



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL  
INSENERITEADUSKOND

---

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

EESTI MADALPINGEVÕRGU ANALÜÜS  
KAUGLOETAVATE ARVESTITE BAASIL

ESTONIA'S LOW VOLTAGE GRID ANALYSIS BASED ON SMART METERS

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Sten Laurit

Üliõpilaskood: 144159AAVM

Juhendaja: vanemteadur Paul Taklaja

Tallinn, 2017.a.

## AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

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

“.....” ..... 201.....

Autor: .....  
/ allkiri /

Töö vastab magistritööle esitatud nõuetele

“.....” ..... 201.....

Juhendaja: .....  
/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

“.....” .....201... .

Kaitsmiskomisjoni esimees .....  
/ nimi ja allkiri /

# Lõputöö kokkuvõte

<i>Autor:</i> Sten Laurit	<i>Lõputöö liik:</i> Magistritöö
<i>Töö pealkiri:</i> Eesti madalpingevõrgu analüüs kaugloetavate arvestite baasil	
<i>Kuupäev:</i> 18.05.2017	75 lk
<i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool	
<i>Teaduskond:</i> Inseneriteaduskond	
<i>Instituut:</i> Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut	
<i>Töö juhendaja(d):</i> vanemteadur Paul Taklaja	
<i>Töö konsultant (konsultandid):</i> Elektrilevi käiduosakonna juhataja Andres Tõnissaar	
<i>Sisu kirjeldus:</i> <p>Käesolev töö annab esmase ülevaate Elektrilevi OÜ madalpingevõrgu hetkeolukorrast tuginedes kaugloetavate arvestite poolt saadetaksetele andmetele. Koostöös Ericsson Eestiga on arendamisel rakendus, mille abil on võimalik monitoorida mõõtepunktides esinevaid pingemuutusi ning klientide elektritoite tegelikku SAIDI väärtust. Kuna tegemist pole veel täielikult valminud rakendusega ning seda ei ole tööprotsessides ära kirjeldatud, siis antud töö raames kirjeldatakse, kuidas oleks võimalik seda töövahendit igapäevatoos kasutada ja hilisemalt tööprotsessidesse lisada. Rakendust uuritakse lõppkasutaja vaatest ning selle sees olevasse infotehnoloogiasse ei süüvita. Töö eesmärgiks on anda sisend rakenduse juurutamisele Elektrilevi OÜ igapäevatoos.</p> <p>Tervikpildi loomiseks kirjeldatakse töö esimeses pooles Elektrilevi OÜ jaotusvõrgu ulatust ja mahtusid ning antakse ülevaade kauglugemissüsteemi tööpõhimõttest ja arvestite käiduga kaasnevatest tegevustest. Töö teises pooles tutvustatakse kaugloetavate arvestitega seotud infosüsteeme, juba kasutusel olevat Voyager'i ning arendamisel HELGA rakendust. Antakse esmane ülevaade Eesti madalpingevõrgu pingekvaliteedi ja lõpptarbijate elektritoite tegeliku SAIDI väärtuse osas tuginedes 2016 aasta andmetele. Tutvustatakse rakenduse testimise käigus kontrollitud ja korrastatud objekte, võrgutasude alandamise korda ning kirjeldatakse kaugloetavate arvestite perspektiivseid kasutusvõimalusi.</p>	
<i>Märksõnad:</i> Elektrilevi OÜ, jaotusvõrk, kaugloetavad arvestid, pingeprobleemid, SAIDI	

# Summary of the Diploma Work

<i>Author:</i> Sten Laurit	<i>Kind of the work:</i> Master`s Thesis
<i>Title:</i> Estonia`s low-voltage grid analysis based on smart meters	
<i>Date:</i> 18.05.2017	75 pages
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>Faculty:</i> School of Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
<i>Tutor(s) of the work:</i> Senior Researcher Paul Taklaja	
<i>Consultant(s):</i> Head of Elektrilevi`s Maintenance Department Andres Tõnissaar	
<p><i>Abstract:</i></p> <p>This master`s thesis gives a short overview of Estonia`s low-voltage grid current situation based on the information sent from smart meters. In association with Ericsson Estonia an interface is being developed, from which it is possible to monitor the voltage changes and client`s actual SAIDI in metering points. In this thesis the functionality and further possibilities of the HELGA interface are being described. It is being investigated from the view of the end-user, the infotechnology behind the interface is not described. The purpose of this thesis is to give an input to root this interface into everyday work of Elektrilevi OÜ.</p> <p>In the first part of the thesis the Elektrilevi OÜ`s distribution grid is being described. In addition a short overview of smart metering system and the work processes behind it are being described. In the second part of the thesis`s the interfaces connected with smart meters are being described, already in use interface Voyager Suite and currently developed interface HELGA. A short analysis of low-voltage grid metering points 2016 year`s voltage quality and actual SAIDI is being done. A short overview of objects with voltage quality issues found and repaired while testing the interface has been given. The network charges lowering processes are being described as well as the further possibilities of implementing the smart meters.</p>	
<i>Key words:</i> Elektrilevi OÜ, distribution grid, smart meters, voltage quality issues, SAIDI	

