiekvieno RAA įrenginio vidutiniškas suveikimų skaičius per metus

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Suveikimų skaičius	1,08	0,86	0,98	0,96	0,88	0,83	0,98	0,95	0,73	0,90	0,73



2.3.4 pav. Kiekvieno RAA įrenginio vidutiniškas suveikimų skaičius per metus

2.3.3. RAA nepasiruošimo koeficientas

Kiekviena relinės apsaugos funkcija charakterizuojama apsaugos funkcionavimo gedimų srauto parametrais. Šie parametrai sumuojami vienoduose nuostolių lygiuose. Pagal šias sumas nustatomas apsaugos nepasiruošimo koeficientas:

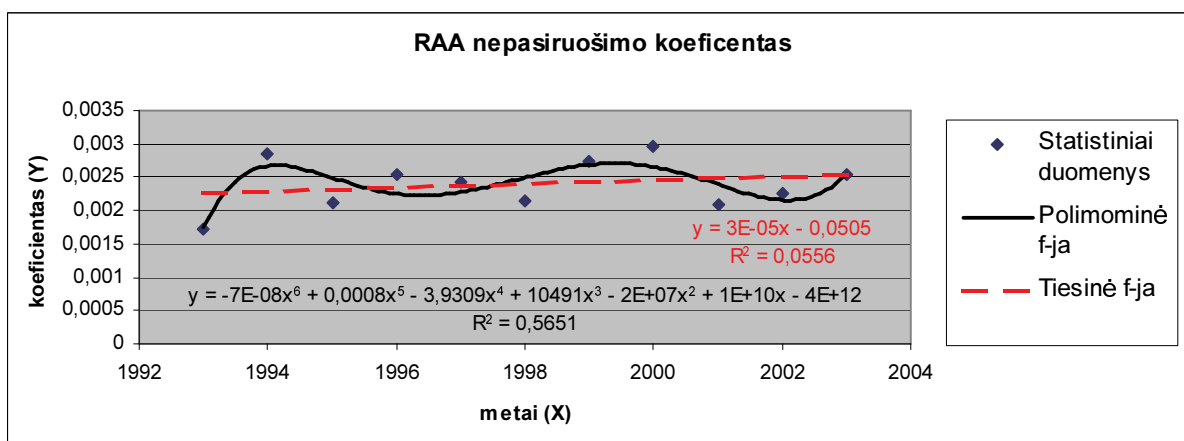
$$q_{po} = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_{0,po,i}}{\omega_{r,po}}; \quad (2.3.8)$$

čia $\sum_{i=1}^n \omega_{0,po,i}$ – gedimų poveikio srautų suma, esant įvairių tipų trumpiems jungimams, įvairiuose saugomos zonos vietose; $\omega_{r,po}$ – relinės apsaugos reikalingų poveikių srauto parametras.

RAA nepasiruošimo koeficientai yra pateikti 2.3.5 lentelėje ir 2.3.5 pav. Naudojamas grafinis metodas aprašytas 2.3.1. skyrelyje.

2.3.5 lentelė

RAA nepasiruošimo koeficientas		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Metai	Nepasiruošimo koeficientas	0,0017158	0,0028399	0,0021197	0,0025457	0,0024147	0,0021385	0,002728	0,0029696	0,0020967	0,0022715	0,0025351



2.3.5 pav. RAA nepasiruošimo koeficientas

2.3.4. RAA įrenginių neteisingi suveikimai

RAA įrenginiams intensyviai dirbant padažnėja neteisingi jų suveikimai. Tai gali būti dėl sekančių priežasčių:

1. Relių elektromechaninės dalies gedimai (defektai).
2. Relių mikroelektronikos elementų gedimai (defektai).
3. Kitų aparatų, relinės apsaugos elementų ir jų grandinių gedimai (defektai)
4. Neteisingai užduotos ar išpildytos schemos.
5. Neteisingai užduoti ar išpildyti nustatymai.
6. Neteisingai parinkti aparatai.
7. Klaidos dirbant paneliuose ir grandinėse.
8. Neįvykdyti direktyvinių dokumentų ar specialių užduočių reikalavimai.
9. Sutrikimai kitų padalinių aptarnaujamuose aparatuose ar jų grandinėse.
10. RAA įrenginių konstrukciniai trūkumai.
11. Kitos priežastys.

2.3.6 lentelėje ir 2.3.6 pav. pateikti relinės apsaugos įrenginių neteisingi suveikimai absoliutiniais dydžiais, o 2.3.7 lentelėje ir 2.3.7 pav. pateikti sisteminės automatikos neteisingi suveikimai absoliutiniais dydžiais. Palyginimui 2.3.8 lentelėje ir 2.3.8 pav. Pateikti RAA įrenginių neteisingi suveikimai nuošimčiais iš visų RAA įrenginių suveikimų. Naudojamas grafinis metodas aprašytas 2.3.1. skyrelyje.

Pakeitus senos kartos RAA įrenginius naujais, mikroprocesoriniais įrenginiais, aukščiau išvardintų neteisingų suveikimų priežasčių įtaka RAA įrenginiams galima būtų žymiai sumažinti ir todėl sumažėtų neteisingų suveikimų skaičius.

2.3.6 lentelė

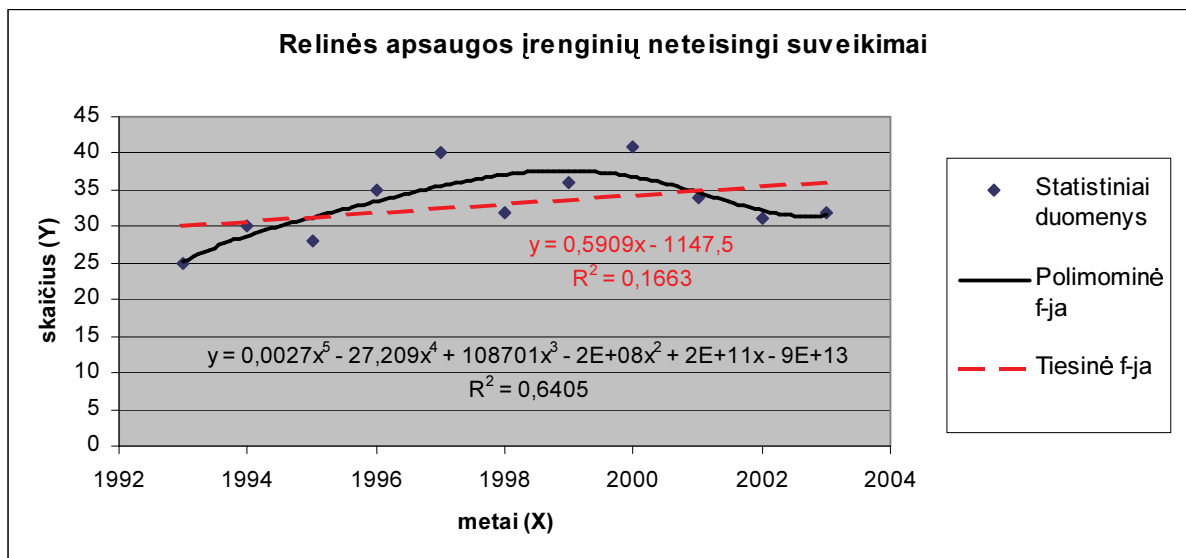
Relinės apsaugos įrenginių neteisingi suveikimai

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Neteisingi suveikimai	25	30	28	35	40	32	36	41	34	31	32

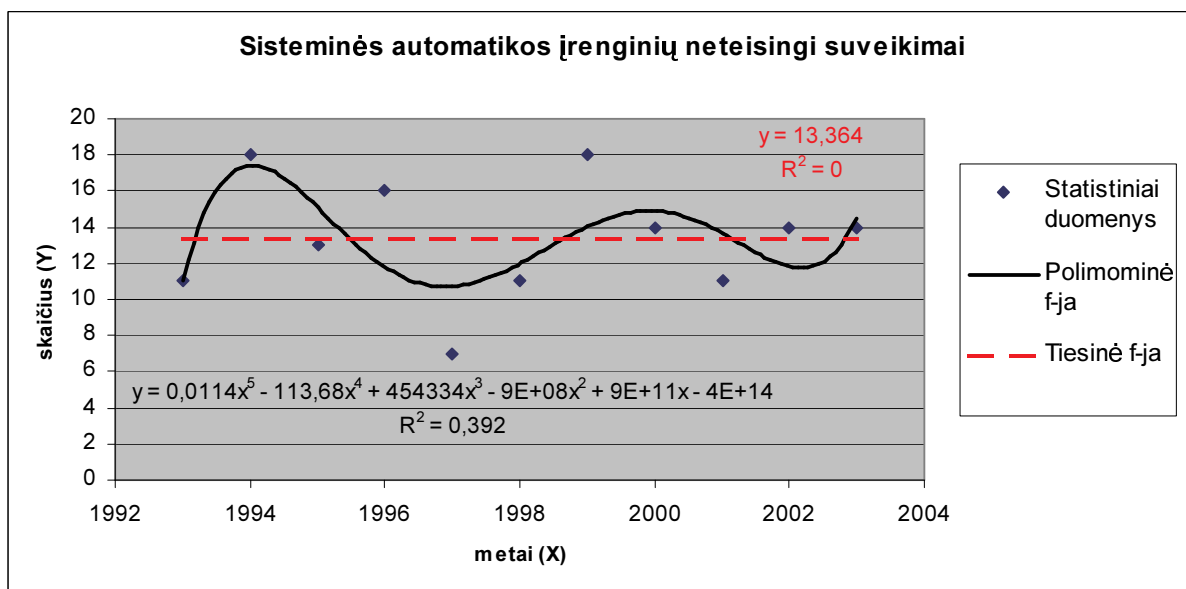
2.3.7 lentelė

Sisteminės automatikos įrenginių neteisingi suveikimai

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Neteisingi suveikimai	11	18	13	16	7	11	18	14	11	14	14



2.3.6 pav. Relinės apsaugos įrenginių neteisingi suveikimai

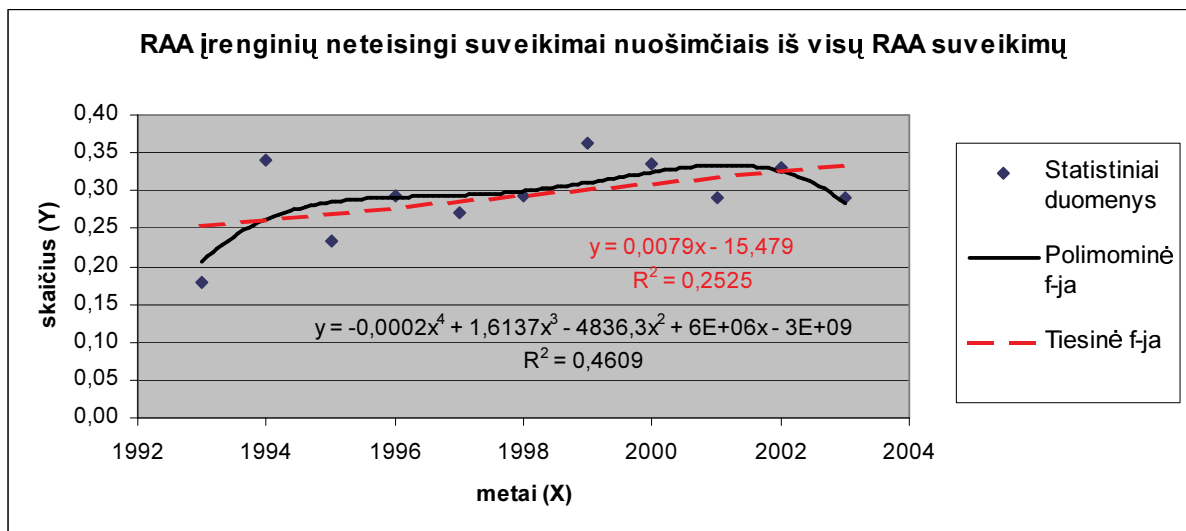


2.3.7 pav. Sisteminės automatikos įrenginių neteisingi suveikimai

2.3.8 lentelė

RAA įrenginių neteisingi suveikimai nuošimčiais iš visų RAA suveikimų

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
nuošimčiai	0,18	0,34	0,23	0,29	0,27	0,29	0,36	0,34	0,29	0,33	0,29



2.3.8 pav. RAA įrenginių neteisingi suveikimai nuošimčiais iš visų RAA suveikimų

2.3.5. RAA neselektyvumas

Koeficientas nusakantis neselektyvų apsaugos poveikį:

$$q_{po} = \frac{\sum_{i=1}^m \omega_{n,s,i}}{\omega_{r,n}}; \quad (2.3.9)$$

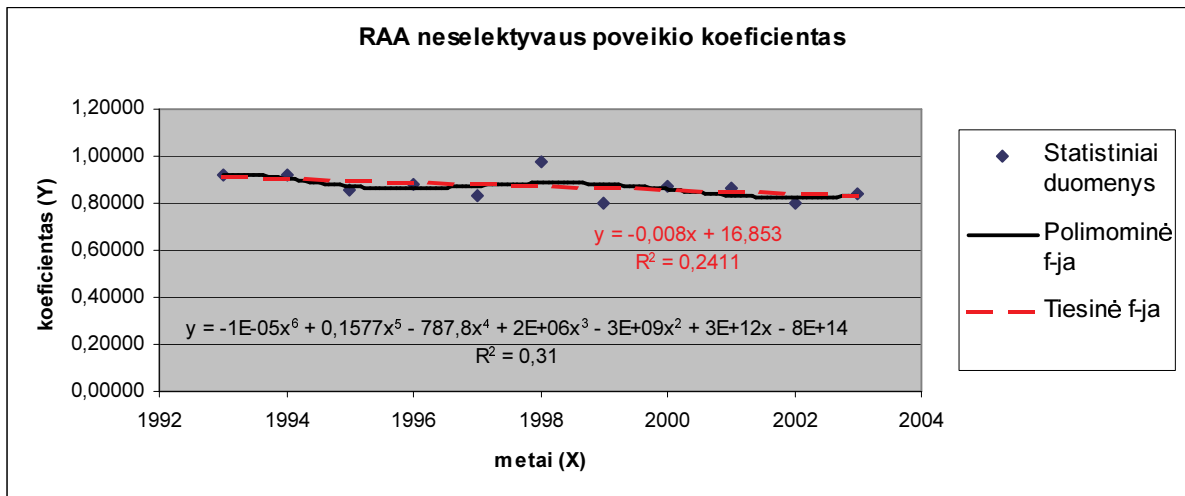
čia $\sum_{i=1}^m \omega_{n,s,i}$ – neselektyvių poveikių srautų suma, kai trumpas jungimas už saugomos zonos ribų, tai yra įvairiuose rezervuojamo tinklo dalyse; $\omega_{r,n}$ – RAA klaidingų poveikių srauto parametras.

RAA neselektyvaus poveikio koeficientas iš visų klaidingų poveikių yra pateikti 2.3.9 lentelėje ir 2.3.9 pav.. Naudojamas grafinis metodas aprašytas 2.3.1. skyrelyje.

2.3.9 lentelė

RAA neselektyvaus poveikio koeficientas

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Neselektyvumo koeficientas	0,91667	0,91667	0,85366	0,88235	0,82979	0,97674	0,79630	0,87273	0,86667	0,8	0,83673



2.3.9 pav. RAA neselektyvaus poveikio koeficientas

2.3.6. Neteisingi suveikimai dėl RAA personalo kaltės

Neteisingų suveikimų dėl RAA personalo kaltės pagrindinės priežastys:

1. Nebuvo laiku pašalinti išaiškinti schemų ir aparatūros gedimai ar defektai.
2. Ne laiku pakeisti ar neteisingai sureguliuoti (paskaičiuoti) relių nustatymai ar charakteristikos, nepakeista privaloma pakeisti susidėvėjusi įranga.
3. Nebuvo įvykdyti direktyvinių dokumentų reikalavimai ar kitos užduotys.
4. Buvo neteisingi nurodymai operatyviam personalui, arba jų iš viso nebuvo.
5. Pasikartojo žinomi ir išaiškinti kituose objektuose buvę schemų ir aparatūros gedimai ar defektai, kurie turėjo būti pašalinti.

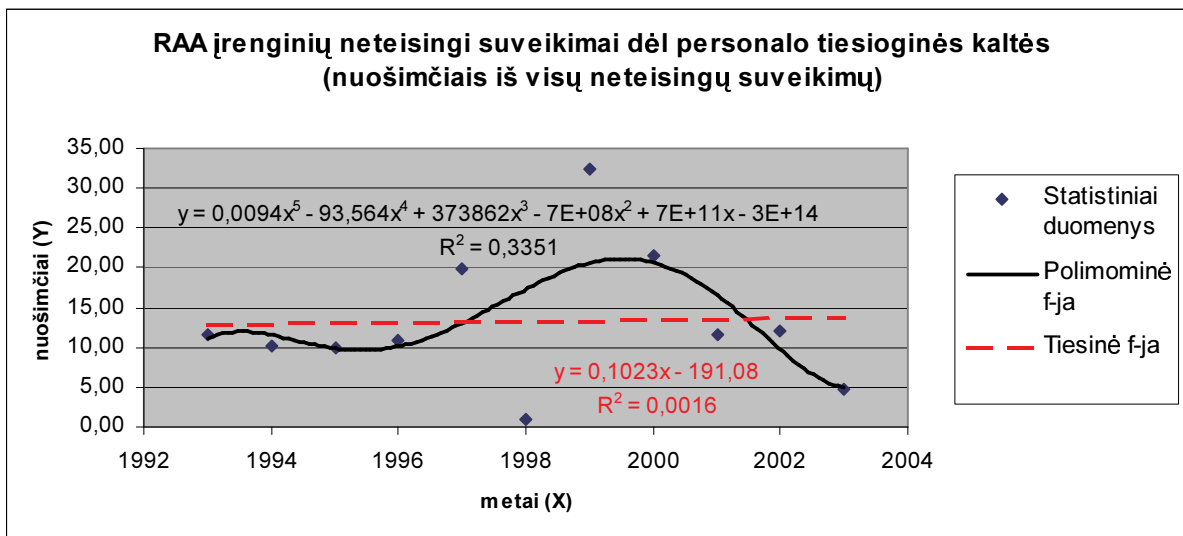
Be to elektromechaniniai ir puslaidininkiniai RAA komponentai išdėstyti reliniuose paneliuose dideliame plote, todėl aptarnaujantis personalas kartais neteisingai atsirenka reikiamas grandines ir jas užtrumpinę ar atjungę, priverčia neteisingai suveikti RAA įrenginius. Dėl didelio elektrinių grandinių skaičiaus, derinimo metu prireikus jas atjungti, kartais jos neteisingai prijungiamos atgal.

2.3.10 lentelėje ir 2.3.10 pav. pateikti RAA įrenginių neteisingi suveikimai dėl RAA personalo tiesioginės kaltės (nuošimčiais iš visų neteisingų suveikimų), o 2.3.11 lentelėje ir 2.3.11 pav. bei 2.3.12 lentelėje ir 2.3.12 pav. RAA įrenginių neteisingi suveikimai išskaidyti į relinės apsaugos ir sisteminės automatikos įrenginių neteisingus suveikimus dėl RAA personalo tiesioginės kaltės. Iš pateiktos medžiagos matyti, kad RAA įrenginių neteisingų suveikimų dėl personalo kaltės klaidų visiškai išvengti nepavyksta. Naudojamas grafinis metodas aprašytas 2.3.1. skyrelyje.