# Sisukord

<b>Lõputöö ülesanne.....</b>	<b>6</b>
Teema põhjendus: .....	6
Töö eesmärk:.....	6
Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:.....	6
Lähteandmed:.....	7
Lõputöö konsultandid: .....	7
<b>Eessõna .....</b>	<b>8</b>
<b>Sissejuhatus.....</b>	<b>9</b>
<b>1. Ülevaade Elektrilevi OÜ jaotusvõrgust.....</b>	<b>11</b>
1.1 Elektrilevi OÜ jaotusvõrk .....	11
1.2 Elektrilevi OÜ elektrivarustuskindluse näitajate võrdlus Balti regioonis 2013-2016.....	13
<b>2 Elektrilevi OÜ kauglugemissüsteem .....</b>	<b>20</b>
2.1 Kauglugemissüsteemi tööpõhimõte .....	20
2.2 Elektrilevi OÜ KLG programm .....	22
2.3 Elektrilevis kasutusel olevad kaugloetavad arvestid.....	24
2.4 Kaugloetavate arvestite rikked ja nende menetlemine .....	28
<b>3 Infosüsteemid madalpingevõrgu seireks .....</b>	<b>32</b>
3.1 Voyager Suite.....	32
3.2 HELGA .....	36
3.2.1 Pingekvaliteet .....	37
3.2.2 HELGA SAIDI .....	40
<b>4 Eesti madalpingevõrgu olukord .....</b>	<b>43</b>
4.1 Pingekvaliteet madalpingevõrgus .....	43
4.2 Klientidele nõ tuntav SAIDI .....	45
<b>5 Võimalused hooldus- ja remontööde tõhustamiseks .....</b>	<b>47</b>
5.1 Näited kontrollitud ja korrastatud objektidest.....	49
5.2 Võrgutasude alandamise kord .....	61
5.3 Kaugloetavate arvestite perspektiivsed kasutusvõimalused.....	64
<b>Lõputöö kokkuvõte .....</b>	<b>67</b>
<b>Lisa.....</b>	<b>72</b>

# Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema:	<b>Eesti madalpingevõrgu analüüs kaugloetavate arvestite baasil</b>
Üliõpilane:	<b>Sten Laurit, 144159AAVM</b>
Lõputöö juhendaja:	<b>Paul Taklaja</b>
Instituudi direktori:	<b>Ivo Palu</b>
Lõputöö esitamise tähtaeg:	<b>18.05.2017</b>

---

Üliõpilane (allkiri)

---

Juhendaja (allkiri)

---

Instituudi direktori (allkiri)

## Teema põhjendus:

Tulenevalt Eesti Vabariigi Valitsuse määrusest viis Elektrilevi OÜ läbi kauglugemisprogrammi, mille käigus paigaldati ca 625000 kaugloetavat arvestit. Lisaks tunnipõhisele elektrienergia mõõtmisele on võimalik kasutada paigaldatud arvesteid ka madalpingevõrgu seireks. Nende abil on esmakordselt võimalik hinnata jaotusvõrgu pingerežiime süsteemselt kaugjälgimise teel ning suunata investeeringuid ja hooldustöid vajaduspõhiselt. Töö käigus analüüsitakse Eesti madalpingevõrgu hetkeolukorda ja pakutakse välja meetmeid, kuidas saadud infot rakendada, tagamaks nõuetele vastavate pingerežiimidega elektrivõrku.

## Töö eesmärk:

Töö eesmärgiks on uurida Eesti madalpingevõrgu olukorda tuginedes kaugloetavatelt arvestitelt saadud informatsioonile ning pakkuda lahendusi saadud informatsiooni süstemaatiliseks kasutamiseks.

## Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

- 1) Ülevaade Elektrilevi OÜ kauglugemisprogrammist ja selle käigus paigaldatud mõõtesüsteemidest
- 2) Ülevaade infosüsteemidest madalpingevõrgu seireks

- 3) Eesti madalpingevõrgu olukorra analüüs
- 4) Võimalused madalpingevõrgu arendus- ja hooldustööde tõhustamiseks

### **Lähteandmed:**

Lähteandmed saadakse mõõtesüsteemide tootja kasutusjuhenditest, avaldatud artiklitest, Elektrilevi OÜ sisedokumentidest ning Elektrilevi OÜ tellimusel valminud infosüsteemidest.

### **Lõputöö konsultandid:**

Andres Tõnissaar \_\_\_\_\_

Konsultant nimi (allkiri, kuupäev)

\_\_\_\_\_

Konsultant nimi (allkiri, kuupäev)

# Eessõna

Lõputöö teema anti välja Elektrilevi OÜ käiduosakonna juhataja Andres Tõnissaare poolt, kes tutvustas HELGA rakendust MÕJU 2016 seminaril. Töö jaoks vajalike algandmete kogumine toimus peamiselt Elektrilevis kasutusel olevate infosüsteemidega. Ühtlasi soovin tänada Elektrilevi OÜ peaspetsialisti Aivar Rebast, kes aitas luua ülevaadet KLG OPS meeskonna tööst ning Juhtimiskeskuse juhtivspetsialisti Egon Sultsi, kelle abiga rakenduse testimise käigus kontrolliti ja korrastati paljud pingeprobleemsed objektid.

*Kliendid võrgutasu pelgavad,*

*suuri hoolduskulusid salgavad.*

*Õues tihti sajud, tormid, tuisuvaalud -*

*kust küll leiaks tasakaalu?*

*Elektrik raju ilma trotsib,*

*töö eest tasu taga otsib.*

*Dispetšer skeemil näppu veab,*

*hooldusplaane taga neab.*

*Tööd on vaja teha targalt,*

*muidu rapsimist on rängalt.*

*Varsti võrgud korda seame,*

*käesoleva töö rolli selles näeme.*

Sten Laurit

Elektrilevi OÜ Juhtimiskeskuse vanemdispetšer

Vanakuu 7-5, Tallinn, 13516

[stenlaurit@gmail.com](mailto:stenlaurit@gmail.com)

tel. 56 984 658



# Sissejuhatus

Tulenevalt Eesti Vabariigis kehtivast Võrgueeskirjast, peavad kõik kuni 63A peakaitsmega liitumispunktid alates 1. jaanuarist 2017 ja peakaitsmega üle 63A alates 1. jaanuarist 2013 võimaldama aktiivenergia mõõtmist kauglugemisseadmega. [1]

Tarbijatele tähendab kauglugemisseadmetele üleminek vabanemist näitude teatamise kohustusest, uued arvestid edastavad tunnipõhised mõõteandmed võrguettevõtjale automaatselt kord ööpäevas. Arveldamine toimub reaalsete tarbimisandmete põhjal ja seda pole vaja enam prognoosida. Samuti tagab kauglugemine avatud turu toimimise – kliendil on kiirem ja mugavam elektrimüüjat vahetada. Võrguettevõtja jaoks tähendab see aga sisuliselt väikese kompuutri olemasolu igas tarbimispunktis, mis võimaldab saada parema ülevaate võrgus toimuvast.

Kauglugemisele üleminek on oma mahu poolest üks mastaapsemaid projekte Eestis. Selle käigus käidi praktiliselt iga elektritarbija kodus ja vahetati välja olemasolev mõõtesüsteem. Elektrilevi OÜ on koostöös Ericsson Eestiga paigaldanud ligi 625000 uut elektriarvestit. Paigaldatud arvestite täieliku potentsiaali rakendamiseks on vajalik välja töötada infosüsteemid, mis aitaksid mõõtesüsteemide poolt keskserverisse saadetavat tohutut andmevoogu otstarbekalt kasutada. Antud töös kirjeldatakse, kuidas on võimalik kaugloetavaid arvesteid võrguteenuse tagamise vaatest hetkel kasutada ning antakse ka ülevaade nende perspektiivsetest kasutusvõimalustest.