2.3.10 lentelė

RAA įrenginių neteisingi suveikimai dėl personalo tiesioginės kaltės

Nuošimčiais iš visų neteisingų suveikimų											
Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
nuošimčiai	11,57	10,14	10,00	10,93	19,97	0,89	32,29	21,51	11,57	11,98	4,71

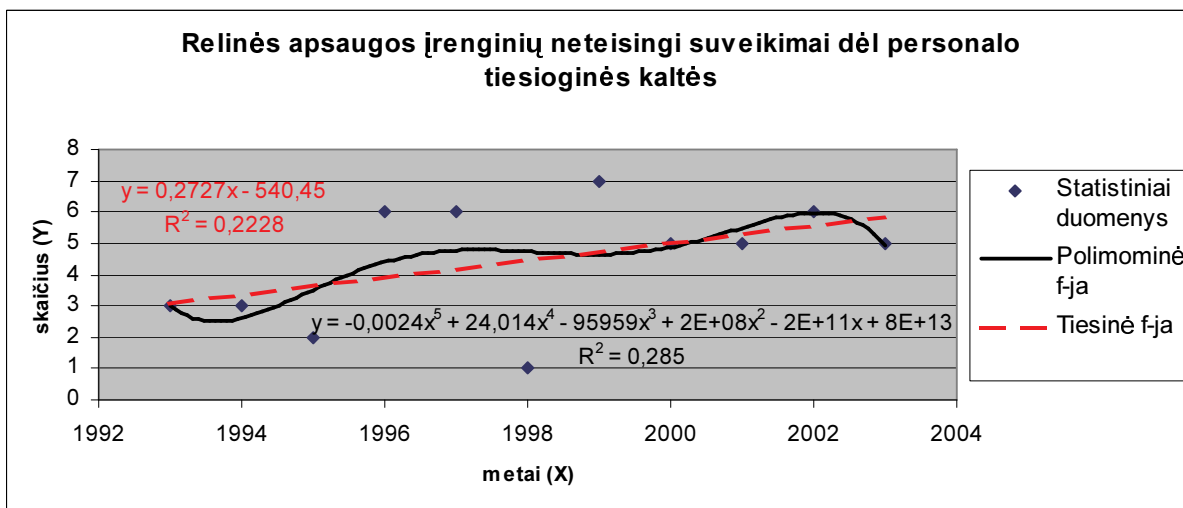


2.3.10 pav. RAA įrenginių neteisingi suveikimai dėl personalo tiesioginės kaltės

2.3.11 lentelė

Relinės apsaugos įrenginių neteisingi suveikimai dėl personalo tiesioginės kaltės

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
nuošimčiai	11,57	10,14	10,00	10,93	19,97	0,89	32,29	21,51	11,57	11,98	4,71

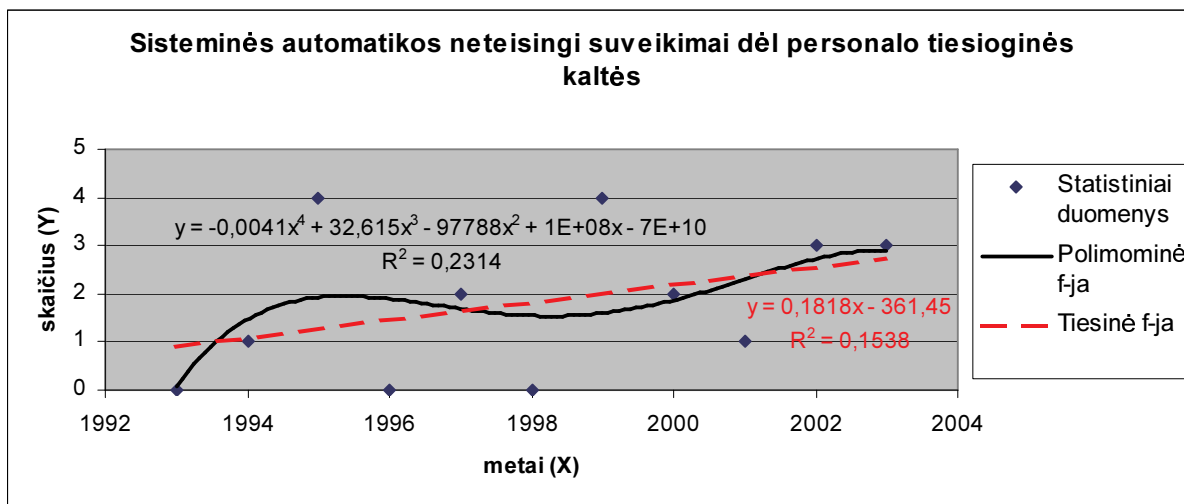


2.3.11 pav. Relinės apsaugos įrenginių neteisingi suveikimai dėl personalo tiesioginės kaltės

2.3.12 lentelė

Sisteminės automatikos neteisingi suveikimai dėl personalo kaltės

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
nuošimčiai	11,57	10,14	10,00	10,93	19,97	0,89	32,29	21,51	11,57	11,98	4,71



2.3.12 pav. Sisteminės automatikos neteisingi suveikimai dėl personalo tiesioginės kaltės

3. PASTOČIŲ VALDYMO SISTEMŲ PATIKIMUMAS

Dabartinėse pastotėse įrenginiai bei įranga yra sumontuota su skirtinga tarnavimo trukme. Pirminiai įrenginiai turi apie 40 metų tarnavimo trukmę, o antrinė įranga, tokia kaip apsaugos valdymo ir komunikacijos sistemos geriausiu atveju tarnauja apie 20 metų. Vadinasi antriniai įrenginiai pastotėse per jos darbo laiką turi būti du ar tris kartus pakeisti. Antrinė įranga gali būti keičiama pavieniui ir palaipsniui, bet geriau keisti iš karto ir visą.

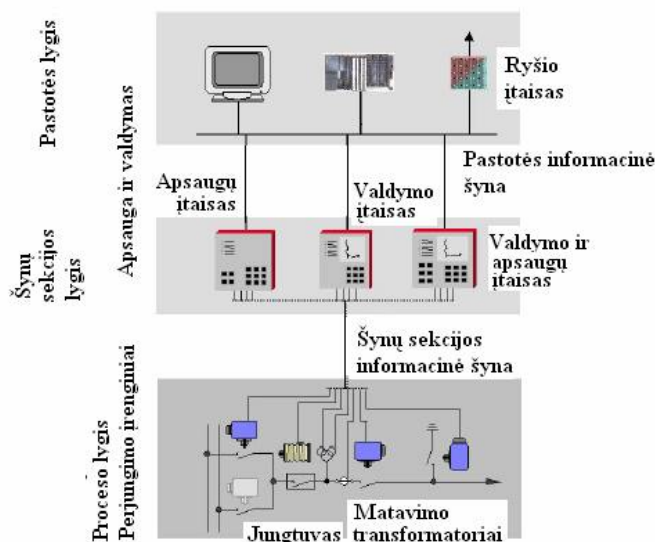
Energetikos sistemų industrija greitai keičiasi optimalios vadybos link visuose sistemos lygiuose. Viso kompiuterizuoto valdymo pagrindas yra pastočių valdymo sistemos, todėl pastotes, kurių tarnavimo laikas dar nepasibaigė, taip pat reikia kompiuterizuoti. Tai suteikia visai sistemos valdymo sistemai galimybę veikti visu pajėgumu. Tik visiškai automatizuota energetikos sistema sudaro būtinas sąlygas elektros rinkai veikti, nes reikia tiksliai matuoti elektros kontraktų srautus ir juos valdyti.

Dar viena būtinybė automatizuoti elektros pastotes yra atsiskyrusios perdavimo ir skirstomųjų tinklų bendrovės.

Gerai įrengtos automatizuotų elektros pastočių valdymo sistemos mažina pagrindinių įrenginių eksploataavimo kainą, nes leidžia iš anksto lokalizuoti gedimus ir geriau pasiruošti aptarnavimo darbams.

Kita finansines išlaidas mažinanti pastočių automatikos savybė yra geresnis informacijos perdavimas tarp pastočių įrenginių ir valdymo patalpos. Susitaupo ir tampa nebereikalingi daugelis kontrolinių kabelių. Nuolatinis matavimas ir gautųjų rezultatų teikimas elektros sistemų informacijos apdorojimo centras yra dar viena pastotės valdymo automatikos veikos bruožas. Jis leidžia pereiti prie naujų darbo funkcijų be didelių pastangų, nes įprastines pastotes pertvarkyti pavyksta tik po didelių antrinių grandinių pertvarkymo darbų.

Šiandieninės automatizuotos pastotės tipinė struktūra pateikiama 3.1 pav.



3.1 pav. Automatizuotos pastotės struktūra

Pagrindinių įrenginių antrinės grandinės su šynų sekcijos informacinės šynos įtaisais jungiami lygiagrečiai, o toliau taikomas nuoseklusis įvairių įtaisų jungimas. Dalis funkcijų: distancinė apsauga, apsaugos nuo viršsrovių, diferencinė apsauga, apsaugos nuo virštemperatūrių, šynų apsauga, apsauga nuo galimo jungtuvo gedimų turi savo konkrečius įtaisus, o valdymo funkcijas atlieka įvairūs valdymo įtaisai. Tokios funkcijos yra:

- jungtuvo valdymas;
- izoliacijos tikrinimas;
- įžemiklių valdymas;
- transformatoriaus atšakų perjungiklio valdymas;
- neleistinių perjungimų blokavimas;
- sinchronizavimas prieš įjungiant jungtuvą (jei reikia);
- ryšio su sistemos valdymo centru palaikymas.

Išplėtos automatikos funkcijos yra:

- perjungimų sekos tikrinimas;
- pažeistos šynų sekcijos izoliavimas;
- automatinis šynų pakeitimas;
- rezervinio maitinimo automatinis įjungimas;
- apkrovų tarp atskirų linijų keitimas;
- galios tiekimo atkūrimas.

Visos pastotės lygyje valdymo sistema atlieka šias funkcijas:

- visą pastotę apimančių veiksmų blokavimas;
- laiko tarp valdymo sistemos įtaisų sinchronizavimas;
- pastotės duomenų saugojimas;
- trikdžių įrašų failų kaupimas;
- analizė ir diagnostika.

Elektros energijos kiekių matavimas yra labai svarbi prekybos elektra dalis. Pastotėje įrengti elektros skaitikliai ir jų rodmenų pateikimo sistema matavimo duomenis kaupia ir perduoda į elektros tinklų įmonių elektros prekybos ir elektros rinkos padalinius. Matavimo prietaisai ir automatizuotos elektros energijos apskaitos bei komercijos sistemos tradiciškai yra pakankamai savarankiškos, jas paprastai aptarnauja atskiras personalas, todėl jos į automatizuotos pastotės valdymo sistemą neįeina ir todėl nebus nagrinėjamos.

Į automatizuotos pastotės valdymo sistemos funkcijas įeina kitų elektros dydžių matavimai:

- įtampos;
- srovės;
- aktyviosios ir reaktyviosios galių;
- įvairių temperatūrų;
- darbo slėgių ir t.t.

Stebėjimo pavyzdžiai yra:

- įvykių registravimas,
- trikdžių registravimas,
- pavojingų būklių išskyrimas ir registravimas,
- matavimų gretinimas ir perskaičiavimas.

Pastočių automatizuotos valdymo sistemos yra nepaprastai greitai besivystanti energetikos sritis. Faktiškai kas keli metai šiose sistemose įdiegiami nauji įtaisai, sukuriamos ir įdiegiamos naujos darbo funkcijos, pradėti naudoti intelektą turintys įtaisai.

3.1. Pastočių komunikacijų tinklų ir sistemų standartai

Paskutiniaisiais metais išdirbti ir pasauliniu mastu buvo įteisinti pastočių komunikacijų tinklų ir sistemų standartų IEC 61850 serija (2002-2003 m.), nors atskiri 5 dalies standartai jau įteisinti anksčiau, pradedant 1997 metais (IEC 60870-5-103 *Apsaugos įtaisų informacinės sąsajos*). Naujoji pastočių automatika dirba kaip vietinis kompiuterinis tinklas, o jame cirkuliuojantys pranešimai

atitinka visoje elektros sistemoje taikomus telematavimų IEC 6870-5-101 ir IEC 6870-5-104 protokolus.

3.1.1 lentelė

Tradicinių ir integruoto valdymo sistemų palyginimas

Tradicinis lygis	Integruotas lygis
Pastotę eksploatuojant antrinių grandinių keitinius atlieka montavimo personalas	Pastotę eksploatuojant keitinius atlieka arba montavimo personalas arba skaitmeninių įrenginių gamintojas
Šis personalas pastotėje yra nuolat. Jo kvalifikacija yra žema	Keitiniai yra daromi gamykloje ir po to siunčiami į pastotę. Personalo kvalifikacija yra vidutinė
Valdymo įrenginiai visose pastotėse yra panašūs ir lengvai sukeičiami. Gauti atsargines dalis galima su mažiausiais ištekliais	Skaitmeniniai įrenginiai vystosi labai sparčiai ir nėra lengvai pakeičiami. Todėl norint turėti atsarginius įrenginius reikia turėti dideles inventorius atsargas
Valdymo, apsaugų ir telematavimų bei tebevaldymo įrenginiai yra skirtingi įtaisai. Aptarnavimo atsakomybė yra puikiai atskiriama ir ribojama	Valdymo, apsaugų ir tebevaldymo funkcijas atlieka tas pats įrenginys. Todėl yra sunku nurodyti kiekvienos organizacijos (padalinio) aptarnavimo atsakomybės ribas
Aptarnavimo ir nesudėtingo valdymo keitiniai yra paprasti ir apsirikimo rizika yra ne didelė	Aptarnavimo ir nesudėtingo valdymo keitiniai yra kompleksiniai, todėl klaidų rizika yra didelė, nes programinė, aparatinė ir techninė įrangos versijos ir sandara yra kompleksinės
Įdiegimas į eksploataciją gali būti atliekamas įrenginys po įrenginio, o pabaigoje išbandyti visi kartu	Įvedimo į eksploataciją uždavinys gali būti sprendžiamas tik atliekant pabaigos funkcinius bandymus, nes funkcijos yra labai sutapdintos
Didelis patikimumas	Labai didelis patikimumas
Reikia daug erdvės	Erdvės reikia mažai
Vidutinė įrenginių įsigijimo, bet didelė įrengimo kaina	Vidutinė įrenginių įsigijimo ir maža įrengimo kaina
Analizei ir aptarnavimui reikia mažai informacijos, derinimas galimas tik vietoje	Analizei ir aptarnavimui reikia plačios informacijos, derinimas galimas per nuotolį
Ribotas funkcionalumas	Didelis funkcionalumas
Žymių keitinių įdiegimas yra kompleksinis ir daug kainuoja	Žymių keitinių įdiegimas yra paprastas ir kainuoja mažai

Kompiuterių tinklo projektavimo metodų ir pasitvirtinusių praktikoje sprendimų taikymas pastotėms automatizuoti didina gaminių universalumą, lengvina jų pritaikymą kiekvienai konkrečiai įrengimo vietai ir nuderinimą darbo užduočiai, nes daugumą keitimų reikia atlikti programų, o ne įrenginių lygyje.

Įprastinių pastotės antrinių grandinių funkcijų ir automatizuotų pastočių valdymo sistemų funkcijų palyginimas pateiktas 3.1.1 lentelėje. Jau daug energetikos kompanijų yra įdiegusios integruotas pastočių valdymo sistemas. Per pastaruosius 10 metų sukauptas didelis eksploatacijos patyrimas.

Pagrindiniai gedimai yra šie:

- įėjimo ir išėjimo gnybtų gedimai;
- maitinimo šaltinių gedimai;
- išorinio ryšio įrenginių gedimai;
- ryšiui su sistema personalo naudojamo kompiuterio sustojimai;
- procesorių pažaidos po perprogramavimo;
- ryšio su nutolusiu valdymo centru klaidos;
- paslėptos programavimo klaidos.

Be gedimų daug problemų sukelia personalo perkvalifikavimas, nauja tikrinimo ir derinimo aparatūra, dokumentacijos pilnumas ir kokybė, priėmimo į eksploataciją tikrinimai ir būtinybė išvengti priklausomybės nuo aparatūros gamintojų.

Dar viena problema yra tai, kad gamintojai nuolat atnaujina gaminamas valdymo sistemas ir nuosekliai perkant kad ir tos pačios firmos gaminius per ilgesnį laiką eksploatuojamų sistemų versijų skaičius nuolat didėja.

Atsiranda naujos aptarnavimo darbų rūšys:

- programų kopijavimas prieš kiekvieną keitimą arba vieną kartą per metus;
- spausdintųjų plokščių apžiūra ir valymas nuo dulkių;
- dulkių filtrų keitimas;
- analoginių įėjimų tikrinimas ir vidinių šaltinių keitimas, pavyzdžiui, kas 5 metai.

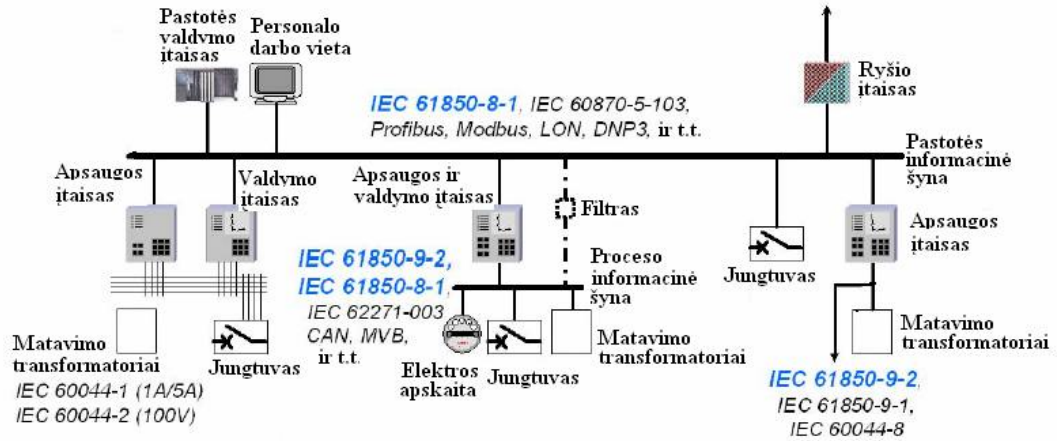
Įvairių gamintojų tiekama aparatūra, nežiūrint standartų, vis tiek skiriasi. Pagrindiniai skirtumai atsiranda sistemos architektūroje, nes galimi įvairūs komponavimo ir sutapdinimo variantai. Galimi visą šynų sekciją apimantys sustambinti įtaisai, skirtingi vidutinės įtampos valdymo įrenginių prijungimo tipai ir skirtingi aparatūros hierarchijos lygiai. Net CIGRE B5 studijų komitetas [18] rekomenduoja valdymo sistemų vartotojams turėti savo vidinį standartą, arba stengtis pirkti valdymo įtaisy iš vienos firmos. Pasaulyje vyksta visų pastotės automatinio valdymo sistemos elementų ir pačios sistemos standartizavimas. Nuo 2004 metų visiškai įteisinti IEC 60870 serijos standartų sprendimai, perėjimas prie vidinio ryšio taikant greitaeigį Ethernet tinklą (100 Mbps arba 1 Gbps) turi sumažinti atskirų gamintojų gaminių skirtumus. Dabar taikomi standartai pastotės viduje parodyti 3.1.1 pav.

3.1.1 pav. parodyta didelė vidaus standartų įvairovė, neleidžianti sumažinti gaminių skirtumus. Paveiksle rodoma pastotės vidaus automatikos informacinė sistema turinti tik du

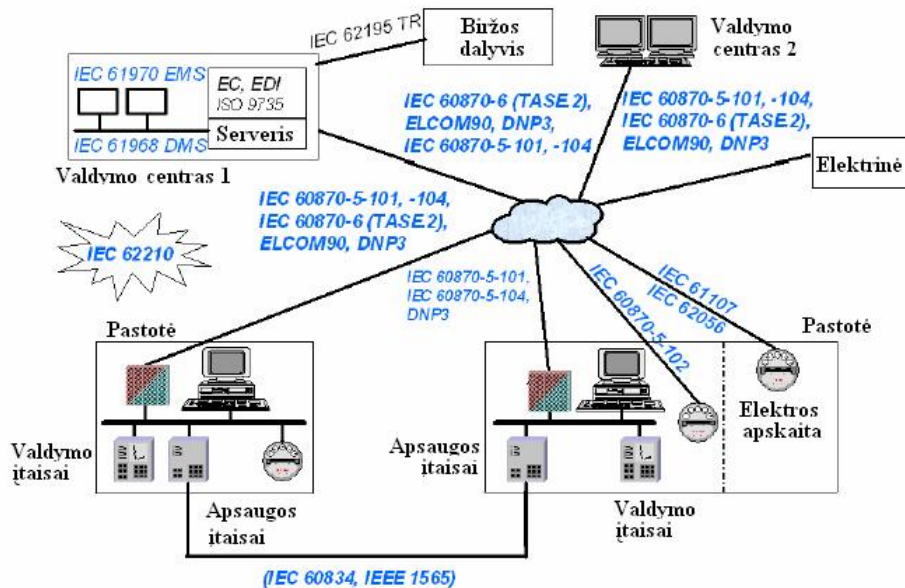
hierarchijos lygius: visos pastotės ir atskirų procesų šynas. Tarpinė vienos šynų sekcijos informacinis lygis nebenaudojamas. Tai leido padaryti žymiai padidintas iki 100 Mbps pagrindinės šynos greitis. Sumažinus tarpinių grandžių skaičių bendras darbo našumas ir tuo pačiu proceso patikimumas išauga.

3.1.2 pav. parodyta išorinių pastotės informacinių ryšių standartų įvairovė. Kartu šis paveikslas rodo dispečerinio valdymo sistemos patikimumo ir galimų tarpusavio prieštaravimų lygį.

IEC 61850



3.1.1 pav. Pastotės vidaus informaciniuose procesuose taikomi standartai

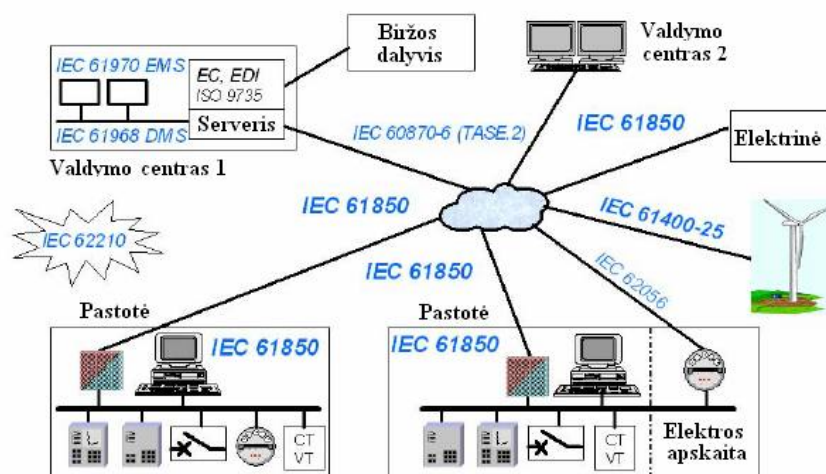


3.1.2 pav. Pastotės išorės ryšių standartų įvairovė

Mažinant standartų ir tuo pačiu aparatūros įvairovę įvedami nauji ir naikinami seniau naudoti standartai. 3.1.3 pav. parodyti nauji jau galiojantys ir dar tik projekto stadijose (IEC 61400-25) esantys standartai.

Planuojant pirkti automatizuotos pastotės informacinę sistemą, reikia gerai apskaičiuoti dabartinę jos kainą ir, tai labai svarbu, sekančios kartos sistemos, kurią reikės pirkti po dabar perkamos susidėvėjimo, kainą. Dabartinės ir perspektyvioje planuojamos kainų žinojimas nulemia sistemos tipo ir jos architektūros pasirinkimą, reikiama atsarginių dalių ir įrangos kiekį, bei leidžia planuoti aparatūros ir programų atnaujinimo tempus.