Täna sel päeval kasutatakse kaugloetavaid arvesteid vaid näitude kogumiseks, arvestite kaugjuhtimise teel välja- ja sisselülitamiseks ning arvesti parameetrite (pinge, koormus) pisteliseks kontrollimiseks. Viimane tähendab, et hetkel on võimalik arvesti poole pöörduda käsitsi mõõtepunktile päringut esitades – arvestite täieliku potentsiaali rakendamine eeldab mainitud tegevuse automatiseerimist. Esimene rakendus, HELGA, mis hakkab arvestite poolt saadetavaid sündmuseid süstematiseerima on hetkel arendamisel. Käesolevas töös kirjeldatakse selle rakenduse võimalusi, näidatakse testimise käigus kontrollitud objekte ning pakutakse võimalusi rakenduse juurutamiseks tööprotsessidesse. Töö kõrvalproduktina saavad toimuma kasutajakoolitused Elektrilevi OÜ varahalduritele, kes saavad olema esimesed, kelle tööprotsessidesse rakendus suunatakse. Hilisemalt HELGA kasutajate ring suureneb näiteks juhtimiskeskuse, kadude monitooringu meeskonna, planeerijate, projektijuhtide jne näol.

Käesoleva lõputöö esimeses osas antakse ülevaade Elektrilevi OÜ jaotusvõrgust üldisemalt, selle haldusala suurusest ja mahtudest ning võrreldakse Balti riikide elektrivarustuskindluse näitajaid aastatel 2013-2016. Võrdlusmoment annab ettekujutuse investeeringute efektiivsusest ning elektrivarustuskindluse näitajate tendentsidest.

Teises peatükis selgitatakse kauglugemissüsteemi tööpõhimõtet ja enim levinud arvestite ehitust. Kirjeldatakse Elektrilevis hiljuti loodud KLG OPS meeskonna tööd ja vastutusalasid ning kaugloetavate arvestite rikete lahendamise korda.

Töö kolmandas osas antakse ülevaade infosüsteemidest madalpingevõrgu seireks. Tutvustatakse juba töös oleva Voyager Suite rakenduse kasutusvõimalusi ning hetkel veel testversiooni vaates oleva HELGA funktsionaalsusi.

Neljandas peatükis analüüsitakse 2016. aastal Elektrilevi OÜ madalpingel olevate klientide pingemuutuste vastavust standardile ning antakse esmane ettekujutus klientidele reaalselt tuntava SAIDI suurusjärgudest.

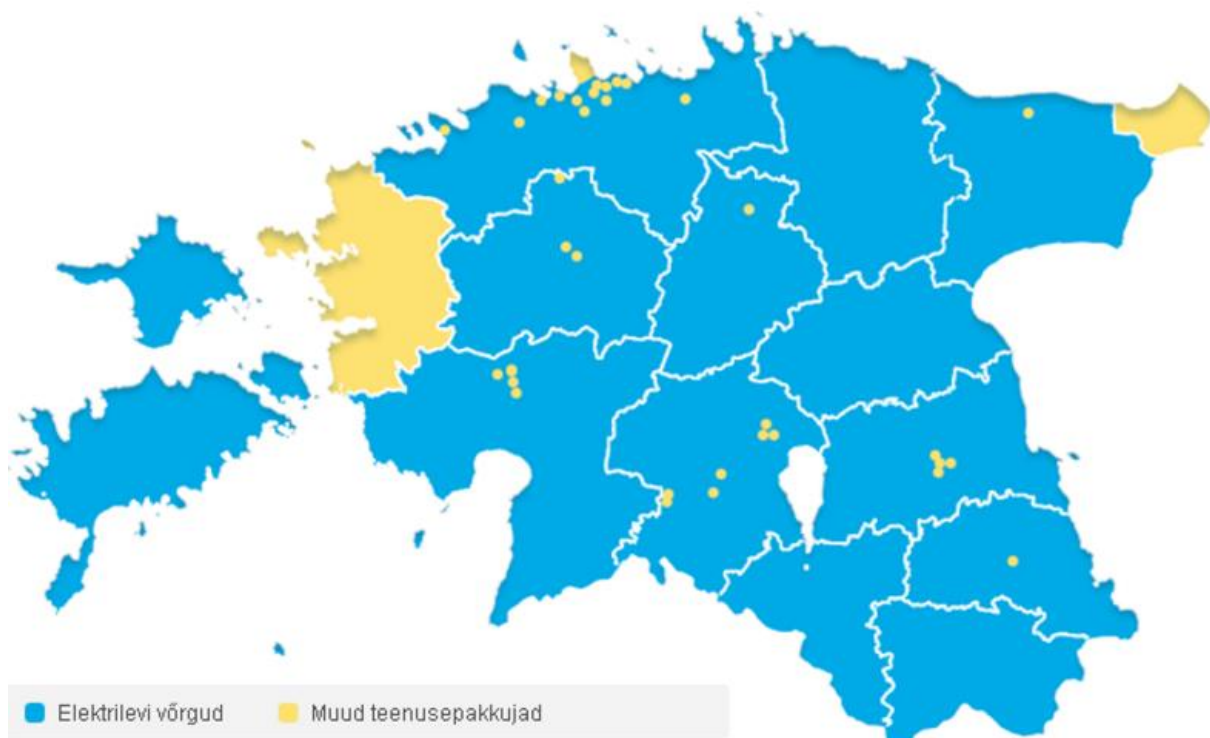
Töö viimases osas pakutakse välja võimalusi hooldus- ja remonttööde teostamise efektiivsemaks muutmisel, tuuakse välja erinevad võimalikud pingeprobleemide põhjustajad kontrollitud objektide näitel, tutvustatakse kehtivat võrgutasude alandamise korda ning kirjeldatakse kaugloetavate arvestite perspektiivseid kasutusvõimalusi.