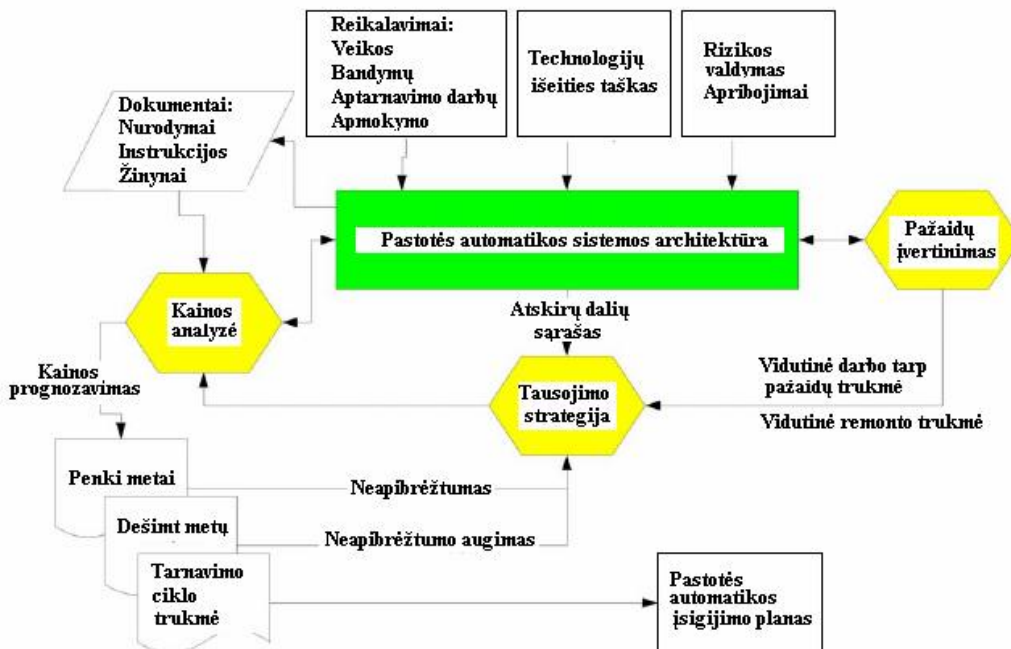
Skaičiuojant kainas reikia įvertinti pinigų infliacijos ir dabartinės bei ateities kainų perskaičiavimo metodus, turėti galimybę lyginti tarpusavyje atskirų konstrukcijų savybes ir kainas, atsižvelgti į būsimų keitinių skaičių bei modifikavimo išlaidas. Ypač svarbu įvertinti papildomai susidarantių sistemos pažaidų išsuktas išlaidas, kurios gali įvykti dėl valdymo sistemos gedimų, ir kurios taip pat turi būti įtrauktos į sisteminės informacinės sistemos parinkimo finansinius skaičiavimus.



3.1.3 pav. Elektros sistemos ryšių naujieji standartai

Parenkant valdymo sistemos tarnavimo trukmę, architektūros sandarą ir pasikartojančio atnaujinimo apimtį ir kainas, reikia įvertinti 3.1.4 pav. parodytą tiriamos pastotės sistemos ir rizikos valdymo apribojimų ryšį. Parodyta, kad reikia optimizuoti galimos rizikos ir sistemos kainos santykį. Pagrindiniai lemiantys faktoriai yra galimų sistemos pažaidų sąrašas, galimų pažaidų dažnis, arba, kaip parodyta diagramoje vidutinė darbo tarp pažaidų trukmė. Kitas parametras yra vidutinė sistemos remonto trukmė. Naudojant gautus įverčius, kainų analizė leidžia parinkti efektyviausias sistemos dalis ir programas, kurios ir nulemia visą sistemos architektūrą.

Įrangos tarnavimo trukmė gamintojo ir vartotojo požiūriais skiriasi. Gamintojo supratimu įrangos tarnavimo laikas yra laikotarpis tarp gamybos pradžios ir gamybos nutraukimo. Vartotojo požiūriu yra laikotarpis tarp pirmojo automatikos įtaiso įrengimo ir atidavimo į eksploataciją konkrečioje pastotėje iki paskutinio tokios rūšies sistemos įrenginio išmontavimo.



3.1.4 pav. Tarnavimo ciklo trukmės kainos raidos metodika

3.2. Sistemos integratorius

Pasitikėti gamintoju, kad jis tęs prieš kelias kartas gamintos produkcijos priežiūrą, o ne siūlys eilinį kartą viską pakeisti nėra geras sprendimas, todėl gyvavimo ciklo skirtame IEC 61850-4 *Sistemų ir projektų priežiūra* standarte (IEC 61850-4-6 dalis yra skirta pastočių automatikos sistemoms prižiūrėti) įvedama sistemos Integratoriaus sąvoka. Tai arba specialistų grupė arba atskira, panašiai kaip Sistemos operatorius, institucija, kuri prižiūri ir rūpinasi visoje elektros energetikos sistemoje vykstančių informacinių procesų ir atitinkamų įrenginių veikimu ir vystymu. Sistemos Integratorius kaupia dokumentus, informaciją ir, jei susitarta, atsargines dalis, bei vykdo instaliavimo, keitimo ir patikimumo įvertinimo darbus. Nustatyti valdymo ir automatikos sistemos įrenginių darbo ciklo trukmę yra taip pat tokio Integratoriaus darbas.

Kainos modelyje daug dėmesio skiriama būsimos kainos prognozei. Atliekama 5 ir 10 metų perspektyvinių kainų prognozė. Jei pasirenkamas 15 ar 20 metų tarnavimo trukmės ciklas, prognozuojama būsima po 20 metų įrenginių kaina. Įrenginių priežiūros ir kainos prognozavimo vyksmą lengvina ilgalaikiai sistemos Integratoriaus ir valdymo sistemos įrenginių gamintojų kontraktai. Sistemos veikos patikimumas labai priklauso nuo tokių kontraktų.

Ypač sistemos Integratoriaus vaidmuo išaugs, kai vietoje įprastinių įrenginių bus pradėti naudoti intelektualūs elektroniniai įtaisai. Gamintojui keliami reikalavimai turės būti pateikiami atitinkama funkcinis poreikius, vykdymo ir delsos trukmes išreiškiančia kalba. Gamintojai

prognozuoja, kad reikės vietoje vieno, statyti du procesorius, vieną proceso priežiūrai ir kitą ryšio kanalo priežiūrai ir valdymui, sujungtus viena bendrai naudojama atmintimi. Tai leis patenkinti visus naujų standartų reikalavimus.

Skaičiuojant galimų gedimų riziką labai svarbu įvertinti galimus apribojimus. Rizikos valdymas būtinas, nes kompiuterių ir komunikacijų technologijos dvigubina savo galimybes maždaug per kiekvienus dvejus metus. Inžinerinės technologijos dvigubina savo galimybes per kiekvienus trejus arba panašiai metus. Jei apsiribosime 15 metų tarnavimo ciklo trukme, visos galimos technologijos pasikeičia nuo 5 iki 7 kartų. Ši greita technologijų kaita yra rizikos valdymo objektas. Bendrai suprantamas rizikos kokybinis lygis gali būti, pavyzdžiui, trijų pakopų:

- didelė rizika: reikalingos ypač didelės išlaidos, griežtas tvarkaraštis, reikia dėti dideles pastangas valdymui;
- vidutinė rizika: kainų poveikis vidutinis, vidutiniškai griežtas tvarkaraštis, papildomos vadybos pastangos;
- maža rizika: kainų poveikis minimalus, techninės kokybės savybės leidžia apsiriboti įprastine priežiūra.

Tiksliau įvertinti riziką galima naudojant kokybinius parametrus: pažaidos tikimybę P_f ir pažaidų pasekmės finansinį efektą C_f . Pasekmės gali būti vertinamos įprastiniais techninių kokybės charakteristikų įvertinimo metodais.

Rizikos faktorius skaičiuojamas:

$$\text{Rizikos faktorius} = P_f + C_f - P_f C_f; \quad (3.2.1)$$

čia:

$$P_f = aP_{Mhw} + bP_{Msw} + cP_{Chw} + dP_{Csw} + eP_D; \quad (3.2.2)$$

kur a , b , c ir d suma turi būti lygi vienetui; P_{Mhw} – pažaidų tikimybė dėl techninės įrangos brandumo; P_{Msw} – pažaidų tikimybė dėl programinės įrangos brandumo; P_{Chw} – pažaidų tikimybė dėl techninės įrangos paimumo; P_{Csw} – pažaidų tikimybė dėl programinės įrangos paimumo; P_D – pažaidų tikimybė dėl priklausomybės nuo kitų sistemų laipsnio.

$$C_f = fC_t + gC_c + hC_s; \quad (3.2.3)$$

kur f , g ir h suma turi būti lygi vienetui; C_f – pažaidos pasekmė, atsirandanti dėl technikos faktorius; C_c – pažaidos pasekmė, atsirandanti dėl kainos pokyčių; C_s – pažaidos pasekmė, atsirandanti dėl tvarkaraščio pokyčių.

Pažaidos tikimybės matematinis modelis

Didumas	Terminų faktorius P_M		Sudėtingumo faktorius P_C		Priklausomybės faktorius P_D
	Techninė įranga P_{Mhw}	Programinė įranga P_{Msw}	Techninė įranga P_{Chw}	Programinė įranga P_{Csw}	
0,1	Jau yra	Jau yra	Paprastos konstrukcijos	Paprastos kompozicijos	Nuo esamų sistemų, įmonių ar kontraktų nepriklauso
0,3	Minimalus perprojektavimas	Minimalus perprojektavimas	Vidutiniškas sudėtingumo padidėjimas	Vidutiniškas sudėtingumo padidėjimas	Darbų tvarkaraštis priklauso nuo įmonėje esančių sistemų ar kontraktų
0,5	Galimi ženklūs pokyčiai	Galimi ženklūs pokyčiai	Vidutiniškas sudėtingumo padidėjimas	Vidutiniškas sudėtingumo padidėjimas	Įvykdymas priklauso nuo esamų sistemų charakteristikų, įmonės ar kontraktų
0,7	Technologija galima, kompleksinis projektavimas	Panašios į esamas naujos programos	Ženklus sudėtingumo padidėjimas	Dalis modulių žymiai sudėtingesni	Įvykdymas priklauso nuo naujų sistemų sukūrimo, įmonės ar kontraktų
0,9	Kompleksinis moderniausias tyrimas	Dar niekada nedaryta, labai moderni	Ypač sudėtingas	Ypač sudėtingas	Kokybė priklauso nuo naujų sistemų sukūrimo, įmonės ar kontraktų

Pastotės atveju pažaidos tikimybė gali būti įvertinta pagal 3.2.1 lentelės pavyzdį, pažaidos pasekmės gali būti įvertintos pagal 3.2.2 lentelės pavyzdį. Tegul pastotės informacinė sistema yra padaryta pagal klasikinį, jau 20 metų taikomą variantą: įėjimo ir išėjimo grandines valdo programuojami loginiai kontrolieriai, sujungti į nutolusius baigos įtaisus (RTU), prie kurių yra prijungti perjungimo įrenginiai ir matavimo transformatoriai. Valdymo įtaisai sujungti į informacines šynas, kuris valdo SCADA serveris. Svorio faktorius a , b , c , d ir e , įvertinkime 20%, 10%, 40%, 10% ir 20% vertėmis. Tegul:

$P_{Mhw} = 0,1$	$0,2 P_{Mhw} = 0,02$
$P_{Msw} = 0,3$	$0,1 P_{Msw} = 0,03$
$P_{Chw} = 0,1$	$0,4 P_{Chw} = 0,04$
$P_{Chw} = 0,3$	$0,1 P_{Chw} = 0,03$
$P_D = 0,9$	$0,2 P_D = 0,18$

$$P_f = 0,30$$

Svorio faktorius f , g ir h įvertinkime 40%, 50% ir 10% vertėmis. Tegul:

$C_f = 0,3$	$0,4 C_f = 0,12$
$C_c = 0,5$	$0,5 C_c = 0,25$
$C_s = 0,5$	$0,1 C_s = 0,12$

$$C_f = 0,42$$

Galiojant šioms prielaidoms, rizikos faktorius lygus $0,30 + 0,42 - (0,30)(0,42) = 0,59$. Jį galime klasifikuoti kaip vidutinę riziką. Vadinasi tokiai rizikai sumažinti reikia taikyti papildomus veiksmus, o jiems prižiūrėti reikės skirti papildomas vadybos pastangas. Kadangi didžiausia rizika susidaro keičiant tokios sistemos programas, intelektualios produkcijos gamintojai ir teikėjai turi būti papildomai tikrinami, o atliekant programų keitimo darbus papildomai apsidraudžiama, pavyzdžiui bandymams pakviečiant nepriklausomą organizaciją.

3.2.2 lentelė

Pažaidos padarinių matematinis modelis

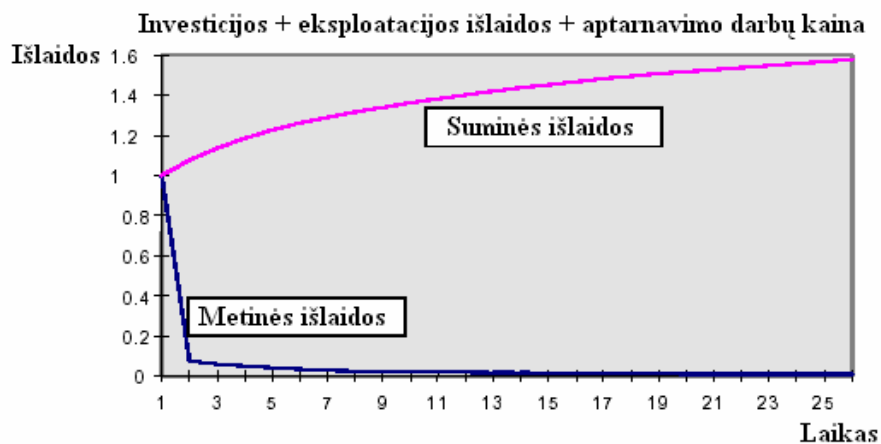
Didumas	Technikos faktorius C_t	Kainos faktorius C_c	Tvarkaraščio faktorius C_s
0,1 (minimalus)	Minimali ar jokia pasekmė	Biudžeto įvertis neviršytas	Įtaka programai nedidelė, tvarkaraščio keitimas nežymus ir be pasekmių.
0,3 (mažas)	Nedidelis techninių savybių sumažėjimas	Kainos įvertis viršija biudžetą 1% – 5%	Mažas tvarkaraščio (iki 1 mėn.) keitimas, darbų baigą reikia truputį perderinti
0,5 (vidutinis)	Tam tikras techninių savybių sumažėjimas	Kainos įvertis padidėja 5% - 20%	Maža tvarkaraščio klaida
0,7 7 (ženklus)	Tam tikras techninių savybių smukimas	Kainos įvertis padidėja 5% - 20%	Tvarkaraščio klaida viršija 3 mėn.
0,9 (didelis)	Techniniai tikslai nebepasiekiami	Kainos padidėjimas viršija 50%	Didelė tvarkaraščio klaida, keičia segmento pabaigą arba nukelia sistemos pabaigą

Rizikos mažinimo darbus kontroliuoti ir, esant susitarimams, gali vykdyti sistemos Integratorius. Teisingai ir aiškiai suplanuotas projektas ir pastočių valdymo automatikos sistemos

konstrukcija gali bendrovei sutaupyti didžiules sumas. Integratoriaus veika gali būti apibrėžta šiais elementais:

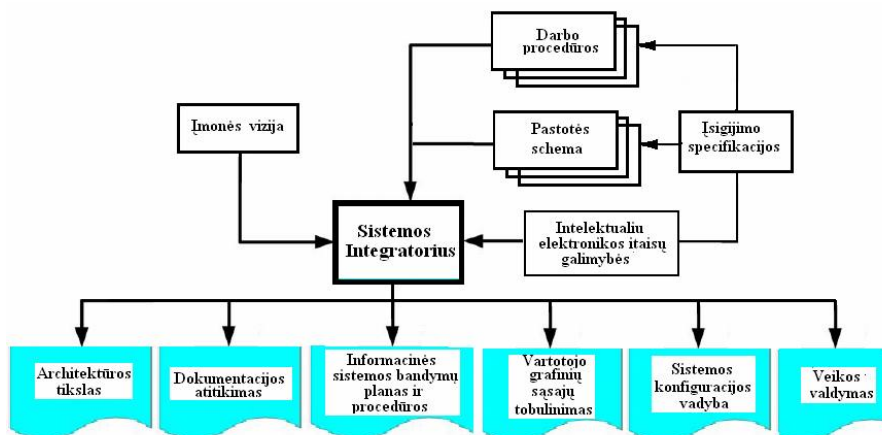
- aptarnavimo darbų planavimas;
- personalo ir darbo jėgos paruošimas;
- pradinis ir tolesnės per visą tarnavimo trukmę tiekimo pastangos;
- įrenginių priežiūra;
- techninių duomenų ir būtinos informacijos kaupimas;
- personalo treniravimas, bandymo įrenginiai ir treniruokliai;
- kompiuterių resurso palaikymas, apima kompiuterių programų, programuotojų ir programų dokumentacijos sritis;
- rezerviniai įrenginiai, apima reikmių planavimą, įrangos išdėstymą, aplinkos ir patalpų reikmes;
- sandėliavimas, pervežimai, pakuotės saugojimas ir paruošimas
- konstrukcijų sąsaja, apima reikalingų resursų įvardijimo, automatikos įtaisų specifikavimo ir kainų pagrindimo sritis.

Pastotės automatikos informacinės sistemos išlaidų sekimas (3.2.1 pav.) leidžia sistemos Integratoriui rasti tarnavimo ciklo pabaigą.



3.2.1 pav. Metinių ir suminių per visą tarnavimo trukmę išlaidų pavyzdys

Tik tinkamai dirbant sistemos Integratoriui galima galvoti apie patikimą informacinių sistemų ir konkrečiai pastočių automatikos informacinių sistemų veiklą. Integratoriaus darbas labai prasiplečia ir tampa lemiamu vietoje paprastų įtaisų pradėjus naudoti intelektualius elektroninius įtaisus. 3.2.2 pav. parodyta sistemos Integratoriaus veikos specifikacija.



3.2.2 pav. Sistemos Integrotoriaus veikos specifikacija

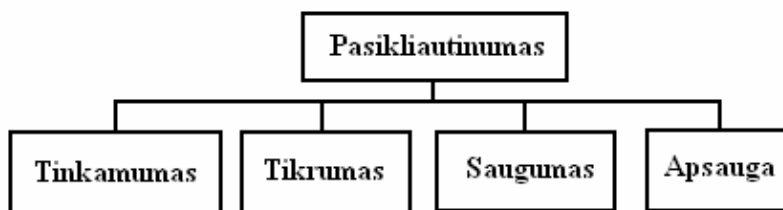
Tik sistemos integratoriaus nebuvimu arba nekoordinuota veikla galima paaiškinti 2003 m. rugpjūčio mėn. JAV ir Kanados dalyje įvykusią totalinę sistemos avariją, kai elektros energijos neteko apie 60 mln. gyventojų. Viena ir gal net pagrindinė priežastis buvo informacinės sistemos gedimas. Dispečerių bandymas vėl paleisti veikti būklės įvertinimo programą buvo nesėkmingas ir jie liko be matavimų ir sistemos darbo stebėti, kaip buvo įpratę stebėti kompiuteriuose, nebegalėjo. Nors gedimas buvo labai retas, jis iššaukė nebeskaičiuojamus nuostolius.

Vadinasi elektros energetikos srityje informacinių sistemų patikimumas, nors yra pagrindinis kokybės rodiklis, dar neatspindi visos vartotojo ir sistemos ryšių įvairovės. Be patikimumo informacinės sistemos kokybę dar nusako sistemos pasikliautimumas, parengtumas, sauga ir apsauga.

3.3. Pasikliautimumas

Pasikliautimumas iš esmės reiškia vartotojo pasitikėjimo sistema laipsnį. Ši savybė negali būti išreikšta skaičiais, bet mes naudojame reliatyvius terminus kaip “nepasikliautina”, “labai pasikliautina” ir “ypač pasikliautina”, norėdami parodyti skirtingą pasitikėjimo sistema laipsnį.

Visi gerai žinome kompiuterinių sistemų gedimų problemas. Be jokios aiškios priežasties kompiuterinės sistemos kartais sugenda ir nebetiekia reikiamų paslaugų. Šių kompiuterių vykdomos programos gali neveikti kaip tikimasi ir retkarčiais iškraipyti sistemos apdorojamus duomenis. Mes išmokome gyventi su šiais gedimais ir nedaugelis iš mūsų visiškai pasitiki personaliniais kompiuteriais, kuriais paprastai naudojames.



3.3.1 pav. Vartotojo ir sistemos ryšio aspektai

Išskirkime keturis vartotojo ir jo pasikliautinumo sistema aspektus. Keturi pagrindiniai pasikliautinumo aspektai yra šie (3.3.1 pav.):

- *Tinkamumas*. Sistemos tinkamumą galime suprasti kaip tam tikrą tikimybę, kad sistema gerai veiks ir sugebės tiekti naudingas paslaugas bet kokių momentų;
- *Rezultatų tikrumas*. Sistemos rezultatų tikrumas yra tikimybė, kad duotu laiko momentu sistemos darbo rezultatai bus pakankamai tikslūs ir atitiks vartotojo norus;
- *Sauga*. Sistemos sauga yra tikimybė, kad sistema nedarys žalos žmonėms ar aplinkai;
- *Apsauga*. Sistemos apsauga yra sprendimas apie tai, kiek tikėtina, kad sistema gali priešintis atsitiktiniam ar tyčiniam įsibrovimui.

3.4. Tinkamumas ir rezultatų tikrumas

Tinkamumas ir rezultatų tikrumas iš esmės yra tikimybės, todėl gali būti išreikštos kiekybiškai. Sauga ir apsauga yra sprendimai, padaryti faktų apie sistemą pagrindu. Šiuos sprendimus išreikšti skaičiais yra sunku.

Vis dėlto yra keletas priežasčių, kodėl pasikliaujamumas paprastai yra svarbesnė savybė nei informacinės sistemos darbo patikimumas ir našumas:

1. *Sistemos, kurios yra nepatikimos, nesaugios ar neapsaugotos, dažnai yra nenaudojamos*. Jei sistema nepasitiki jos vartotojai, jie dažnai atsisako ją naudoti. Be to, jie taip pat gali atsisakyti naudoti kompanijos, sukūrusios nepatikimą sistemą, produktus, manydami, kad šie taip pat neverti pasitikėjimo.
2. *Sistemos gedimo kaštai gali būti milžiniški*. Kai kuriais atvejais, elektros energetikos valdymo sistemų atveju, gedimo kaštai yra žymiai didesni negu valdymo sistemų kaina.
3. *Sudėtinga modifikuoti pasikliaujamą sistemą*. Paprastai įmanoma sureguliuoti neefektyvią sistemą, nes dauguma vykdymo laiko išeikvojama mažuose programos segmentuose. Sistemą, kurią negalima pasitikėti, pagerinti yra daug sunkiau, nes nepasitikimumas paplitęs visoje sistemoje.

4. *Dažnai įmanoma kompensuoti sistemos našumo trūkumą.* Vartotojai kartais gali dirbti su nenašia sistema. Priešingai, pasikliaujamumo trūkumas paprastai nustebina vartotoją. Nepasikliaujama programinė įranga gali pažeisti sistemos ir vartotojo duomenis be perspėjimo ir sukelti rimtus padarinius, kurie pasirodys tik daug vėliau.
5. *Sistemos, kuriomis nepasitikima, gali būti informacijos praradimo priežastimi.* Duomenų surinkimas ir palaikymas labai daug kainuoja. Kartais net brangiau nei kompiuterinė sistema, kurioje duomenys apdorojami.

Daugelis programinės įrangos kontroliuojamų sistemų gedimų sukelia nepatogumų, bet nedaro jokios rimtos ilgalaikės žalos. Tačiau yra sistemų, kurių gedimai gali sukelti reikšmingus ekonominius nuostolius, fizinę žalą ar grėsmę žmonių gyvybei. Šios sistemos paprastai vadinamos kritinėmis. Pasikliaujamumas yra esminė kritinių sistemų savybė, ir visi jo aspektai (tinkamumas, rezultatų tikrumas, sauga ir apsauga) gali būti svarbūs. Aukšto pasikliaujamumo lygio kritinėmis sistemomis pasiekimas paprastai yra svarbiausias jiems keliamas reikalavimas.

Yra 3 pagrindiniai kritinių sistemų tipai:

1. *Saugai kritinės sistemos.* Sistemos, kurių gedimas gali sukelti sužeidimą, gyvybės praradimą ar didelę žalą aplinkai. Tokios sistemos pavyzdys – chemijos gamyklos arba atominės elektrinės valdymo sistema.
2. *Užduočiai kritinės sistemos.* Sistemos, kurių gedimas gali sukelti kokios nors užduotyje nurodytos veiklos žlugimą. Pavyzdys linijų apsaugos sistema.
3. *Verslui kritinės sistemos.* Sistemos, kurių gedimas gali sukelti jas naudojančio verslo žlugimą. Pavyzdys – elektros biržos sistema.

Kritinės sistemos gedimo kaštai dažnai yra labai dideli. Šie kaštai susideda iš tiesioginių gedimo kaštų, kurie gali reikalauti pakeisti sistemą, ir netiesioginių kaštų, kaip bylinėjimosi ir prarasto verslo (taip gali baigtis, jei sistema neparengta) kaštai. Didžiulė galimo gedimo kaina reiškia, kad paprastai kūrimo metodikų ir technologijos procesų pasikliaujamumas yra daug svarbesnis nei šių metodikų taikymo kaštai.

Dėl tos priežasties kritinės sistemos paprastai kuriamos, verčiau naudojant gerai išbandytas metodikas, negu naujesnes, kurios dar nėra plačiai praktiškai pritaikytos ir nėra sukaupta jų eksploatavimo patirties.

Kritinių sistemų tikrinimo ir atestavimo kaštai paprastai labai dideli. Jie gali sudaryti daugiau kaip 50 % visų sistemos kūrimo kaštų. Paprastos saugai kritinės sistemos pavyzdys yra pastotės valdymo sistema.

Tinkamumas ir rezultatų tikrumas - du glaudžiai susiję pasikliaujamumo aspektai. Sistemos tinkamumas yra tikimybė, kad ji galės tiekti paslaugas savo vartotojams, kai šie pageidaus. Rezultatų tikrumas yra tikimybė, kad sistemos paslaugos bus tiekiamos pagal specifikaciją. Kaip

matome, šie du aspektai kartu beveik atitinka sistemos patikimumo sąvoką, nes jei specifikuota sistemos paslauga neteikiama, tai galime įvardinti kaip patikimumą mažinančią sistemos pažaidą.

Tačiau naudinga atskirti šias charakteristikas, nes reikalavimai sistemos tinkamumui ir patikimumui gali skirtis. Pavyzdžiui, kai kurios sistemos gali toleruoti dažnus sutrikimus, kol juos galima greitai pašalinti. Taigi jos turi sąlyginai žemus patikimumo reikalavimus. Tačiau, tos pačios sistemos gali turėti aukštus parengtumo reikalavimus, nes vartotojai reikalauja nenutrūkstamo paslaugų tiekimo. Geras tokios sistemos pavyzdys yra telefono stotis.

Tolesnis skirtumas tarp šių charakteristikų yra toks, kad parengtumas ne tik priklauso nuo pačios sistemos, bet taip pat nuo laiko, reikalingo ištaisyti defektams, darantiems sistemą neparengta. Taigi, jei sistema A sutrinka kartą per metus, o sistema B sutrinka kartą per mėnesį, tai A yra labiau patikima negu B. Tačiau, jei sistemai A perkrauti reikia 3 dienų, o sistemai B perkrauti reikia 10 minučių, tai B parengtumas per metus žymiai didesnis nei sistemos A. Vartotojai tikriausiai teiktų pirmenybę sistemai B, o ne A.

Jei Amerikos elektros sistemos informacinę sistemą būtų pavykę greitai perkrauti, pvz., per 10 minučių, avarijos tėkmė būtų buvusi kita.

Sistemos patikimumas ir parengtumas tiksliau gali būti apibrėžti taip:

1. *Patikimumas*. Tikimybė, kad apibrėžtą laiko tarpą duotoje aplinkoje tam tikru tikslu sistema veiks be klaidų.
2. *Tinkamumas*. Tikimybė, kad sistema reikiamu momentu veiks, ir ja bus galima naudotis.

Tai tikslūs šių terminų apibrėžimai, bet viena iš praktinių patikimumo sistemų kūrimo problemų yra ta, kad mūsų intuityvios patikimumo ir parengtumo sąvokos dažnai yra platesnės negu šie riboti apibrėžimai. Svarstant sistemos patikimumą, turi būti atsižvelgta į aplinką, kurioje sistema naudojama, ir sistemos naudojimo tikslą. Taigi, patikimumo matavimai vienoje aplinkoje į kitą aplinką, kurioje sistema naudojama kitu tikslu, neturi būti perkeltami.

Taip pat šie apibrėžimai neatsižvelgia į sutrikimo sunkumą ar neparengtumo padarinius. Vartotojai labiau kreipia dėmesį į sutrikimus, kurie turi rimtesnes pasekmes, nei į keliančius tik šiokius tokius nepatogumus.

Griežtas **patikimumo** apibrėžimas susieja sistemos įdiegimą su jos specifikacija. Deja, daugelis specifikacijų yra nebaigtos arba neteisingos, ir sistemos elgesio interpretavimas paliktas PĮ inžinieriams. Patikimumas ir tinkamumas paprastai laikomi svarbiausiais pasikliaujamumo aspektais. Jei sistema nepatikima, sudėtinga užtikrinti jos saugą ar apsaugą, nes šie aspektai gali būti sistemos sutrikimų kompromituoti. Jei sistema neparengta, iš to išplaukiantys ekonominiai nuostoliai gali būti labai dideli. Nepatikima PĮ kelia kaštus tiesioginiams vartotojams. Nepatikimų sistemų kūrėjai gali įgyti blogą reputaciją dėl kokybės ir prarasti ateities verslo galimybes.

3.5. Sistemos sauga

Sistemos sauga yra sistemos savybė, atspindinti sistemos galimybę veikti (normaliai ar nenormaliai), nekeliant grėsmės žmonių gyvybei ar sveikatai ir nedarant žalos sistemos aplinkai. Jei sauga yra esminė kritinės sistemos savybė, tokia sistema yra kritinė saugai. Kritinių saugai sistemų pavyzdžiai yra pastotės valdymo ir stebėjimo sistemos, technologijos procesų valdymo sistemos energetikos sistemoje ir pan..

Kritinių saugai sistemų valdymą technine įranga paprasčiau įdiegti ir analizuoti negu valdymą programine įranga. Vis dėlto, dabar mes kuriame tokias sudėtingas sistemas, kad jos negali būti valdomos vien techninės įrangos. PĮ saugos svarbos lygiai:

1. *Pirminės saugos sistemos.* Įterptinės programinės sistemos, kurių sutrikimas gali įtakoti jų valdomos techninės įrangos sutrikimus ir taip kelti pavojų žmonėms ar aplinkai.
2. *Antrinės saugos sistemos.* Tai PĮ, galinti sukelti žalą netiesiogiai. Pavyzdys – kompiuterinės projektavimo sistemos, kurių veiklos sutrikimas gali sukelti kuriamo objekto projekto defektą. Šis defektas gali kelti grėsmę žmonėms, jei sistema blogai funkcionuos arba defektas liks nepastebėtas.

Sistemos patikimumas ir sauga yra susiję, bet skirtingi dalykai. Žinoma, kritinė saugai sistema turi būti patikima – atitikti savo specifikaciją ir veikti be sutrikimų. Ji gali turėti defektus toleruojančių ypatybių, kad galėtų nuolat tiekti paslaugas, net atsiradus defektams. Tačiau klaidas toleruojančios sistemos nebūtinai yra saugios. PĮ vis tiek gali sutrikti ir sukelti sistemos elgesį, kuris baigsis avarija.

Be fakto, kad mes niekada negalime būti 100 % užtikrinti, kad PĮ sistema be defektų ir defektus toleruojanti, yra keletas kitų priežasčių, dėl ko patikimos sistemos nebūtinai saugios:

1. Specifikacija gali būti nepabaigta – neaprašyti būtino sistemos elgesio kai kuriose kritinėse situacijose. Didelis sistemos sutrikimų procentas yra specifikacijos, o ne projekto klaidos.
2. Techninės įrangos sutrikimai gali sukelti nenuspėjamą sistemos elgesį ir sukurti programinei įrangai nelauktą aplinką. Kai komponentai netoli sutrikimo, jie gali elgtis permainingai ir generuoti klaidinančius įvesties signalus, kurių PĮ negali apdoroti.
3. Sistemos operatorius gali generuoti įvesties reikšmes, kurios savaime nėra klaidingos, bet tam tikrose situacijose gali sukelti sistemos sutrikimą arba sukelti dirbančio personalo gyvybei pavojų.

Svarbiausia saugos užtikrinimui yra garantuoti, kad avarijų nebūtų arba jų pasekmės būtų minimalios. Tai galima pasiekti trejais būdais:

1. *Pavojingų situacijų vengimas.* Sistema projektuojama taip, kad kai kurios pavojingų situacijų klasės tiesiog negalėtų atsirasti.
2. *Pavojingų situacijų aptikimas ir pašalinimas.* Sistema projektuojama taip, kad pavojingos situacijos būtų aptinkamos ir pašalinamos prieš joms iššaukiant nelaimingus atsitikimus.
3. *Žalos ribojimas.* Sistema gali turėti apsaugos funkcijas, kurios minimizuoja galimo nelaimingo atsitikimo žalą.

Avarijos paprastai įvyksta, kai keletas dalykų sugenda tuo pačiu metu. Rimtų avarijų analizė parodė, kad beveik visos jos įvyko dėl sutrikimų kombinacijų, o ne pavienių sutrikimų. Nenumatytas jų derinys sukėlė sąveikas, kurios baigėsi sistemos sutrikimu. Visų galimų sistemos sutrikimų kombinacijų numatyti neįmanoma. Nelaimingi atsitikimai yra neišvengiama sudėtingų sistemų vartojimo dalis.

3.6. Sistemos apsauga

Sistemos apsauga yra savybė, atspindinti sistemos sugebėjimą apsiginti nuo atsitiktinių ar tyčinių įsibrovimų iš išorės. Tokių įsibrovimų pavyzdžiai gali būti virusai, neteisėtas sistemos paslaugų naudojimas, neteisėtas sistemos ar jos duomenų pakeitimas ir t.t. Apsauga svarbi visoms kritinėms sistemoms. Be tinkamo apsaugos lygio sistemos parengtumui, patikimumui ir saugai gali kilti pavojus, jei atakos iš išorės pažeis sistemą.

Visi parengtumo, patikimumo ir apsaugos užtikrinimo metodai remiasi tuo, kad operacinė sistema išlieka tokia pati, kokia buvo pradžioje instaliuota. Jei ši instaliuota sistema buvo kaip nors kompromituota (pavyzdžiui, jei PĮ pakeista taip, kad turėtų savyje virusą), tai pradiniai argumentai už patikimumą ir saugą daugiau nebegalioja. Sistemos PĮ gali būti sugadinta ir elgtis nenumatytai.

Priešingai, sistemos kūrimo klaidos gali atverti apsaugos spragas. Jei sistema neatsako į nenumatytas įvesties reikšmes, arba netikrinamos masyvų ribos, užpuolikai gali pasinaudoti šiais trūkumais ir prieiti prie sistemos. Per vieną didelį apsaugos incidentą buvo pasinaudota faktu, kad C programos netikrina masyvų ribų. Dalis atminties buvo perrašyta kodu, kuris suteikė galimybę neteisėtai prieiti prie sistemos.

Žinoma, yra keletas kritinių sistemų tipų, kur apsauga – svarbiausias sistemos pasikliaujamumo aspektas. Energetikos, karinės sistemos, elektroninės prekybos sistemos ir sistemos, liečiančios konfidencialios informacijos apdorojimą ir mainus, turi būti projektuojamos taip, kad pasiektų aukštą apsaugos lygį. Jei, sakykime, oro linijų išankstinio užsakymo sistema neparengta, tai sukelia nepatogumų ir vėlina bilietų išdavimą. Tačiau, jei sistema neapsaugota ir gali priimti suklastotus užsakymus, oro linijos, kurioms ji priklauso, gali prarasti nemažai pinigų.

Ypač mėgstama kenkti elektros sistemų valdymo programoms, nes sutrikus elektros tiekimui, iškart galima pamatyti savo atakos prieš sistemą rezultatus. JAV energetikai tikina, kad informacinės sistemos programinės įrangos gedimas su piktavališku įsiveržimu nesusijęs.

Yra 3 žalos dėl nepakankamos apsaugos tipai:

1. *Paslaugų nutraukimas.* Sistema gali būti įstumta į tokią būseną, kai jos teikiamų paslaugų kokybė žymiai nukenčia, arba jos visai neteikiamos. Tai, aišku, paveikia sistemos tinkamumą. Tuo tarpu patikimumas nenukenčia, nes sistema lieka veikianti.
2. *Programų ar duomenų sugadinimas.* Sistemos PĮ komponentai gali būti pakeisti be leidimo. Tai gali paveikti sistemos elgesį, taigi ir jos patikimumą bei saugą. Jei žala sunki, gali būti paveiktas sistemos pasikliautinumas.
3. *Konfidencialios informacijos atskleidimas.* Sistemos tvarkoma informacija gali būti konfidenciali, o išorinė ataka gali ją padaryti prieinamą žmonėms, neturintiems teisės ja naudotis. Priklausomai nuo duomenų tipo, tai galėtų paveikti sistemos saugą ir sudaryti sąlygas vėlesnėms atakoms, kurios paveiktų sistemos parengtumą ar patikimumą. Elektros biržai operuojant didžiulėmis pinigų sumomis, informacinei sistemai taikomos apsaugos priemonės atitinka bankų apsaugą.

Sistemos apsaugai stiprinti galima išskirti šiuos būdus:

1. *Pažeidžiamumo mažinimas.* Sistema projektuojama taip, kad neliktų pažeidžiamų vietų. Pavyzdžiui, jei dispečerinio valdymo ar pastotės informacinė sistema neprijungta prie išorinio interneto tinklo, tai atakos iš išorės neįmanomos.
2. *Įsibrovimo išaiškinimas ir eliminavimas.* Sistema projektuojama taip, kad atakos ir pažeidžiamos vietos būtų pastebėtos ir eliminuotos prieš patiriant kokią nors žalą. Pavyzdžiui, antivirusinės programos randa ir pašalina virusus iš failų, prieš jiems užkrečiant sistemą.

Žalos ribojimas. Sistema projektuojama taip, kad sėkmingų atakų metu padaryta žala būtų minimali. Pavyzdžiui, duomenų rezervinių kopijų darymo strategija leidžia sugadintą informaciją atstatyti.

4. FINANSINIS REKONSTRUKCIJOS PAGRINDIMAS

4.1. Relinės apsaugos įrenginių kainų palyginimas

Lietuvos elektros tinkluose labai daug RAA įrenginių, sumontuotų pagal tokią pačią elektrinę – principinę schemą. Net skirtingose pastotėse apsaugos, naudojamos su to pačio tipo jungtuvais skiriasi labai nežymiai arba visai nesiskiria. Vienos iš plačiausiai pastotėse naudojamos elektromagnetinių relių pagrindu surinktų apsaugų sudedamųjų komponentų kainos pateiktos 4.1.1 lentelėje. Į 4.4.1 lentelę neįtrauktos apsaugų sumontavimo ir montavimui reikalingų medžiagų kainos.

4.4.1 lentelė

Apsaugos sudedamųjų komponentų kainos

Eil. Nr.	Įrenginio tipas	Paskirtis	Kiekis	Vieneto kaina (rub.)	Grupės kaina (rub.)
1.	ЗЗП – 1	Vienfazio įžemėjimo apsauga	1	2608,46	2608,46
2.	УСЗ – 2/2	Vienfaz. įžemėj. signalizacija	1	2352,44	2352,44
3.	РПВ 58	Pakartotinio įjungimo relė	1	5469,63	5469,63
4.	ТЭН – 120Г13	Šildytuvas	1	395,26	395,26
5.	Е27УК – 00	Šviestuvas	1	197,63	197,63
6.	АС – 220	Signalinės lemputės armatūra	3	60,00	180,00
7.	РНЦ – 220	Signalinė lemputė	3	15,00	45,00
8.	РТ – 40	Srovės relė	5	689,94	3449,70
9.	РУ-1-20-1У3	Signalinė relė	5	553,61	2768,05
10.	РП - 232	Tarpinė relė	1	881,13	881,13
11.	РП - 252	Tarpinė relė	1	914,37	914,37
12.	РП - 23	Tarpinė relė	2	399,00	798,00
13.	РП - 11	Tarpinė relė	1	1168,74	1168,74
14.	РВ - 132	Laiko relė	1	2111,38	2111,38
15.	Э – 365 – 2	Ampermetras	1	1037,55	1037,55
16.	ПЭ – 100	Vielinis rezistorius	2	59,29	118,58
17.	ПЭ – 50	Vielinis rezistorius	2	39,52	79,04
18.	ПЭ – 25	Vielinis rezistorius	1	19,76	19,76
19.	ПКУЗ – 120	Perjungiklis	3	400,00	1200,00
20.	АП – 50	Automatinis išjungiklis	2	381,78	763,56
21.	ВПК – 2010	Galinis išjungiklis	1	60,50	60,50
22.	ВПК – 2110	Galinis išjungiklis	1	126,50	126,50
23.	БКЭ	Išjungiklis	1	98,81	98,81
24.	СШР 60П	Jungtis	2	790,51	1581,02
Viso: 28425,11					
Viso litais pagal 2005 04 05 Snoro banko kursą: 2876,62					

Mikroprocesorinės apsaugos “SIPROTEC®4” kaina: **8000 Lt.**

Elektromagnetinių relių pagrindu surenkamos RAA kaina sudaro 2877 Lt, tai yra **36 %** mikroprocesorinės apsaugos kainos. Į šią kainą neįeina montažo ir derinimo kaina, kuri yra žymiai didesnė už mikroprocesorinės apsaugos analogiškų darbų kainą, todėl reiktų skaičiuoti, kad

elektromagnetinių relių pagrindu sumontuota ir suderinta apsaugos kaina sudaro mažiausiai 40 % mikroprocesorinės apsaugos kainos, tai yra **3200 Lt**.