# 1. Ülevaade Elektrilevi OÜ jaotusvõrgust

## 1.1 Elektrilevi OÜ jaotusvõrk

Eesti elektrisüsteemi toimise eest tervikuna vastutab põhivõrguettevõtjana süsteemihaldur Elering AS, kes haldab kõrgepingevõrku pingetel 110-330 kV. Jaotusvõrguettevõtete hallata on kuni 110kV pingega elektrivõrk (0,4–35kV), tagades ahela toimimise põhivõrguettevõtte seadmetest kuni lõpptarbijateni. Jaotusvõrguettevõtteid on Eestis kokku ligi 35. Kuna ühte piirkonda mitut elektrivõrku rajada ei ole majanduslikult otstarbekas, siis toimib jaotusvõrk loomuliku monopolina. Võrguettevõtjate tegevus on Konkurentsiameti järlevalve ja regulatsiooni all. [2]

Elektrilevi OÜ toob Eesti suurima võrguettevõtjana elektri enam kui 475 000 kliendini üle Eesti. Suurematest piirkondadest ei kuulu Elektrilevi teeninduspiirkonda ainult Läänemaa, Viimsi ning Narva koos oma lähiümbrusega. Joonisel 1.1 on näha Elektrilevi OÜ poolt teenindatavad piirkonnad. [2]



*Joonis 1.1 – Elektrilevi OÜ ja teiste teenusepakkujate võrgud [2]*

Elektrilevi OÜ poolt teenindatavate liinide kogupikkuseks on 31.12.2015 seisuga 63 262 kilomeetrit. Sellest madalpingel on 34 867 kilomeetrit ja keskpingel 28 395 kilomeetrit. Madalpingeliinidest 42% ehk 14 653 kilomeetrit moodustab ilmastikukindel õhukaabel, maakaabli osakaal on 27% (9402 kilomeetrit) ja paljasjuhtme osakaal 26,6% (9266 kilomeetrit). Madalpingeliinidest 1546 kilomeetrit on andmebaasides määratlemata. Keskpingel olevatest liinidest 63,4% (18 016 kilomeetrit) on paljasjuhe, 27,4% (7791 kilomeetrit) maakaabel ning 4,8% (1360 kilomeetrit) kaetud õhuliini juhe. Andmebaasides on määratlemata varaklassis 1228 kilomeetrit keskpinge liine. [3]

Elektrilevi OÜ`le kuulub kokku 23 337 alajaama. Keskpinge/madalpinge alajaamadest 48% (11 196 tükki) moodustavad komplektalajaamad, 36,3% (8471 tükki) mastalajaamad, 12,4% (2905 tükki) kioskalajaamad ja 2,1% (488 tükki) moodustavad alajaamad hoones. Jaotusalajaamu on kokku kõikidest keskpinge/madalpinge alajaamadest 0,7% (164 tükki) ja piirkonnalajamaade madalpinge osi 0,5% (113 tükki). [3]

Eelpool toodud liinide ja alajaamade osakaalud muutuvad igapäevaselt. Aastaks 2025 on planeeritud, et elektrivõrgust ilmastikukindel on vähemalt 75%. Elektrilevi investeerib igal aastal suuri summasid tarbijatele elektrikvaliteedi parendamiseks. Näiteks 2015. aastal investeeriti võrguteenuse osutamiseks kokku 93,3 miljonit eurot. Investeeringud jagunevad maa- ja õhukaabelliinide, uute alajaamade ja kaugloetavate arvestite paigaldamise vahel. Väga suure osa viimaste aastate investeeringutest on moodustanud kauglugemisele üleminek (neli aastat kestnud projekti maksumus 94 miljonit eurot). 2016. aasta planeeritud investeeringute maht oli kokku 49,4 miljonit eurot (380 uuendatavat alajaama ja 2000km ilmastikukindlat elektriliini). [2]