4.2 RAA kainų kitimo tendencijos

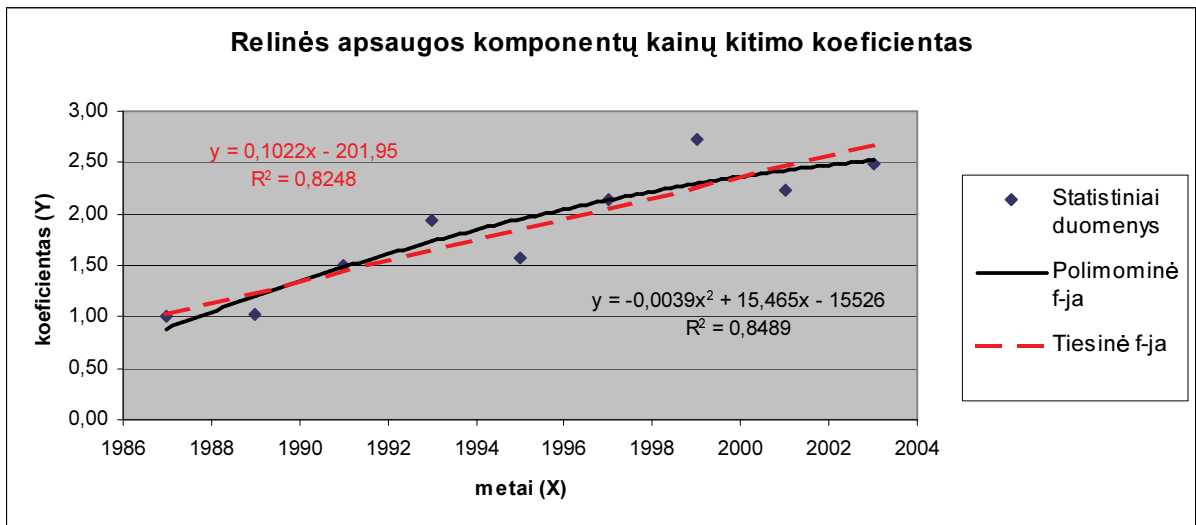
Elektromagnetinių relių kainos paimtos iš LE buhalterinių archyvinių dokumentų. Nagrinėjamas laikotarpis apima periodą nuo 1987 m. iki 2003 m. Iki lito įvedimo kainos imtos rubliais, tačiau nagrinėjamas periodas apima laikotarpį kai buvo pereinama nuo planinės ekonominės sistemos į rinkos ekonomiką. Tuo laikotarpiu vyko labai sparti rublio devalvacija, o ir įvedus litą jo susiejimas buvo pakeistas nuo dolerio prie euro. Todėl perskaičiuoti to laikotarpio kainas į vieną kurią nors valiutą yra labai sudėtinga. Paprasčiau yra įvertinti kainų kitimą kokio nors produkto, kuris išliktų nepakitęs per nagrinėjamą laikotarpį. Toks produktas galėtų būti auksas, nafta, elektros energija ir t.t.. Kadangi nagrinėjamos elektrotechninių gaminių kainos, tai patogiau jas išreikšti elektros energijos vienetais – kWh.

4.2.1 lentelėje pateiktos kai kurių relinės apsaugos komponentų kainos. 4.2.1 pav. komponentų kainų kitimas pavaizduotas grafiškai. 4.2.2 lentelėje patektos elektros energijos kainos Lietuvoje ir 4.2.2 pav. pavaizduotas elektros energijos kainų kitimas grafiškai.

4.2.1 lentelė

Relinės apsaugos komponentų kainų kitimas

Metai	1987	1989	1991	1993	1995	1997	1999	2001	2003
АП-50 kaina (kWh)	56,2	59,6	79,7	103,0	82,4	114,1	146,5	119,7	133,2
PB-132 kaina (kWh)	252,5	252,5	405,6	554,8	454,2	635,5	816,9	656,4	736,8
ПП-11 kaina (kWh)	190,0	190,0	268,2	328,8	265,6	354,3	443,6	365,3	407,8
PT-40 kaina (kWh)	78,7	78,8	134,4	187,8	149,6	206,5	264,3	218,2	240,8
Э-365-2 kaina (kWh)	187,5	200,0	246,2	292,2	239,4	318,6	398,2	329,4	362,0
Kainos kitimo koeficientas	1,00	1,03	1,49	1,94	1,57	2,15	2,73	2,24	2,48

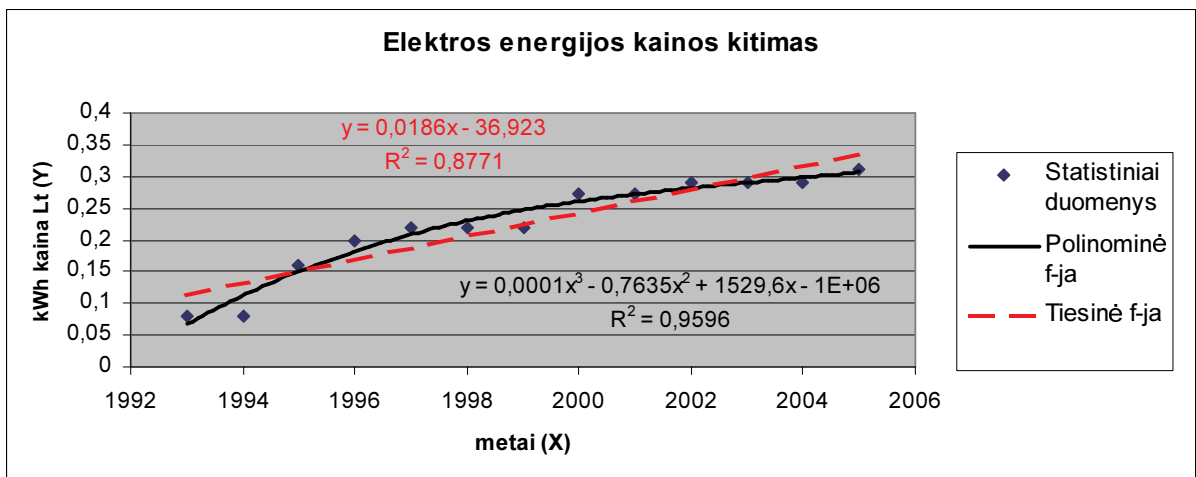


4.2.1 pav. Relinės apsaugos komponentų kainų kitimas

4.2.2 lentelė

Elektros energijos kainos kitimas

Metai	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Kaina	0,08	0,08	0,16	0,2	0,22	0,22	0,22	0,274	0,274	0,29	0,29	0,29	0,31
(Lt)		0,12	0,2										



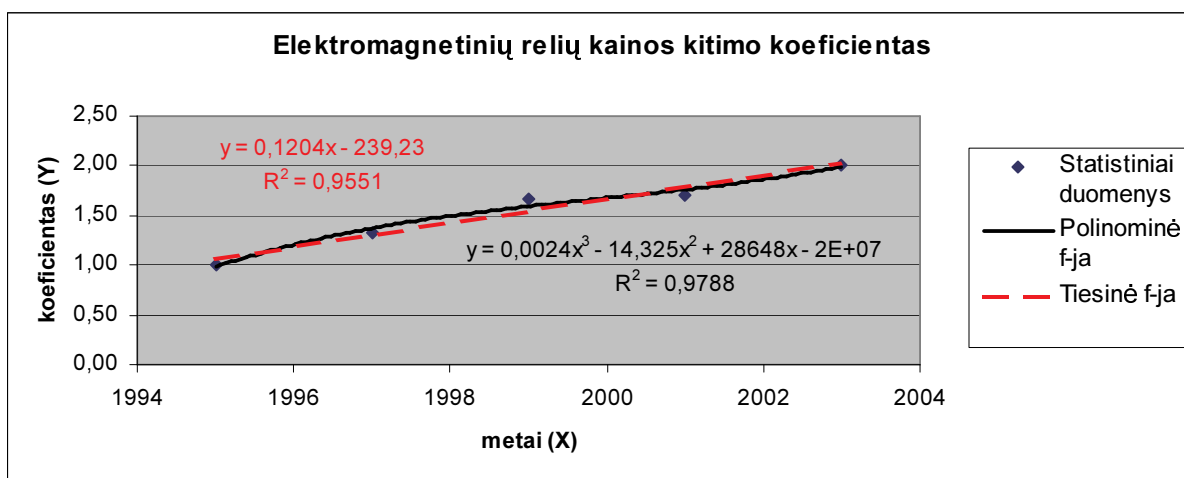
4.2.2 pav. Elektros energijos kainos kitimas

4.2.3 lentelėje pateiktos kainos rubliais ir 4.2.3 pav. pavaizduotas kainų kitimas laikotarpyje nuo 1995 iki 2003 metų. Pagal šios duomenis galima prognozuoti kainų pokyčius ateityje. Priimdamas, kad kaina didėja tiesiškai ir išliks tokia pat kainų kilimo tendencija, tai mikroprocesorinio apsaugos įrenginio kaina bus pasiekta apie 2020 metais.

4.2.3 lentelė

Elektromagnetinių relių kainos kitimo koeficientas

Metai	1995	1997	1999	2001	2003
АП-50 kaina (Rub.)	183,4	248,0	318,4	324,0	381,7
PB-132 kaina (Rub.)	1024,8	1381,5	1775,8	1777,2	2111,3
ПП-11 kaina (Rub.)	563,3	770,2	964,3	989,0	1168,7
PT-40 kaina (Rub.)	358,7	448,9	574,5	590,7	689,9
Э-365-2 kaina (Rub.)	543,9	692,6	865,6	891,8	1037,5
Kainos kitimo koeficientas	1,00	1,32	1,67	1,71	2,01



4.2.3 pav. Elektromagnetinių relių kainos kitimas

Pagrindinė elektromagnetines reles gaminanti gamykla Čeboksarų “Электронормаль” mažina elektromagnetinių relių gamybos apimtį ir didina relių su puslaidininkiais gamybą. Mažėjant gamybos apimtims paprastai produkcijos kaina išauga, todėl elektromagnetinių relių kainos gali augti dvigubai greičiau ir gali pasiekti mikroprocesorinių relių kainų lygį 2010 metais.

4.3. RAA techninių galimybių palyginimas

4.3.1 lentelėje pateikta palyginimui apsauga elektromagnetinių relių pagrindu yra apsauga, kurios sudėtinės dalys pateiktos 4.1.1 lentelėje. Kai kurias funkcijas galima pakeisti ar išplėsti papildant arba pakeičiant vienas elektromagnetines reles kitomis, tačiau tokių funkcijų kaip “įvykių ataskaitos išsaugojimas”, “distancinis nuostatų keitimas” ir “distancinė įvykių ataskaitos peržiūra” realizuoti nepavyks. Mikroprocesorinės apsaugos funkcija “įvykių ataskaitos išsaugojimas” labai svarbi analizuojant avarijos ar sutrikimų priežastis, kadangi leidžia realiu laiku analizuoti įvykių, prieš sutrikimą (ar avariją) ir po jo seką. Tai labai padeda nustatant priemones, kad avarija ar

sutrikimas nepasikartotų, kas leidžia išsaugoti elektrotechninius įrenginius, kurių vertė yra žymiai didesnė už mikroprocesorinės apsaugos kainą.

4.3.1 lentelė

RAA techninių galimybių palyginimas

Eil. Nr.	Galimybės pavadinimas	Apsauga elektromagn. relių pagrindu	Mikroprocesorinė apsauga	Pastabos
1.	Srovės atkirta	Taip	Taip	
2.	Apsauga nuo perkrovos	Taip	Taip	
3.	Priklausoma / neprikl. keitimas	Ne	Taip	Prikl. nuo srovės
3.	Vienfazio išmėjimo indikacija	Taip	Taip	
4.	Pakartotinis įjungimas	Taip	Taip	
5.	Televaldymas	Taip	Taip	
6.	Poveikio indikacija	Nepilnai	Taip	
7.	Gedimų indikacija	Nepilnai	Taip	
8.	Savikontrolė	Ne	Taip	
9.	Įvykių ataskaitos išsaugojimas	Ne	Taip	
10.	Distancinis nuostatų keitimas	Ne	Taip	
11.	Dist. įvykių ataskaitos peržiūra	Ne	Taip	

“Distancinis statų keitimas” - leidžia sutaupyti aptarnaujančio personalo darbo laiką ir transporto išlaidas, dėl to galima sumažinti aptarnaujančio personalo kiekį. Sutaupytos lėšos mažina mikroprocesorinės apsaugos atsipirkimo laiką.

“Distancinė įvykių ataskaitos peržiūra” - leidžia centralizuotai kaupti ir analizuoti duomenis apie sutrikimus, kas leidžia geriau parinkti viso tinklo darbo ir jame esančių relinės apsaugos įrenginių režimus. Taip pat įgalina sudaryti duomenų bazę, naudojamą išsamesnei sutrikimų analizei.

Dėl aukščiau išvardintų funkcijų, kurių neturi elektromagnetinių relių pagrindu surenkamos apsaugos, gaunamas ekonominis efektas viršija mikroprocesorinių ir elektromagnetinių relių kainų skirtumą. Deja duomenys apie išsaugotus brangius įrenginius, sutaupyta aptarnaujančio personalo laiką ir centralizuotai sukauptus duomenis yra empirinio pobūdžio ir tikslus ekonominio efekto apskaičiavimas yra sudėtingas.

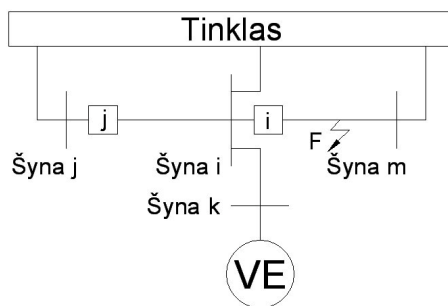
5. VĖJO ELEKTRINIŲ POVEIKIS Į RAA OPTIMALŲ SUDERINIMĄ

Vėjo elektrinės, yra sujungiamos su skirstomaisiais tinklais. Dideli VE parkai nuo 25 MW ir galingesni yra sujungiami su elektros perdavimo linijomis [3]. Todėl VE palietė perdavimo tinklų apsaugos sistemų schemas. VE generatoriai kurie daugiausiai yra asinchroninio tipo, žinomi kaip laikini srovės šaltiniai [4]. Tuo būdu, jų efektyvumas skirtingas nei kitų energijos šaltinių, kurie priskiriami prie sinchroninių generatorių. Asinchroninių generatorių pranašumas palyginus su sinchroniniais generatoriais yra maža savikaina ir didelis patikimumas. Jie paprastai valdomi ir turi mažesnę kiekį pagalbinių įrengimų. Šiandien naudojant valdomus stacionarius energinės sistemos šaltinius, asinchroninius generatorius daro stabiliais, panaudojant juos VE [5]. Asinchroniniai generatoriai negali dirbti ilgalaikiame trumpo jungimo režime ir turi būti atjungiami šiam laikotarpiui nuo energetinių sistemų, ir dėl to atsitinka topologinės permainos energetinėje sistemoje. Žinoma, kad tinklo topologinių pokyčių galima priežastis - klaidingas sukoordinavimas [6]. Svarbu, kad ši situacija būtų numatyta atliekant suderinimo procesą.

Konfigūracijos keitimo atveju šaltinis paprastai yra atjungiamas nuo linijos ir generatorių. Pagrindinis dėmesys skiriamas linijos atjungimui ir RAA optimaliam veikimo suderinimui [6-12]. Generatorių ir linijos atjungimas yra suprantamas vienareikšmiškai. Atjungus vėjo elektrinę pasikeičia pažaidos srovė, kurią užfiksuoja relės. Pasikeitimai sukuria tam tikras situacijas, kurias iš gautos informacijos koreguojamos linijiniame išlyginime. Tai yra tinkamos prigimties optimalaus suderinimo procesas, kuris yra pagrindinis linijų valdymo technologijose.

5.1. Problemos įvertinimas

Aiškindamas VE efektyvų suderinimo procesą, priimu, kad trumpi jungimai pasitaiko daugumoje energetinių sistemų ir yra neišaiškinami per keletą ciklų, išskyrus tuos atvejus, kai vėjo elektrinės atjungtos nuo tinklo. 5.1.1 pav. pateikta ši situacija.



5.1.1 pav. Tipinė tinklo sistema.

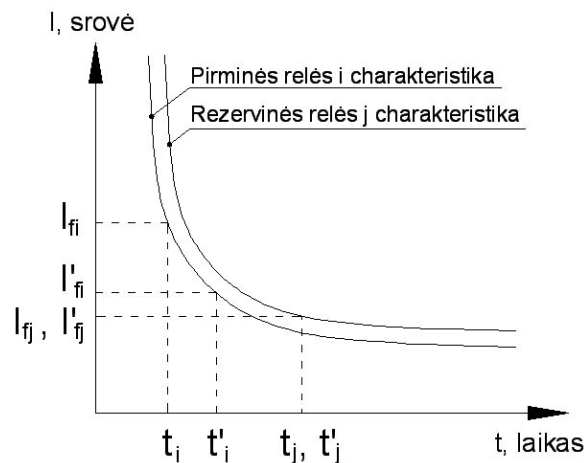
5.1. pav. parodyta pažaida F ir yra išanalizuota trimis skirtingais atvejais. Čia:

- atvejis (a) Nėra vėjo;
- atvejis (b) Per didelė pažaidos srovė linijoje veikiant VE;
- atvejis (c) Nedidelė pažaidos srovė linijoje, bet per didelė veikiančiai VE;

Atvejis (a), kai nėra vėjo, VE neturi įtakos pažaidos srovei. Šiuo atveju pažaidos srovės vertė nesikeičia, ir vieninteliai kiti sinchroniniai šaltiniai apkraunami pažaidos srove.

Atvejis (b) nagrinėja situaciją kurioje pažaidos srovė tekanti per relę yra per didelė. Šiuo atveju, TJ yra pašalinamas anksčiau negu atjungiama VE pagrindinė elektros grandinė (EG). Šiuo atveju VE padeda atlaikyti pažaidos srovės ir per relę tekanti srovė nepasikeičia.

Atvejis (c) yra panašus į atvejį (b), bet pažaidos srovė yra nepakankamai didelė, todėl VE yra atjungiama anksčiau, nei pažaida yra pašalinama. Esant šioms aplinkybėms, pažaidos srovės tekančios per SP relę nepasikeičia. 5.1.2. paveiksle pateikta ši situacija.



5.1.2. pav. Tipinės SP relių kreivės.

5.1.2. paveiksle,

I_{fi} : Pažaidos srovė per pirminę relę i yra atjungiama anksčiau, nei VE.

I_{fj} : Pažaidos srovė per rezervinę relę j yra atjungiama anksčiau, nei VE.

t_i : Pirminės relės i paveikimo laikas yra mažesnis, nei VE atjungimo laikas.

t_j : Rezervinės relės j paveikimo laikas yra mažesnis, nei VE atjungimo laikas.

t'_i : Naujas pirminės relės i paveikimo laikas yra didesnis, nei VE atjungimo laikas.

t'_j : Naujas rezervinės relės j paveikimo laikas yra didesnis, nei VE atjungimo laikas.

I'_{fi} : Pažaidos srovė per pirminę relę i yra atjungiama vėliau, nei VE.

I'_{fj} : Pažaidos srovė per rezervinę relę j yra atjungiama vėliau, nei VE.

5.1.2. paveiksle (c) atveju po to, kai VE yra atjungiamo, priimame, kad pažaidos srovė per rezervinę relę j, paprastai nesikeičia, tai yra I'_{fj} lieka lygi I_{fj} . Pažaidos srovė užfiksuota pirminės relės i, mažėja ir pasiekia I'_{fi} . Dėl to naujas suveikimo laiko intervalas (SLI) tarp relės i ir relės j, sumažėja ir tampa lygūs $t'_j - t'_i$, kuris yra mažesnis už buvusį intervalą $t_j - t_i$. Pastebime, kad relės i ir j, gali būti vienodos ir to pačio tipo, bet gali įvykti klaidingas suveikimas. Efektai (a), (b), (c) atvejais, bus pateikti žemiau.

5.2. Optimalus relių suderinimas

Optimizavimo sprendinys gali būti išreikštas, kaip linijinio programavimo sprendinys standartiniame formoje, iš to seka [7,8]:

$$\text{Minimizavimas: } C^T X = \sum_{i=1}^n c_i x_i \quad (5.2.1)$$

$$\text{Priklausomybė: } AX \geq B \quad (5.2.2)$$

Kur:

X: Kintamas vektorius

C: Tikslinės funkcijos koeficientas

B: Vektoriaus koordinavimo laiko intervalas (KLI)

A: Charakteringas matricos funkcijos kreivės koeficientas

x_i : Optimalaus sprendimo kintamasis, tai yra relės i - LSS/LUS (laik.skala.stata/laik.uždels.stata)

Optimalus suveikimo ryšys tarp pirminės relės i ir rezervinės relės j, nustačius pažaidos tašką F (5.1.1 pav.), yra pateiktas būsenos nelygybėje (5.2.3).

$$t_j - t_i \geq \text{SLI} \quad (5.2.3)$$

kur: t_i ir t_j relės i ir j suveikimo laikai, SLI – suveikimo laiko intervalas

išraiška (3) rodo suveikimo laikų skirtumą tarp relių i ir j, kuris turi būti didesnis arba lygus SLI.

Pagal išraišką (3) ir 2 pav., naujoje optimalioje programoje, nelygybių (5.2.4) ir (5.2.5) apribojimų lygtys gali būti užrašytos kaip pavyzdys atvaizduojantis (a) ir (b) atvejus. Išraiška (5.2.4) rodo situacija, kurioje VE yra įjungta, tačiau išraiška (5.2.5) naudojama kai nėra vėjo.

$$t_j(I_{vj}, I_{fj}) - t_i(I_{vi}, I_{fi}) \geq SLI \quad (5.5.4)$$

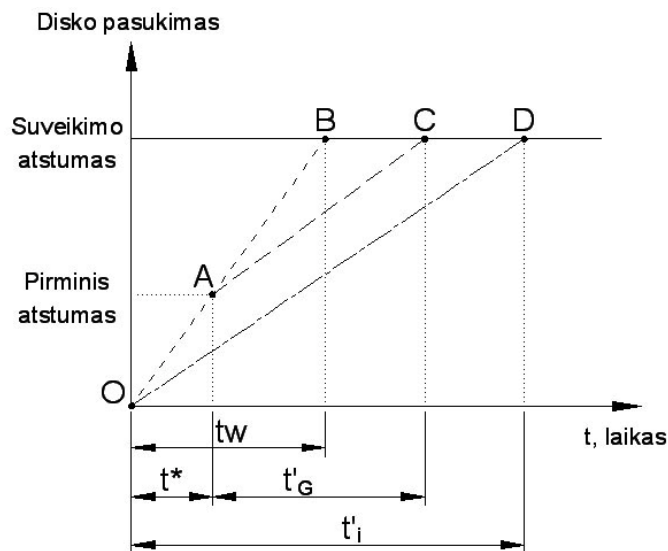
$$t'_j(I_{vj}, I'_{fj}) - t'_i(I_{vi}, I'_{fi}) \geq SLI \quad (5.5.5)$$

Šitos išraiškos neapima pažaidos srovės pasikeitimo atveju (c), kuris bus pateiktas žemiau.

5.3. SP apsaugos skirtingų įvykių analizė.

Išskaitant einamuosius reikalingus nepastovius VE išjungimus, tai yra atveju (c), optimaliose apribojimų ribose, yra reikalingas kiekvieno tipo SP relės nagrinėjimas, po TJ srovių pasikeitimo, atskirai.

SP elektromagnetinės relės suveikimo laikas yra pagrįstas disko persukimu. Kada pažaidos srovė pasikeičia, tada atsiranda skirtingi disko persukimo efektai, kurie priklauso nuo laiko relės. Jie yra pateikti 5.3.1 pav.



5.3.1 pav. Elektromagnetinės SP relės disko pasisukimo priklausomybė nuo pažaidos srovės pasikeitimo.

Kada įvyksta pažaida, diskas pradeda sukis, kol VE yra atjungiamas nuo tinklo. Ši situacija yra pavaizduota (3 pav.) kaip linija OA, kurios tinkamas suveikimo laikas yra t^* . Apie šį laiką, tai yra t^* , dėl relėje pažaidos srovės sumažėjimo, relės diskas juda lėčiau. Taigi, relė suveikia ir pasiekia tašką C, po laiko t'_G . Šiame atveji, visas relės suveikimo laikas yra lygus $t^* + t'_G$. Ši savybė turi pasiūlytas naujas sąvokas, kurios yra vadinamos virtualus laiko multiplikatoriaus nustatymas (VLMN) ir virtualus laiko skalės nustatymas (VLSN). Kada pažaidos srovė elektromagnetinėje SP

relėje keičiasi disko sukimosi metu, tada gali būti priimta, kad relės LUS/LSS pasikeičia, dėl pakitusios pažaidos srovės. Šitaip yra kadangi diskas persukamas.

Įskaitant paminėtų savybių apribojimus, yra galimybė išnagrinėti abi suprantamas LSS/LUS sąvokas ir pradinį disko persisukimo optimalų suderinimo apribojimą. Šitos sąvokos yra iš linijinio optimizavimo lygčių, todėl tam tikra prielaida yra būtina. Tarkime čia yra linijinis ryšys tarp disko pasisukimo kampo ir paveikimo laiko, Tada t'_G gali būti artimas (5.3.1) lygčiai [14].

$$t'_G = \frac{t_w - t^*}{t_w} \cdot t'_i \quad (5.3.1)$$

Čia paminėta, t^* - VE atjungimo laikas, t_w ir t'_i – visas relės suveikimo laikas, jeigu VE yra neatjungta.

Priklausomai nuo suderinimo proceso, SP relės paveikimo laikas yra nustatomas pagal LSS/LUS, jis yra būtinas išaiškinant ryšį tarp t'_G ir LSS/LUS. Atsižvelgiant į tiesinę priklausomybę tarp relės paveikimo laiko ir LSS/LUS, tai yra (5.3.2) lygtis ir pavaduojanti (5.3.1) lygtis, t'_G yra surandamas pagal (5.3.3) lygtį.

$$t(I_{fi}, I_{vi}) = f(I_{fi}, I_{vi}) \text{ LSS}, \quad (5.3.2)$$

$$t'_G = f(I_{vi}, I'_{fi}) \text{ LSN}_i - \frac{f(I_{vi}, I'_{fi})}{f(I_{vi}, I_{fi})} \cdot t^* \quad (5.3.3)$$

Apribojimų lygties t'_G suderinimas yra aprašytas 5.4 skyriuje.

Integralinė skaitmeninės relės lygtis yra nustatoma pagal IEEE standartą, kada pažaidos srovė kaičiasi [16]. Panaudojant šią lygtį skaitmeninės relės veikimas, toks pat kaip ir elektromagnetinės relės, todėl (5.3.3) lygtis tinka elektromagnetinėms ir skaitmeninėms relėms.

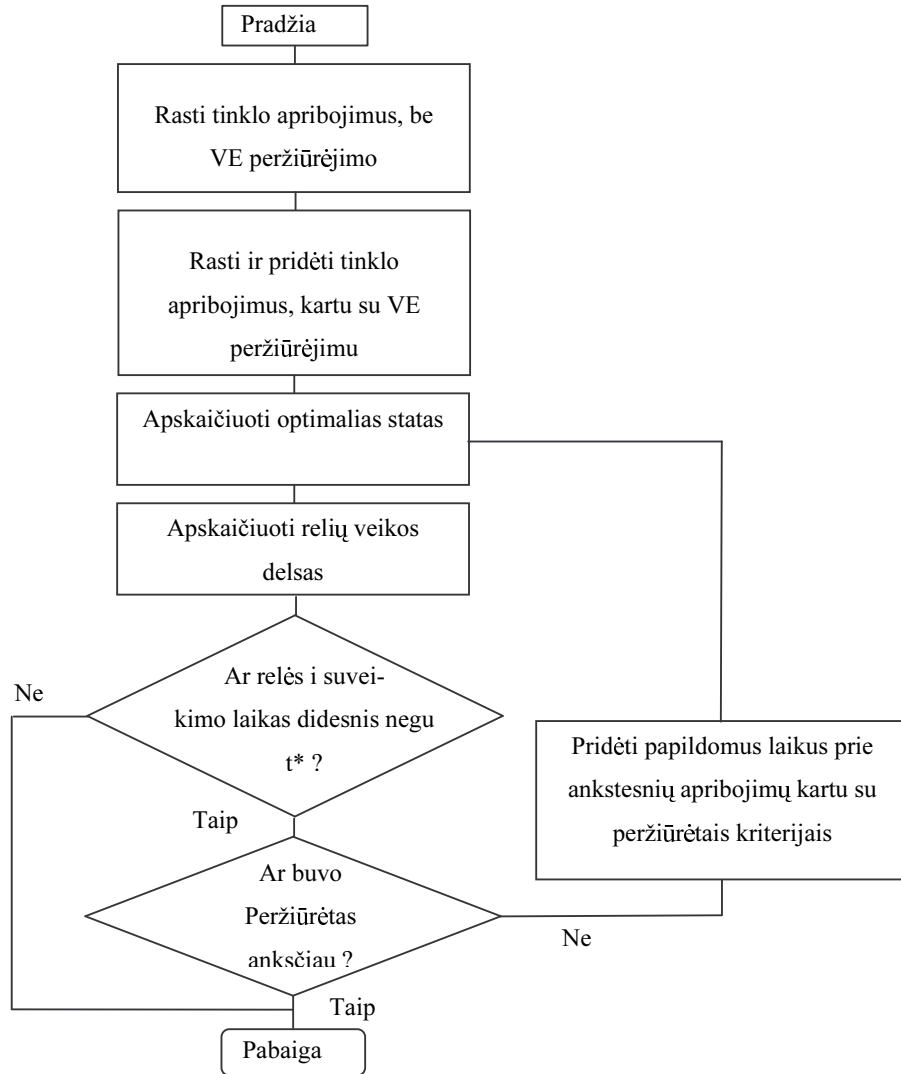
5.4. Optimalaus suveikimo kriterijaus nustatymas

Matome, kad atvejais (a), (b) ir (c) iš 2 skyriaus, pasinaudojame papildomais apribojimais, apribojimų visumai. Dėl paprastumo, priimu, kad pirminė relė i paveikė. Šiuo atveju, susijęs apribojimas yra surandamas pagal išraišką (5.4.1). Nelygybė (5.4.2) yra gaunama, kada (5.3.3) lygtis yra pakeičiama į nelygybę (5.4.1).

$$t'_j(I_{vj}, I'_{fj}) - (t^* + t'_{Gi}) \geq SLI \quad (5.4.1)$$

$$t'_j(I_{vi}, I'_{fi}) - t'_i(I_{vi}, I'_{fi}) \geq SLI \left(1 - \frac{f(I_{vi}, I'_{fi})}{f(I_{vi}, I_{fi})} \right) \cdot t^* \quad (5.4.2)$$

Jeigu (5.4.2) nelygybės dešinioji pusė tampa neigiama, tada rezervinės relės j paveikimo laikas turi būti mažesnis negu pagrindinės relės i paveikimo laikas. Taigi, jei įvyksta klaidingas suderinimas, tada optimali programa nesutaps. Jei tai atsitiko, tada pirminės relės i srovės nustatymo pakeitimas yra būtinas. 5.4.1 pav. yra parodoma procedūros vykdymo blokinė schema.



5.4.1 pav. Pasiūlyto metodo blokinė schema.

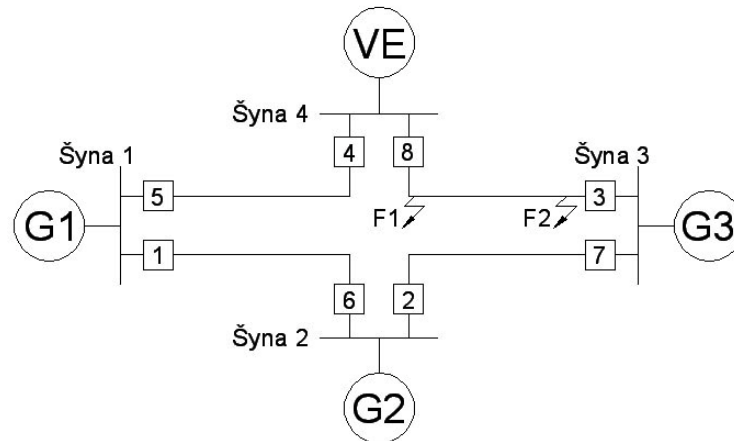
5.5. Tyrinėjamas modelis

Metodiškai pateikiu 4 šynų, 69 kV sistema yra išdėstyta žemiau. 4 šynų tinklas parodytas 5 pav. susidedantis iš 4 šynų, 4 linijų ir 4 generatorių. Priimu, kad trys generatoriai G1, G2 ir G3 yra sinchroninio tipo ir paskutinis susideda iš 12 asinchroninių generatorių, kurių kiekvienas gamina po 2 MW galią. 5.5.1 pav. yra pavaizduota VE, kuri susideda iš 12 Vėjo turbinų generatorių. Sistemos duomenys ir kiekvienos relės poveikio srovės pateiktos nuo 5.5.1 lentelės iki 5.5.4 lentelės.

Be to, dėl supaprastinimo, visos SP relės turi būti naudojamos kryptinio tipo ir parodomos su normaliai atvirkštinėmis charakteristikomis pateiktoje (5.5.1) lygtyje.

$$t_i = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{fi}}{I_{vi}}\right)^{0,02} - 1} \cdot LUS_i \quad (5.5.1)$$

kur LUS_i yra relės i laiko skalės nustatymo multiplikatorius.



5.5.1 pav. Tipinė testavimo sistema.

5.5.1 lentelė
Sinchroninių generatorių duomenys

Generatorius 1	100 MVA	69 kV
Generatorius 2	50 MVA	69 kV
Generatorius 3	50 MVA	69 kV

5.5.2 lentelė

Asinchroninių generatorių duomenys

Vėjo turbinų skaičius	12
Galingumas	2 MW
Įtampa	0,69 kV
Statoriaus aktyvioji varža	0,00488 s.v.
Statoriaus reaktyvinė varža	0,09241 s.v.

Magnetinė reaktyvinė varža	3,95279 s.v.
Rotoriaus aktyvioji varža	0,00549 s.v.
Rotoriaus reaktyvioji varža	0,09955 s.v.
Transformatoriaus reaktyvioji varža	0,05 s.v.
Galios faktoriaus korekcija	3,33 s.v.

5.5.3 lentelė

Linijų duomenys

Linija 12	50km	$Z = 5,5 + j 22,85 \Omega$
Linija 23	40km	$Z = 4,4 + j 18,00 \Omega$
Linija 13	60km	$Z = 7,6 + j 27,00 \Omega$
Vietinis vėjo turbinų linijų tinklas	40km	$Z = 4,4 + j 18,00 \Omega$

5.5.4 lentelė

SP relių duomenys

Relės numeris	Srovės tr. santykis	I_v
1	300/5	300
2	300/5	300
3	200/5	60
4	400/5	120
5	200/5	60
6	300/5	90
7	300/5	150
8	200/5	60

Pažaidos taškai yra pasiskirstę dviejose vietose, t.y. pradžioje ir gale. Pavyzdžiui, per liniją tarp šyns 3 ir 4, nagrinėjame F_1 ir F_2 . Didžiausia pažaidos srovė teka per rezervinę relę 5 ir dėl linijos pradžioje esančio trumpo jungimo, per pirminę relę 8, t. y. trumpo jungimo F_1 taške.

Taikomojo 4 šynų tinklo metodo rezultatai, trimis skirtingais atvejais parodytais 5.2 poskyriuje, pateikiami 5.5.5 lentelėje. Čia suderinimo laiko intervalas priimtas $SLI = 0,35$.

5.5.5 lentelė

Laiko uždelsimo nustatymo rezultatai

Relės numeris	LUS, s I tyrimas, atveju (a)	LUS, s II tyrimas, atvejais (a) ir (b)	LUS, s III tyrimas, atvejais (a), (b) ir (c)
1	0,0971	0,1037	0,1326
2	0,0974	0,1250	0,1687
3	0,1508	0,2473	0,3832
4	0,1789	0,1123	0,2090
5	0,1806	0,3250	0,4584
6	0,1761	0,2406	0,3130
7	0,1817	0,2051	0,2597
8	0,2935	0,2337	0,3671

Iš antro skyriaus (a) atvejo, I tyrimo atveju, VE veikimas yra nagrinėjamas kaip sinchroninio šaltinio su tais pačiais techniniais reikalavimais. Tai reiškia, kad apribojimai tokie kaip (5.2.1) išraiškoje yra išaiškinti. Iš trijų stulpelių, II tyrimo atveju, kuriame atvejais (a) ir (b), yra gaunamos optimalios reikšmės. Galiausiai III tyrimo atveju, kuris apima (a), (b) ir (c) atvejus, gaunami optimalūs nustatymai yra metodiškai proporcingai susiję, panaudojant reikšmę $t^* = 200$ ms.

Vertė t^* priklauso nuo vėjo turbinų stabilumo. Gali būti priimti matavimai ir pagrindinės elektros grandinės (EG) paveikimo laikas atitinkamai turi būti 20 ms ir 80 ms.

Todėl, minimali t^* vertė būtų lygi 100 ms ir gali pasiekti 600 ms, pagrinde ji priklauso nuo tipo ir pažaidos vietos [1,17].

Dėl didesnio informacijos kiekio, panagrinėjame relių R5 ir R8 veikimą, kur R8 yra pirminė relė ir R5 yra rezervinė relė. Jei optimaliam suregulavimui iš 5 lentelės 2 eilutės panaudojame reles, tai klaidingas suveikimas įvyks kada vėjo elektrinės atjungtos. Šiuo atveju rezervinės apsaugos laikai R5 – 0,4052 sekundės ir 0,4933 sekundės dėl trumpųjų jungimų F1 ir F2. Atitinkamai, pirminės paveikimo laikas yra 0,5041 sekundės ir 0,8017 sekundės. Matome, kad rezervinės relės paveikimo laikas yra mažesnis negu pirminės. Šiuo būdu nagrinėjant VE, optimalus suderinimas esant sinchroniniams generatoriams gali įtakoti klaidingą atjungimą.

Be to, jei į VE nekreipiame dėmesio ir trečio stulpelio rezultatai panaudojami relės nustatymui, tai klaidingas suderinimas įvyks dėl R1 ir R4. Šioje situacijoje, atitinkamai R1 ir R4 – pirminė ir rezervinė relės. Veikimo laikas R1, vėjuota diena yra 0,2252 s ir 0,5342 s dėl pažaidos linijos pradžioje (F1) ir linijos gale (F2). Rezervinis veikimo laikas R4 yra 0,2891 s ir 0,7636 s tose pačiose pažaidos vietose. Taigi, dėl pažaidos linijos pradžioje, laiko intervalo suderinimas yra

0,0639 s, kadangi tam tikras faktorius, kaip EG paveikimo laikas, relės ir srovės transformatorių klaidos, rezervinė relė gali paveikti anksčiau už pirminę relę.

5.6. Apibendrinimas

Šiame tyrime VE efektai galingoms energetinėms sistemoms yra ištirti, kur turi būti pritaikomi papildomi susiję apribojimai. Buvo kreipiamas dėmesys į VE darbą skirtingose topologiniuose pasikeitimuose, ypač skirtingose situacijose. Be to, kai kurie kriterijai yra įtraukti kaip išankstinė analizė, kad pagerinti schemų atitikimą, bei optimalių problemų apimtį sumažinimą.

Jei VE efektas nėra nagrinėjamas, tada įvyksta tam tikras klaidingas suderinimo atvejis, ir selektyvumas, ir apsaugos sistema bus pažeista. Kai kuriais atvejais, rezervinės relės gali paveikti anksčiau negu pirminės relės. Metodas taikytinas skirtingų konfigūracijų tinklams ir rezultatai rodo, kad šis būdas yra tinkamas.

6. IŠVADOS IR SIŪLYMAI

1. Lietuvoje dauguma nuo pastočių eksploatacijos pradžios dirbančių RAA įrenginių darbo resursas eina į pabaigą, todėl vis daugiau jų reikia keisti.
2. Elektromechaniniai RAA įrenginiai pastoviai brangsta, nes mažėja jų gamybos apimtys, be to jų gamyboje naudojama santykinai daug spalvotųjų metalų ir žmogaus rankų darbo.
3. Elektromechaniniams RAA įrenginiams intensyviai dirbant padažnėja neteisingi jų suveikimai.
4. Naudojant mikroprocesines reles poveikio laikas sutrumpėja du, tris kartus, tai pagerina selektyvumą ir prailgina elektrotechninių įrenginių darbo resursą.
5. Rekonstrukcijai (relinės apsaugos keitimui į mikroprocesorinę) užsitęsęs iki 2010 metų elektromagnetinių relių kainos gali labai išaugti. Kadangi reles reikia pastoviai keisti dėl jų eksploataavimo resursų pabaigos tai gali sudaryti papildomus nuostolius.
6. Anksčiau ar vėliau elektromechaninių RAA įrenginių gamyba bus nutraukta ir tuomet, jei nepradėti dabar, reiks atlikti daug rekonstrukcijų vienu metu, kas pareikalaus didelių investicijų.
7. Mikroprocesorinės apsaugos kaina apie 2,5 karto viršija elektromagnetinių relių gaminamos apsaugos kainą, tačiau mikroprocesorinės apsaugos panaudojimas užtikrina geresnę brangesnių elektrotechninių įrenginių apsaugą.
8. Mikroprocesorinės apsaugos galimybė yra išsaugoti įvykių ataskaitą ir ją vėliau detaliam išnagrinėti, tai leidžia tiksliau išsiaiškinti sutrikimų priežastis.
9. Papildomos mikroprocesorinės apsaugos galimybės (distancinis nuostatų keitimas, distancinė įvykių apžvalga) leidžia sutaupyti aptarnaujančio personalo laiką ir transporto išlaidas, kas savo ruožtu leidžia sumažinti aptarnaujančio personalo skaičių.
10. Šiuolaikiškai įrengtos automatizuotų elektros pastočių valdymo sistemos mažina pagrindinių įrenginių eksploataavimo kainą, nes leidžia iš anksto lokalizuoti gedimus ir geriau pasiruošti aptarnavimo darbams.
11. Pastotės informacinės sistemos tampa integrali energetikos įrenginių dalis. Jai taikomi visi kompiuterinių sistemų patikimumo skaičiavimai.
12. Sistemos Integratorius ir tinkamai suorganizuota jo veikla – būtina informacinės sistemos patikimumo užtikrinimo sąlyga.
13. Be patikimumo, informacinės sistemos kokybę dar nusako pasikliaujamumas, sauga ir sistemos apsauga.