Suurt tähelepanu pööratakse võrgu automatiseerimisele. Näiteks järgneva kahe aasta jooksul paigaldatakse elektrivõrku ligi 120 uut mastivõimsuslülitit (lisaks ligi 400`le olemasolevale). [2] Kaugjuhitavad võimsuslülitid võimaldavad operatiivselt rikkelse liiniosa ülejäänud võrgust eemaldada ja tagada stabiilse elektrivarustuse suurele hulgale klientidest. Eriti efektiivsed on sellised lülitid maapiirkondades, kus kulgevad pikad õhuliinid metsade vahel. Oluliseks elemendiks targa võrgu loomisel koos kaugjuhitavate alajaamade ja mastivõimsuslülitititega on uued nutikad elektriarvestid, mis võimaldavad lisaks tunnipõhistele tarbimisandmetele saada ka operatiivset infot elektrikvaliteedi osas.

## 1.2 Elektrilevi OÜ elektrivarustuskindluse näitajate võrdlus Balti regioonis 2013-2016

Tänapäevases ühiskonnas muutub vajadus töökindla elektrivõrgu järele igapäevaselt järjest olulisemaks. Paljud arvutid, tööstusseadmed ja näiteks koduelektroonika on tundlikud isegi väiksematele pingekõikumistele, rääkimata lühiajalistest toitekatkestustest. Seetõttu on muutunud nõuded elektrienergia kvaliteedile väga kõrgeteks ning on pidevalt suure jälgimise all.

Võrguettevõtete põhiülesandeks on tagada klientidele kvaliteetne ja stabiilne võrguühendus võimalikult väikeste võrgutasude juures. Elektrivõrgu töökindluse ja võrguettevõtete töö efektiivsuse mõõtmiseks on kasutusel mitmed varustuskindluse näitajad (SAIDI, SAIFI, CAIDI) [4]. Selles peatükis analüüsitakse neist kahte esimest.

SAIDI (*System Average Interruption Duration Index* – toitekatkestuse keskmine kestus kliendi kohta), ehk katkestuse keskmine kestus tarbimiskoha kohta aastas on arvutatav valemi 1.1 järgi,

$$t = \frac{\sum_{k=1}^m d_k * n_k}{N} \quad (1.1)$$

kus  $n_k$  – katkestuse tõttu elektrienergiata jäänud tarbimiskohtade arv

$d_k$  - tarbimiskoha katkestuse kestus minutites

$m$  – tarbimiskoha katkestuste arv aastas

$N$  – tarbimiskohtade koguarv

SAIFI, ehk katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas on arvutatav valemi 1.2 järgi,

$$f = \frac{\sum_{k=1}^m n_k}{N} \quad (1.2)$$

kus  $n_k$  – katkestuse tõttu elektrienergiata jäänud tarbimiskohtade arv

$m$  – tarbimiskoha katkestuste arv aastas

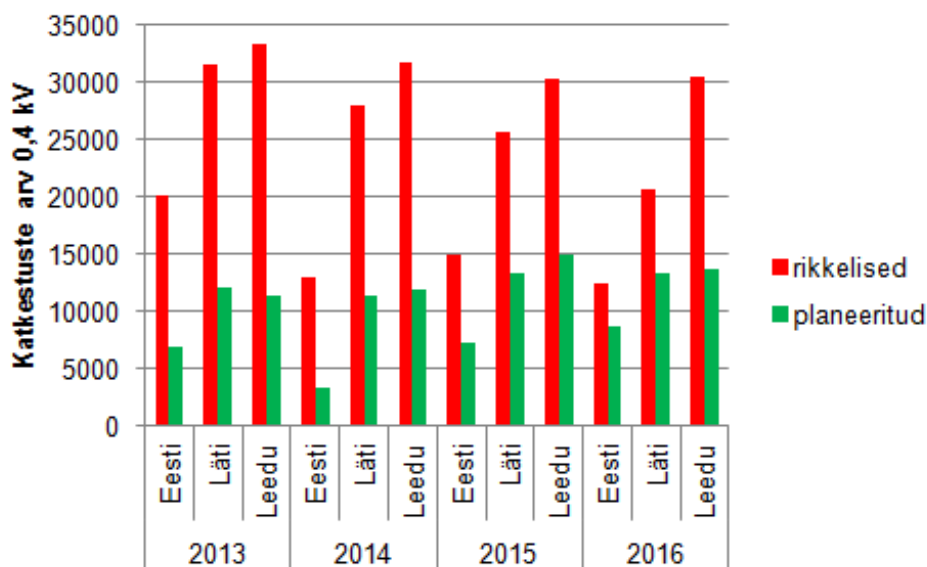
$N$  – tarbimiskohtade koguarv

Järgnevalt vaatleme toitekatkestuste arve ning SAIDI ja SAIFI suurusid Balti riikides aastatel 2013-2016, tuginedes Elektrilevi OÜ sisedokumendile „*EE LV LT supply reliability 2013-*