14. Pastočių automatizuotos valdymo sistemos yra nepaprastai greitai besivystanti energetikos sritis. Faktiškai kas keli metai šiose sistemose įdiegiami nauji įtaisai, sukuriamos ir įdiegiamos naujos darbo funkcijos, pradėti naudoti intelektą turintys įtaisai.
15. Sprendžiant lėšų optimizavimo uždavinį, įvertinant patikimumo lygį, pagrindiniu kriterijumi laikomas bendrųjų kaštų minimizavimas. Bendroju atveju patikimumo padidinimas reikalauja papildomų investicijų.
16. Vėjo elektrinės, yra sujungiamos su skirstomaisiais tinklais, todėl jos palietė perdavimo tinklų apsaugos sistemų schemas. Jei vėjo elektrinės yra ignoruojamos, tada gali įvykti tam tikras klaidingas suderinimo atvejis, ir selektyvumas, ir apsaugos sistema bus pažeista. Kai kuriais atvejais, rezervinės relės gali paveikti anksčiau negu pirminės relės. Vėjo elektrinių generatoriai kurie daugiausiai yra asinchroninio tipo, žinomi kaip laikini srovės šaltiniai. Asinchroniniai generatoriai negali dirbti ilgalaikiame trumpo jungimo režime ir turi būti atjungiami šiam laikotarpiui nuo energetinių sistemų, ir dėl to atsitinka topologinės permainos energetinėje sistemoje. Kai kuriais atvejais, rezervinės relės gali paveikti anksčiau už pagrindines reles. Žinoma, kad tinklo topologinių pokyčių galima priežastis - klaidingas sukoordinavimas. Svarbu, kad ši situacija būtų numatyta atliekant suderinimo procesą. Relinės apsaugos ir sisteminės automatikos optimalus suderinimas yra linijos optimalus programavimas, tai yra problemos radimas prie pačių mažiausių srovės reikšmių, pagal kai kuriuos kriterijus, vadinamus apribojimais. Siūlomas metodas pagrįstas tiktais apribojimų lygtimis, kai srovės perkrovos relės yra suderintos optimaliai perkrovai ir yra nustatomas papildomas vėjo elektrinių atjungimo laikas. Metodas taikytinas skirtingų konfigūracijų tinklams ir rezultatai rodo, kad šis metodas yra tinkamas.
17. Tyrimui buvo naudotasi AB "Lietuvos energija" pateiktomis už eilę praėjusių metų relinės apsaugos ir automatikos darbo ataskaitomis ir kita statistine medžiaga. RAA įrenginių kainos – funkcinių galimybių apibendrinimui buvo naudotasi "Siemens", "ABB", "ALSTOM" ir kitų gamintojų naujausios produkcijos apžvalgos. Surinkti statistiniai duomenys buvo apibendrinti ir padarytos atitinkamos išvados. Norint geriau išaiškinti mikroprocesorinių RAA įrenginių privalumus buvo atlikti tam tikri RAA įrenginių statų skaičiavimai.
18. Lietuvos elektros tinkluose dauguma senos kartos relinės apsaugos ir sisteminės automatikos įrenginių yra morališkai ir fiziškai pasenę ir susidėvėję. Tolesnė jų eksploatacija, komponentus keičiant tokiais pačiais, ateityje taps ekonomiškai nuostolinga, todėl jau dabar būtina pradėti įdiegti mikroprocesorinius RAA įrenginius, tuo labiau, kad šiuo metu susiklosčiusi situacija aptarnaujančio RAA įrenginius personalo atžvilgiu būtų palanki.

19. Tiriomojo darbo rezultatai gali padėti apsispręsti elektros tinklų vadovybei dėl spartesnio mikroprocesorinių RAA įrenginių diegimo. Rezultatai gali būti naudingi asmenims ar organizacijoms, užsiimančioms RAA įrenginių projektavimu, bei dirbantiems ar besidomintiems relinės apsaugos ir sisteminės automatikos srityje.

7. LITERATŪRA

- [1]. S.K. Salman and A.L.J. Teo, "Improvement of Fault Clearing Time of Wind Farm Using Reactive Power Compensation", IEEE Porto Power Tech Conference, Sep. 2001, 6 pages.
- [2]J. O. G. Tande and K. Uhlen, "Wind Turbine in Weak Grid-Constraints and Solutions", Electricity Distribution, Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ. No. 482), Volume4, June 2001, pp. 4.16-4.20.
- [3]. A. D. Hansen, P. Sorensen, L. Janosi and J. Been, "Wind Farm Modeling for Power Quality", The 27th Annual Conference of the IEEE IECON'01, 2001, Volume: 3, pp. 1959-1964. [4]. IEEE Recommended Practice for Electrical Design and Operation of Wind Farm Generating Station", IEEE Std 1094-1991.
- [5]. E. S. Abdin and W. Xu, "Control Design and Dynamic Performance Analysis of a Wind Turbine-Induction Generator Unit", IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol. 15, No. 1, March 2000, pp. 91-96.
- [6]. A. J. Urdaneta, L. G. Preze and H. Restrepo, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Dynamic Changes in the Network Topology", IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 12, No. 4, Oct. 1997, pp. 1458-1464.
- [7]. A. J. Urdaneta, R. Nadira and L. G. P. Jimenez, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, July 1988, pp. 903-911.
- [8]. "Applied Protective relaying", Westinghouse Electric Corporation, NJ, First edition, 1979.
- [9]. A. S. Braga, J. T. Saraiva, "Coordination of Overcurrent Directional Relays in Meshed Networks Using the Simplex Method", IEEE Electrotechnical Conference MELECON '96., Volume: 3, 1996, pp. 1535-1538.
- [10]. A. Urdaneta, H. Restrepo, S. Marques and J. Sanches, "Co-ordination of Directional Overcurrent Relay Timing Using Linear Programming", IEEE Trans on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996, pp. 122-129.
- [11]. B. Chattopadhyay, M.S Sachdev, T.S. Sidhu, "An On-Line Relay Coordination Algorithm for Adaptive Protection Using Linear Programming Technique", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996, pp. 165-173.
- [12]. L.G. Perez, A. J. Urdaneta, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Definite Time Back up Relaying", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 14, No. 4, Oct. 1999, pp. 1276-1284.

- [13] H. Askarian, M. Al-Dabbagh, H. Kazemi, H. S. sadeghi and R. A. Jabbar, " A New Optimal Approach for Co-ordination of Overcurrent Relays in Interconnected power systems," Trans. On Power Delivery, Under Press, 2002.
- [14] Lidgate, D., Askarian Abyaneh, H., "Computer Assessment of IDMT Relay Performance for phase and Earth Faults on Interconnected power systems", IEE Proceedings, pt.c. Generation, Transmission and Distribution, Vol. 135, No. 2, March 1989, pp. 157-165.
- [15] T.S. Sidhu, M. Hfuda and M.S. Sachdev, " A Technique Generating Computer Models of Microprocessor-based Relays", IEEE WESCANEX'97, 1997, pp. 191-196.
- [16] " IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Riays", IEEE Std. C37.112-1996.
- [17] P. Crossley, S. Haslam, N. Jenkins, " Evaluation of a New Type of Protection Relay for Wind Farms", IEE System Implication of embedded generation and its protection and control, 1998, 7/1-7/6.
- [18] CIGRE Study Committee B5. The automation of new and existing substations: why and how. Raport, 2003, Paris.
- [19] Čekanavičius V., Murauskas G. Statistika ir jos taikymai. I. Vilnius, TEV, 2000.
- [20] Čeponis Ž., Deksnys R., Morkvėnas A., Razma A., Jasiūnas K. Perdavimo tinklo elektros įrenginių būklės įvertinimo metodiniai nurodymai. Vilnius: Lietuvos energija. 2003.
- [21] 110 – 330 kV pastočių ir skirstyklų sutrikimai ir gedimai 2002 m. Vilnius, 2003.
- [22] 35 – 330 kV transformatorių pastočių sutrikimų suvestinė 2000 m. Vilnius, 2001.
- [23] Kruopis J. Matematinė statistika. V., Mokslo ir enciklopedijų leidykla, 1993.
- [24] R.D.Masiello and B.F.Wollenberg, "Cost-Benefit Justification of an Energy Control Center", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-100, pp.2568-2574, May 1981.
- [25] J.L.Scheidt, „A Survey of Power System Control Center Justifications", IEEE Transactions on Apparatus and Systems, vol.PAS-98, pp. 135-140, January/February 1979.
- [26] D.W.Ross, J.Patton, A.I.Carson, „ New Methods for Evaluating Distribution Automation and Control (DAC) Systems Benefits", IEEE Transactions on Power Apparatus and System, vol.PAS-100, pp.2978-2986, June 1981.
- [27] A.Jamshidi, E.C.Stein, B.Hoveida, and J.T.Robinson, „Cost Justification of the New Ohio Edison Company's Energy Managment System", 1991 EEEE Power Industry Computer Application Conference, pp. 180-185, May 1991.
- [28] T.H.Chen, M.S.Chen, KJ.Hwang, P,Kotas, and E.A.Chebli, „Distribution System Power Flow Analysis - A Rigid Approach", IEEE Transactions on Power Delivery, vol.6, pp.l 146-1152, July 1991.

- [29] General Electric Company, Guidelines for Evaluating Distribution Automation, Final Report of EPRI Project 2020-1, November 1984.
- [30] W.E.Blair, J.B.Bunsh, and C.H.Gentz, "A Methodology for Economic Evaluation of Distribution Automation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol PAS 104, pp2954-2960, October 1985.
- [31] Electric Power Research Institute, "Framework for stochastic reliability of bulk power system", Rep. TR-110048, Mar. 1998.
- [32] J.Endrenyi. Reliability Modelling in Electric Power Systems. A Wiley-Interscience Publication. 1979. (In Russian, M, Energoatomizdat, 1983, P. 336).
- [33] Li W., Incorporating Aging Failures in Power System Reliability Evaluation, IEEE Trans. Power Syst., vol. 17, pp, 918-923,2002.
- [34] Neudorf E.G., Logan D.M., Stephenson W.M, Billinton R. Cost-benefit analysis of power system reliability: two utility case studies. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- [35] Power System Reliability, IEEE standard 493-1990, 1991.
- [36] Rusek S., Briš R., Gono R. Application the Simulation Technique to Reliability Analysis of Electric Power Networks. The 3-rd Safety and Reliability International Conference, 2003, P. 135-142.
- [37] 1998-99 NSW Electricity Network Management Report. Appendix 1, Ministry of Energy and Utilities. NSW Government.
- [38] Повышение надежности и долговечности электросетевых конструкций. Под редакцией Е.В.Горохова. Київ, "Техніка", 1997. С. 284.
- [39] А. М. Авербух "Релейная защита в задачах с решениями и примерами" Л. Энергия. 1975.
- [40] М. А. Шабад "Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей" Л. Энергоатомиздат. 1985.
- [41] Tutorial "MATLAB 6".
- [42] Tutorial Demo "RELEX v7.6".
- [43] Paieskos serveris <http://www.google.lt/>
- [44] <http://www.ampermetr.ru/>
- [45] <http://www.news.elteh.ru/>
- [46] Updating the Classic Reliability Block Diagram Methodology and Constructs. ReliaSoft, <http://www.reliasoft.com/newsletter/3q2002/rbd.htm>
- [47] Wei Chang Yeh. A New Monte Carlo Method for the Network Reliability. Proceedings of ICITA 2002. <http://clio.mit.csu.edu.au/~mantolov/CD/ICITA2002/kptdata/136-2/index.htm>

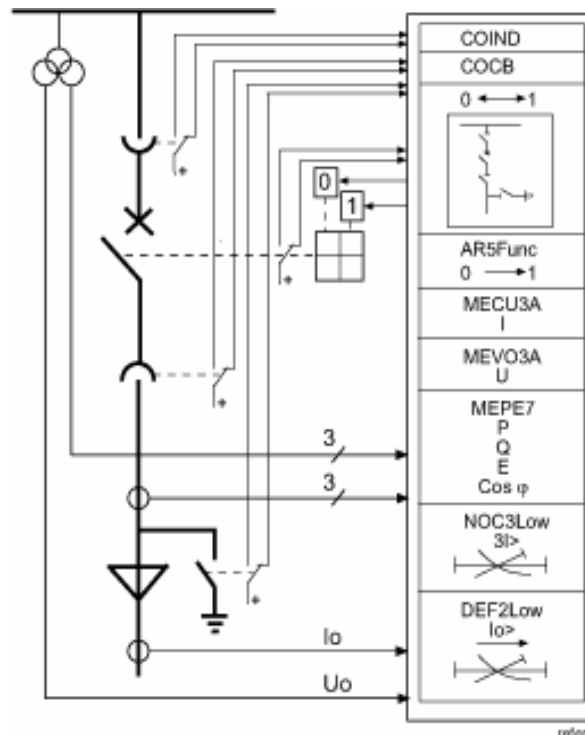
8. PRIEDAI

8.1. ABB Mikroprocesoriniai terminalai

Dauguma užsienio firmų, tokių kaip “ABB”, “SIEMENS” ir kitų intensyviai dalyvauja mūsų šalies elektros ūkio modernizavime, siūlydami savos gamybos produkciją. Galime trumpai apžvelgti keletą ABB firmos siūlomų galinių parametrų.

Maitinimo linijos terminalas skirtas naudoti selektyviajai apsaugai nuo trumpojo jungimo ir nuo įžemėjimo. REF 54_ tipo maitinimo linijos apsauga turi maksimalios srovės apsaugos ir apsaugos nuo įžemėjimo funkcijas ir naudojama linijai apsaugoti nuo trumpojo jungimo, perkrovos ir įžemėjimo aklinau įžemintos neutralės, įžemintos per aktyviają varžą arba kompensacinę ritę tinkluose ir tinkluose su izoliuota neutrале.

Jei reikia, galima panaudoti automatinio pakartotinio įjungimo funkciją. Galima atlikti iki penkių vienas po kito vykdomų automatinio pakartotinio įjungimo ciklų.



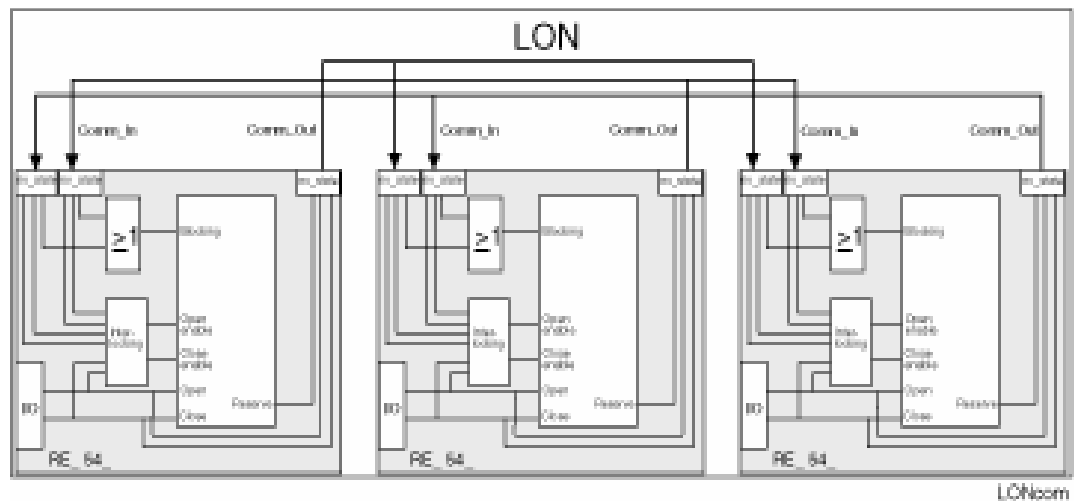
8.1.1 Ryšys tarp RED 500 terminalų realizuojant pastotės blokuotę

Be apsaugos, matavimo, valdymo ir būvio einamosios kontrolės funkcijų maitinimo linijų terminalai gali vykdyti daug PLC (programuojamo loginio valdiklio) funkcijų, įgalindami viename aparate apjungti keletą pastočių automatizavimui reikalingų automatinio apdorojimo ir

nuosekliosios logikos funkcijų. Duomenų perdavimo charakteringos ypatybės yra tos, kad naudojama SPA magistralė arba LON^{®1} magistralė ryšiui su aukštesnio lygio įrenginiu. Be to, palaikant ryšį per LON tinklą ir tuo pačiu vykdant PLC (programuojamo loginio valdiklio) funkcijas minimizuojamas tarpusavyje jungiamų įrenginių fiksuotasis montažas.

MIMIC (relės grafinės konfigūracijos vaizdas displejuje), avarinės signalizacijos tekstai ir indikatoriniai šviesos diodai konfigūruojami Relay Mimic Editor programa

Tinklo kintamiesiems dydžiams (parametrams) susieti su RED 500 terminalais naudojama LON tinklo programa (LON Network Tool). Dažniausiai LON tinklas naudojamas duomenims apie būseną perduoti iš vieno terminalo kitam, kad būtų galima vykdyti blokuotės sekas .



8.1.2 Ryšys tarp RED 500 terminalų realizuojant pastotės blokuotę

Funkcijų blokai ir įėjimo/išėjimo plokštės manipuliuoja dideliu skaičiumi parametų ir įvykių. Be to, numatyti bendrieji parametrai ir įvykiai, pavyzdžiui, valdymo ir ryšio parametrai bei tikrinimo ir savikontrolės įvykiai.

Konkretūs funkcinio bloko parametrai nurodyti kiekvieno funkcinio bloko aprašyme. Be to, visi terminalo REF 54 parametrai ir įvykiai nurodyti parametų ir įvykių sąrašuose.

Be apsaugos, matavimo, valdymo ir būvio einamosios kontrolės funkcijų maitinimo linijų terminalai gali vykdyti daug PLC (programuojamo loginio valdiklio) funkcijų, įgalindami viename aparate apjungti keletą pastočių automatizavimui reikalingų automatinio apdorojimo ir nuosekliosios logikos funkcijų. Duomenų perdavimo charakteringos ypatybės yra tos, kad naudojama SPA magistralė arba LON^{®1} magistralė ryšiui su aukštesnio lygio įrenginiu. Be to, palaikant ryšį per LON tinklą ir tuo pačiu vykdant PLC (programuojamo loginio valdiklio) funkcijas minimizuojamas tarpusavyje jungiamų įrenginių fiksuotasis montažas.

Priklausomai nuo to, ar jutikliai naudojami, ar ne, maitinimo linijos terminalai REF 54_ turi 9 (be jutiklių) arba 10 (su jutikliais) fizinius analoginius kanalus (žr. žemiau pateiktą lentelę). Naudojamų kanalų skaičių lemia terminalo konfigūracija ir naudojamų suderinimo transformatorių ar jutiklių įėjimų rūšis. Be to, šis terminalas turi virtualiuosius analoginius kanalus nulinės sekos srovei ir nulinės sekos įtampai apskaičiuoti pagal fazines sroves ir įtampas.

Kiekvienas analoginis kanalas konfigūruojamas atskirai, naudojant relės konfigūravimo programą (Relay Configuration Tool). Turi būti konfigūruojama tiek kiekvieno analoginio kanalo matavimo įtaisas, tiek signalo, kuris bus matuojamas.

8.2 SIEMENS skaitmeninės diferencinės apsaugos įrenginys 7UT51

8.2.1. Panaudojimas

Skaitmeninės diferencinės apsaugos įrenginys 7UT51 užtikrina greitą ir selektyvią apsaugą nuo trumpų jungimų visos įtampų gamos transformatoriams, visoms besisukančio rotoriaus elektrinėms mašinoms ir iki trijų atšakų turintiems mazginiams punktam. Projektuojamų apsaugų sritys užtikrina šio įrenginio optimalų suderinamumą su visais saugomais objektais. Įrenginys gaminamas dviejų išpildymų:

Nedidelių gabaritų 7UT51 išpildymas (1/3 tipinio korpuso) skirtas apsaugoti generatorius, variklius, dviejų apvijų transformatorius ir turinčius dvi atšakas mazginius punktus. Šis įrenginys turi 2 komandines išjungiančias reles, 4 signalines reles, 2 binarinius įvadus ir 6 šviesos diodų indikatorius priekinėje panelėje.

Trijų apvijų transformatoriams ir tris atšakas turintiems mazginiams punktam naudojamas kiek didesnis 7UT51 (1/2 tipinio korpuso) įrenginys. Jis turi 5 komandines išjungiančias reles, 10 signalinių relių, 5 binarinius įvadus ir 14 šviesos diodų indikatorių. Šis įrenginys taip pat gali būti naudojamas apsaugoti ir generatoriams, varikliams, dviejų apvijų transformatoriams ir turintiems dvi atšakas mazginiams punktam jei būtina praplėsti įėjimo ar išėjimo funkcijas. Šiuo atveju rezerviniai srovės įvadai gali būti panaudoti kitiems, taip vadinamiems “virtualios apsaugos objektams”.

Abiejų tipų įrenginiai turi apsaugą nuo viršsrovių su laiko vėlinimu, kuri gali būti realizuota projektavimo stadijoje kaip rezervinė apsauga bet kurioje saugomo objekto pusėje. Dvi apsaugos nuo perkrovimo su terminiu atvaizdavimu, skirtu srovės šiluminiams nuostoliams kontroliuoti funkcijos, taip pat gali būti realizuotos bet kurioje saugojamo objekto pusėje.

Išorės signalai, tokie kaip Buchgolco plūdinės apsaugos relės, įrenginyje apjungiami ir paduodami į signalinę relę. Du kiti išorės komandų signalai gali būti apdoroti įrenginyje ir išduoti indikacijai užlaikymo gavimui arba paveikti per poveikių matricą.

Atsiradus pažeidimams įvyksta staigus išmatuotų dydžių įvertinimas ir po 5 sekundžių šis dydis įsimenamas įrenginyje vėlesniam pažeidimo priežasčių nagrinėjimui. Savaiame aišku, kad pastoviai vykdoma apdorojamų duomenų tikroviškumo kontrolė, be to kontroliuojamas vidinių įrenginio įtampų tikslumas.

Nuoseklių pertraukimo taškų buvimo dėka gali būti organizuotas komunikacinis tinklas su kitais valdymo ir atminties įrenginiais. Duomenų perdavimui naudojamas VDEW/ZVEI ar IEC 870-5-103 protokolas kuris gali būti perjungtas į standartizuotą alternatyvų protokolą pagal DIN 19244.

8.2.2. Išskirtiniai požymiai

Galinga 16 bitų mikroprocesorinė sistema;

komplektinis skaitmeninis išmatuotų duomenų apdorojimas ir valdymas, pradedant nuo išmatuotų duomenų atpažinimo ir digitalizacijos, ir baigiant atjungimo komandos į galingus jungtuvus padavimu;

pilnas trukdžiams atsparus galvaninis vidinių duomenų apdorojimo sistemų atskyrimas nuo matavimo, valdymo ir maitinimo grandžių dėl išmatuotų duomenų perdavimo binariniais įėjimo ir išėjimo moduliams ekranuotos sistemos ir pastovios įtampos keitiklio;

nejautrumas matavimo rezultatų keitimo klaidoms, pereinamiems procesams ir trukdžiams;

daugybė papildomų funkcijų, tame skaičiuje ir opcijos atliekant užsakymą;

pastovi apskaita ir indikacija gamybinių išmatuotų dydžių priekinėje panelėje;

aptarnavimo paprastumas, pasiektas aptarnavimo lauko integracijos su indikacijos lauku arba valdymo perdavimo personaliniam kompiuteriui dėka;

pranešimų apie nuokrypius išsaugojimas ir momentinis nuokrypių fiksacijos įvertinimas.

valdymo ir atminties įrenginių apjungimo į komunikacinį tinklą nuoseklių pertraukimo taškų dėka galimybė ir, esant norui, šviesolaidžių izoliuotos sistemos paklojimas.

Pastovi aparatinė ir programinė įrenginio kontrolė.

8.2.3. Funkcijų apžvalga

Skaitmeninės diferencinės apsaugos sistema, ją naudojant transformatorių diferencinei apsaugai, turi sekančias funkcijas:

stabilizuotas pagal srovę poveikio charakteristikas;
 stabilizacija nuo paleidimo (pikinių) iki 2-os harmonikos srovių;
 stabilizacija atžvilgiu pereinamų ir stacionarių indukuotų srovių, pavyzdžiui dėl
 permagnetinimo, esant nusistovėjusioms harmonikoms (3-čia, 4-ta ar 5-ta harmonikos);
 nejautrumas nuolatinės srovės grandinėms, o taip pat greitai besisotinantiems srovės
 transformatoriams;
 aukštas stabilumas naudojant įvairius greitai įsisotinančius srovės transformatorius;
 greitas poveikis esant stiprių srovių transformacijos klaidoms;
 nepriklausomybė nuo panaudojimo transformatorių su viduriniu tašku;
 padidintas jautrumas įžeminimo klaidoms dėka nulinės sekos srovių korekcijos (tik 7UT513);
 integralinis suderinimas su transformatoriaus perjungimo grupe;
 integralinis suderinimas su transformacijos koeficientu įskaitant skirtingas srovės keitiklių
 reikšmes.

8.2.4. Panaudojimo sąlygos

Apsaugos įrenginys skirtas naudoti pramonėje, t. y. montavimui į relinę aparatūrą ir
 agregatus, kuriuose profesionaliai įvykdytos elektromagnetinio suderinamumo (EMS) sąlygos.
 Papildomai rekomenduojama:

Apsaugos įrenginys ir relinė aparatūra sumontuoti spintoje arba išdėstyti ant vienu relinių
 skydų, ir dirbantys kartu su skaitmeninės apsaugos įtaisais, privalo turėti atitinkamus
 gesinimo įtaisus.

Skirstymo įrenginiuose, dirbančiuose esant įtampai didesnei kaip 110 kV, visi išoriniai laidų
 junginiai privalo turėti srovei laidų iš abiejų galų sužemintą ekranavimą. Naudojant vidutinių
 įtampų skirstymo įrenginiuose jokių specialių priemonių nereikia.

Neleistina prijunginėti ar atjunginėti atskirų įrenginio modulių esant įjungtai įtampai. Esant
 išardytam įrenginiui, kai kurie jo moduliai yra elektrostatiškai pavojingi, todėl manipuliuojant reikia
 laikytis saugos taisyklių. Esant sumontuotam įrenginiui pastarieji moduliai jokio pavojaus nekelia.

Įspėjimas! Įrenginiai neskirti montuoti gyvenamose patalpose (patalpos aprašomos EN 50081
 normomis).

8.2.5. Veikimo principas

Bendros funkcijos

Skaitmeninis diferencinės apsaugos įrenginys turi 16 bitų mikroprocesorių, todėl visos užduotys, pradedant nuo matavimo duomenų gavimo ir baigiant komandų jėgos perjungimams išdavimu, vykdomos skaitmeniniame pavidale.

Visi patenkantys į matavimo įvadus signalai, ateinantys iš skaitmeninių keitiklių, suderinami su vidiniais įrenginio signalų apdirbimo lygiais. Be pilnai galvaninio mažtaltalpio atskyrimo siūstuvuose, įrenginyje numatytas filtras skirtas trukdžiams slopinti, optimizuoti pralaidumo juostą ir matavimo rezultatų apdirbimo greitį. Suderinti analoginiai dydžiai perduodami į keitiklio analoginius įėjimus.

Sroviniai įvadai galvaniskai atskirti vienas nuo kito. Tai suteikia galimybę gauti nulinių žvaigždės tašką įrenginio išorėje arba prijungti kitus apsaugos įrenginius.

Skirtingų keitiklių nominalių srovių suderinimas ir fazių pasukimas sujungimų schemas atitikimui atliekamas grynai skaičiavimo keliu. Kaip taisyklė suderinimo keitiklių naudoti nebūtina.

Analoginis keitiklį sudaro įėjimo stiprintuvas, kiekvieno įėjimo matavimo ir blokavimo elementai, multiplexorius, analoginis-skaitmeninis keitiklis ir atminties elementai duomenų į mikroprocesorių perdavimui.

Mikroprocesorinė sistema, kartu su valdymo ir išmatuotų duomenų kontrole atlieka ir apsaugos funkcijas. Jas sudaro:

- matuojamų duomenų perskaičiavimas pagal sujungimų schemą ir srovių transformacijos koeficientus transformatoriuje (transformatoriaus apsauga),
- diferencinių ir stabilizuojančių dydžių sudarymas,
- matuojamų diferencinių dydžių dažnio analizė,
- efektinės reikšmės skaičiavimas perkrovų kontrolei ir apvijų kaitimo stebėjimas,
- ribinių reikšmių ir laiko nustatymų apklausa,
- sprendimo priėmimas poveikio komandos atidavimui,
- duomenų ir pranešimų apie pažeidimus įsiminimas ir išdavimas jų atsiradimo analizei.

Binarinių duomenų priėmimas ir išdavimas į procesorių ir iš jo vykdomas įvesties/išvesties bloku. Per jį kompiuteris gauna informaciją iš įrenginių (pavyzdžiui, distancinio gražinimo įrenginių) arba iš kitų objektų (pavyzdžiui blokavimo komandą). Išėjimo duomenys tai visų pirma komandos jėgos jungtuvams, pranešimai distancinei signalizacijai ir optinei, raidinei-skaitmeninei indikacijai priekinėje panelėje apie svarbius įvykius.

Integruota plėvelinė klaviatūra kartu su skystų kristalų raidiniu-skaitmeniniu displėjumi leidžia operatyviai valdyti įrenginį. Jų dėka galima užduoti visus valdymui būtinus duomenis, kaip pavyzdžiui nustatymus, parametrus ir t. t., galima išsikviesti įvestas reikšmes, o esant sutrikimui – duomenis reikalingus sutrikimo įvertinimui. Per nuosekliają jungtį galima vykdyti komunikacijas su rankinio valdymo pultu arba personaliu kompiuteriu.

Per nuoseklųjį sisteminį interfeisą duomenys apie sutrikimus gali būti perduoti apdorojimui į centrinį įrenginį. Esant normaliam įrenginio darbui ten pat gali būti siunčiami matavimų duomenys. Šis interfeisas tenkina standartų VDE 0435 – 303 ir IEC 255 reikalavimus.

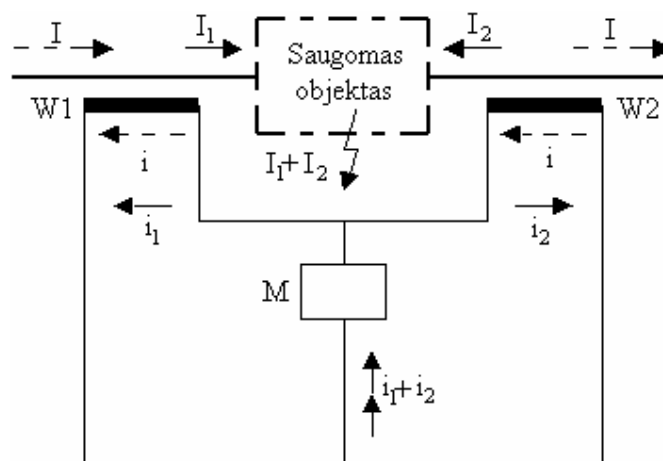
Duomenų perdavimui gali būti panaudoti šviesolaidžiai per tam skirtą interfeisą.

Aprašytieji funkciniai blokai maitinami iš vieno bendro atitinkamos galios šaltinio, užtikrinančio reikiamus skirtingų įtampų dydžius. Relinėms grupėms naudojama +24 V įtampa, analoginiams įėjimams reikia 15 V, o procesorius ir jo periferija maitinama +5 V. Trumpalaikiai maitinimo pertrūkiai, galintys atsirasti dėl trumpų jungimų nuolatinės įtampos sistemoje, dengiami įjungiant avarinius maitinimo šaltinius.

Transformatorių diferencinė apsauga

Diferencinė apsauga grindžiama srovių palyginimu ir todėl dar vadinama srovių palyginamąja apsauga. Apsaugai naudojamas reiškinys, kad per saugomą objektą per du jungiamuosius laidus abiejose objekto pusėse nesant trikdžiams teka vienoda srovė I (8.2.1 pav.).

Ji įteka į saugomą objektą iš vienos



8.2.1 pav. Diferencinės apsaugos veikimo principai

pusės, o išteka iš kitos. Jei įtekanti srovė skiriasi nuo ištekančios, tai gali reikšti kad viduje įvyko kažkoks sutrikimas.

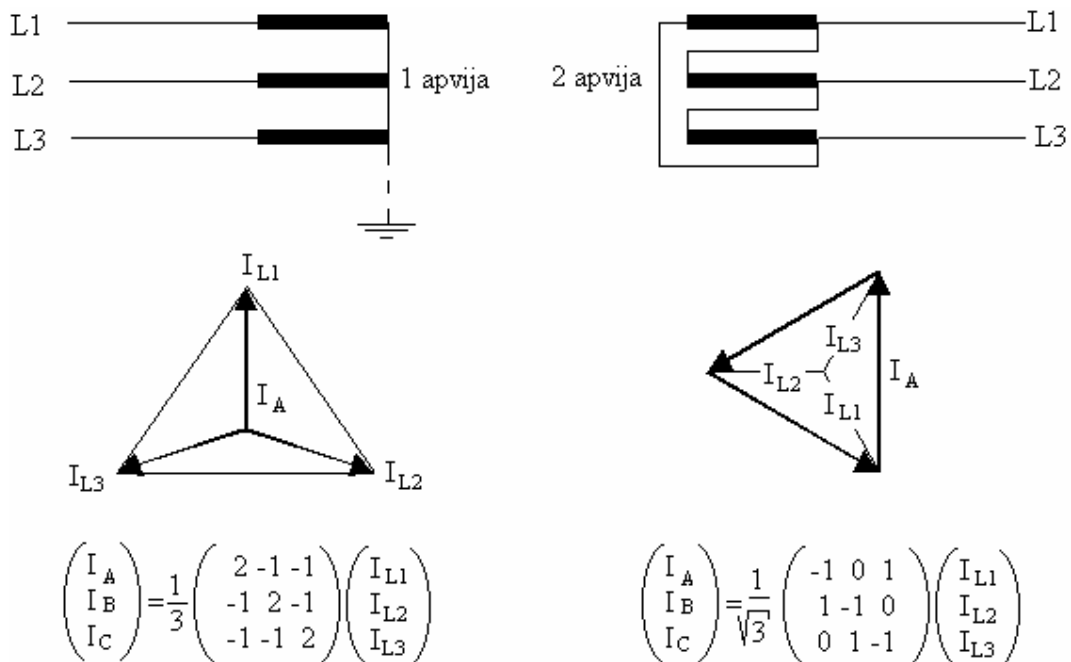
Antrinės srovės keitiklių **W1** ir **W2** grandinės, esant vienodam keitimo (transformacijos) koeficientui, gali būti sujungtos taip, kad susidarytų uždaras kontūras (2.1 pav.) kuriuo nesant sutrikimams teka srovė **i**, o per matavimo elementą **M** srovė neteka. Atsiradus trikdžiui per matavimo elementą pradės tekėti trikdžio sukelta srovė, kurios išraiška bus lygi srovių **i1** ir **i2** sumai, ir proporcinga pagrindinių srovių **I1** ir **I2** sumai. Šios skirtuminės srovės pakaks apsaugos poveikiui.

Matuojamų dydžių suderinimas

Į transformatorių įtekanti srovė nebūtinai bus lygi ištekančiai iš jo srovei, o priklausys nuo transformacijos koeficiento ir transformatoriaus sujungimų schemos. Tam kad galima būtų palyginti šias sroves jas iš pradžių reikia suderinti. Įrenginyje 7UT51 šis suderinimas vykdomas perskaičiavimo būdu, o išorinis suderinimas parenkant keitiklių koeficientus nebūtinus.

Srovių skaitmeninė išraiška perskaičiuojama transformatoriaus nominaliai srovei. Tuo tikslu į apsaugos įrenginį įvedami transformatoriaus duomenys, o būtent nominali galia, nominalios įtampos ir pirminių srovių keitikliuose reikšmės.

Srovių perskaičiavimas vykdomas programinės koeficientų matricos, kurioje atspindimi diferenciniai transformatoriaus apvijų dydžiai, pagalba. 4.4.2 pav. parodytas sujungimo schemos tipo Y(N)d5 pavyzdys. Paveiksle viršuje parodytos apvijos, žemiau – vektorinė srovių diagrama, o apačioje



8.2.2 pav. Matuojamų dydžių suderinimas Y(N)d5 pavyzdžiu matricinės lygtys

Bendru atveju formulė turi pavidalą:

$$(IM) = k (K) (In) \quad (8.2.1)$$

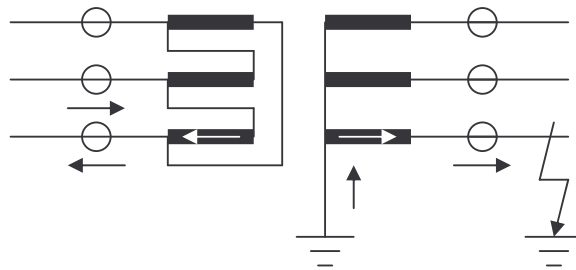
kur (IM) – suderintų srovių I_A, I_B, I_C matrica;

k - konstanta;

(K) - matricos koeficientas, priklausantis nuo sujungimo schemos;

(In) - linijinių srovių I_{L1}, I_{L2}, I_{L3} matrica.

Normaliomis sąlygomis nulinės sekos srovės, kaip parodyta kairioje matricinėje lygtyje (2.3.1 pav.), nevertinamos. Dėl įžeminimo saugomo objekto srityje (transformatoriaus apvijų žvaigždės vidurio taško įžeminimas 8.2.3 pav.) netgi įvykus trumpam jungimuisi tinkle pažeidimo srovės, tekančios per srovės keitiklius neutralizuojasi.



8.2.3 pav. Transformatorius su įžemintu žvaigždės vidurio tašku

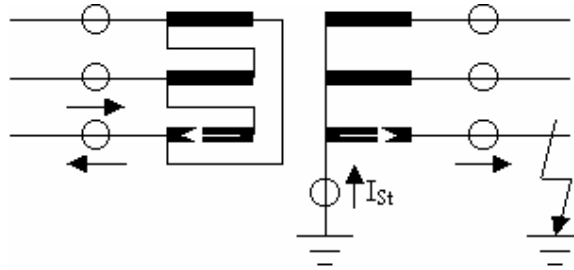
Nulinės sekos srovių neįvertinimas turi trūkumą, nes sumažėja 2/3 apsaugos jautrumas trumpo jungimo su žeme saugomame objekte atveju.

Tinkluose su izoliuota neutrale ir tinkluose su kompensavimo įrenginiais į nulinės sekos sroves galima neatsižvelgti, jei nebus įžeminamas transformatoriaus žvaigždės vidurinis taškas (netgi ir per Petersono ritę). Tada matricinė lygtis žvaigžde sujungtoms apvijoms bus:

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{pmatrix} = 1 \cdot \begin{pmatrix} 100 \\ 010 \\ 001 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{pmatrix} \quad (8.2.2)$$

Šiuo atveju transformatorius esant dvifaziam trumpam jungimuisi su žeme visada bus atjungiamas.

Tinkluose su įžeminta neutrale didelio jautrumo esant apsaugos srityje trumpam jungimuisi su žeme, galima pasiekti tik tuo atveju, jei yra galimybė transformatoriaus neutralę įžeminti per srovės keitiklį (srovės transformatorių). Toks atvejis parodytas 8.2.4 pav.



8.2.4 pav. transformatorius su srovės keitikliu neutralėje

Matricinė lygtis tokiam atvejui atrodytų sekančiai:

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{pmatrix} = 1 \cdot \begin{pmatrix} 100 \\ 010 \\ 001 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{pmatrix} + \frac{1}{3} \begin{pmatrix} I_{St} \\ I_{St} \\ I_{St} \end{pmatrix} \quad (8.2.3)$$

I_{St} - srovė tekanti per įžeminto transformatoriaus nulinį tašką. Esant išoriniam sutrikimui (kaip pavaizduota 8.2.3 pav.) nulinės sekos srovė bus sukoreguota srove I_{St} . Tačiau esant sutrikimui apsaugos srityje ši srovė bus pilnai įvertinta apdorojant išmatuotus dydžius.

Matavimo rezultatų įvertinimas

Dydžiai, būtini stabilizuotai diferencinei apsaugai, apskaičiuojami pagal suderintas kiekvienos transformatoriaus apvijos linijines sroves I_A , I_B , I_C . Toliau tekste bus naudojami apvijų indeksai, o būtent: 1 – pirminei apvijai (aukštesnioji įtampa), 2 – antrinei apvijai (žemesnioji įtampa) ir 3 - trijų apvijų transformatoriaus trečioji apvija.

Diferencinės apsaugos įrenginių stabilizacijai, apsaugos objektams, turintiems dvilaidę pajungimo sistemą, naudojamas srovių I_1 , I_2 skirtumas arba jų absoliutinių dydžių suma ($|I_1|+|I_2|$).

Atitinkamame stabilizacijos kreivių diapazone abu šie metodai nesiskiria. Apsaugos objektams,

turintiems daugiau kaip 2 laidininkus, pavyzdžiui trijų apvijų transformatoriui, galima naudoti tik absoliutinių dydžių sumavimo metodą.

Pastarasis metodas pilnai pritaikomas įrenginiui 7UT51, kaip sistemoje su 2 prijungimo laidais, taip ir sistemoje su 3 prijungimo laidais. Poveikio (diferencinė) srovė:

$$I_{\text{diff}} = |I_1 + I_2| \quad (\text{dvejų apvijų transformatoriams}),$$

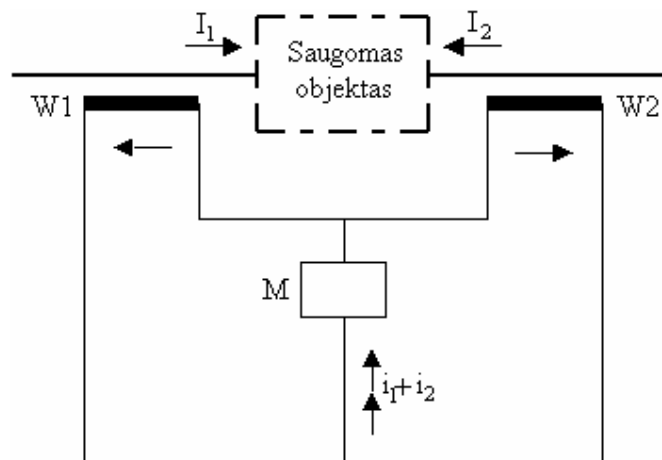
$$I_{\text{diff}} = |I_1 + I_2 + I_3| \quad (\text{trijų apvijų transformatoriams}).$$

Stabilizacijos srovė:

$$I_{\text{stab}} = |I_1| + |I_2| \quad (\text{dvejų apvijų transformatoriams}),$$

$$I_{\text{stab}} = |I_1| + |I_2| + |I_3| \quad (\text{trijų apvijų transformatoriams}).$$

Jei I_{diff} apskaičiuojama iš aukštesniųjų harmonikų ir naudojama poveikiui, tai I_{stab} veikia priešinga kryptimi. Norint tiksliau suprasti veikimą reikia apžvelgti tris svarbiausius darbinis būvius (8.2.5 pav.).



8.2.5 pav. diferencinės apsaugos principai

Pratekanti srovė dirbant be trikdžių arba esant išoriniams trikdžiams: Srovė I_2 keičia savo kryptį į priešingą, t. y. keičia savo ženklą: $I_2 = -I_1$, be to $|I_2| = |I_1|$.

$$I_{\text{diff}} = |I_1 + I_2| = |I_1 - I_1| = 0;$$

$$I_{\text{stab}} = |I_1| + |I_2| = |I_1| + |I_1| = 2|I_1|.$$

Diferencinės srovės nėra, o stabilizavimo srovė lygi dvigubai pratekančios srovės reikšmei.

Vidinis trumpas jungimas. Duomenys gaunami iš abiejų objekto pusių, srovės vienodų dydžių: $I_2 = I_1$, be to $|I_2| = |I_1|$.

$$I_{\text{diff}} = |I_1 + I_2| = |I_1 + I_1| = 2|I_1|,$$

$$I_{\text{stab}} = |I_1| + |I_2| = |I_1| + |I_1| = 2|I_1|.$$

Dydžiai I_{diff} ir I_{stab} (poveikio ir stabilizacijos) vienodi pagal reikšmes ir atitinka trumpo jungimo srovių suminėm reikšmėm.

Vidinis trumpas jungimas. Duomenys gaunami tik iš vienos objekto pusės: $I_2 = 0$.

$$I_{\text{diff}} = |I_1 + I_2| = |I_1 + 0| = |I_1|,$$

$$I_{\text{stab}} = |I_1| + |I_2| = |I_1| + 0 = |I_1|.$$

Dydžiai I_{diff} ir I_{stab} (poveikio ir stabilizacijos) vienodi pagal reikšmes ir atitinka vienpusio trumpo jungimo srovei.