2016“. [5] Selle najalt on võimalik anda esmane ettekujutus investeeringute efektiivsusest ning riikide elektrivarustuskindluse erinevustest.

Kõrvutades omavahel elektrikatkestuste sesoonseid summaarseid arve, tuleb kindlasti arvestada asjaoluga, et Balti riigid on oma suuruselt ja elanike arvult küllaltki erinevad. 2016 aasta lõpu seisuga oli Elektrilevi OÜ võrgus 664 919 liitumispunkti, Lätis oli vastav arv 1 117 048 ja Leedus 1 729 226.

Jooniselt 1.2 on näha 0,4kV elektrivõrgus aset leidnud katkestuste arvu ja selle muutuse aastate lõikes. Eestis oli 2013. aastal madalpingevõrgus kokku 27 177 katkestust, nendest rikkelisi 20 188 ja plaanilisi 6989. 2014. aastal olid vastavad arvud kokku 16500, rikkelisi 13 061 ja plaanilisi 3439. Madalpingevõrgus oli 2014. aastal 39,3% võrra vähem katkestusi võrreldes 2013. aastaga. Üheks põhjuseks on kindlasti soodsamad ilmastikuolud, kuid olulise osa moodustab ka plaaniliste tööde osakaalu vähenemine. See tähendab, et 2013 paigutati 0,4 kV võrku oluliselt rohkem resursse ja seeläbi on näha ka kiiret katkestuste arvu vähenemist. 2015. aastal toimus võrreldes 2014. aastaga 25,3% suurune katkestuste arvu kasv, kokku 22103 katkestus. Peamiselt on see mõjutatud jällegi investeeringute suunamisest, kuna plaaniliste katkestuste arv oli 2015. aastal 7197 ja selle osakaal kasvas võrreldes eelneva aastaga 52,2%. Rikkeliste katkestuste osakaal kasvas 12,3%, 14 906 toitekatkestuseni. Mõjutajaks taas muutlikud ilmastikuolud. 2016. aastal oli madalpingevõrgus kokku 21065 katkestust, nendest 12410 rikkelised ja 8655 plaanilised. Märgata on plaaniliste tööde mahu suurt kasvu, kuid ka rikkeliste katkestuste nelja aasta parimat tulemust (-16,5% võrreldes 2015 aastaga). Nelja aasta rikkete trend on langusjoones.

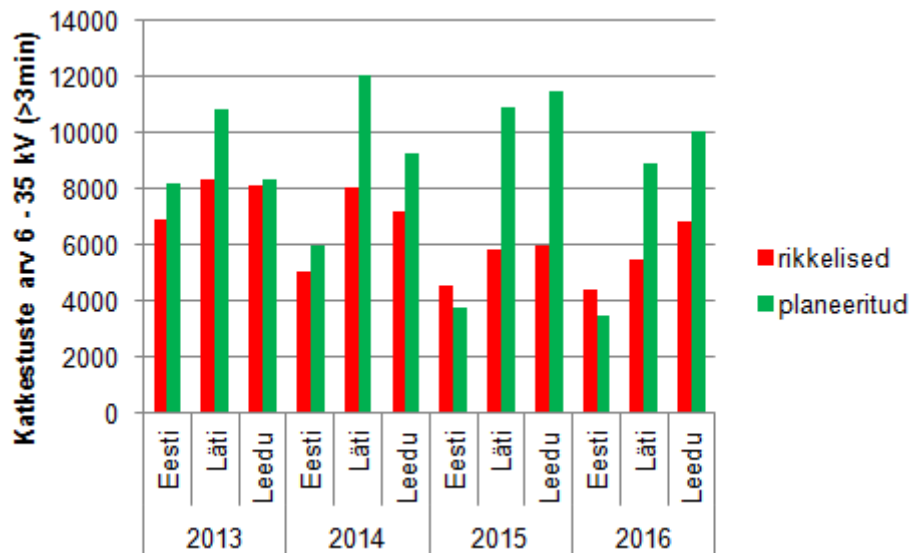


**Joonis 1.2 –Elektrikatkestuste arv 0,4kV võrgus Balti riikides 2013-2016**

Sarnaselt Eestile on märgata langustrendi 0,4 kV rikkeliste elektrikatkestuste osas ka Lätis ja Leedus. Erinevusena võib välja tuua, et Läti ja Leedu planeeritud katkestuste mahud on nelja aasta lõikes oluliselt stabiilsemad kui Eestis – see näitab investeeringute paremat suunamist ja jätkusuutlikust.

Katkestuste arvud 6-35 kV pingestmetel, mille kestus on pikem kui 3 minutit on välja toodud joonisel 1.3. Kuna tegu on taas summaarsete näitajatega, siis vaatleme eraldi Eesti näitajaid.

2013. aastal oli keskpingel Eestis kokku 15 062 elektrikatkestust, nendest plaanilised 8161 ja rikkelised 6901. Sellest järgneval, 2014. aastal langes kogu katkestuste arv 26,9% võrra (kokku 11 012), plaaniliste katkestuste osakaal langes eelneva aastaga võrreldes 27,1% (kokku katkestusi 5953), rikkeliste langus 26,7% (kokku katkestusi 5059). Tulemused sarnases langustrendis samade aastate 0,4 kV näitajatega. Erinevalt madalpingest, vähenes rikete arv keskpinges ka 2015 aastal (võrreldes 2014 näitajaga -9,8%), kokku 4559 rikkelist katkestust. See näitab, et rikete arv madal- ja keskpinges ei ole omavahel otseselt sõltuvad. Samuti vähenes plaaniliste tööde osakaal, kokku 3797 plaanilist katkestust (võrreldes 2014 aastaga -36,2%). 2016. aasta oli taas langustrendis – kokku 7878 katkestust, nendest rikkelisi 4410 (-3,3% võrrelduna 2015. aastaga) ja plaanilisi 3468 (-8,7%). Rikkeliste katkestuste pidev langus näitab võrku suunatavate ressursside efektiivset kasutamist. Plaaniliste katkestuste langus aga investeeringute ning hooldus- ja remonttööde mahtude vähenemist.



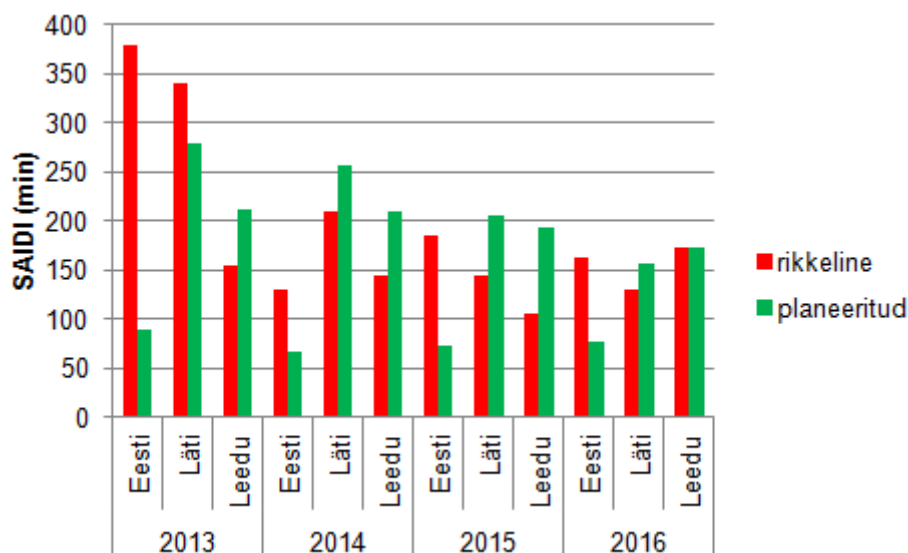
**Joonis 1.3 - Balti riikides toimunud elektrikatkestuste arv 6-35kV võrgus 2013-2016**

Läti keskpinge võrgu rikete mahud on sarnaselt Eestile pidevas langustrendis, planeeritud katkestuste osas on aga erinevalt Eestist märgata mahtude kasvamist. Ka Leedu planeeritud katkestuste mahud on tõusvas trendis, see näitab, et erinevalt teistest Balti riikidest on Eesti oma plaaniliste tööde mahtu 2013-2016 vähendanud. Leedu keskpingerikete maht on 2016. aastal võrrelduna eelnevatega kasvanud, 2014 ja 2015 on aset leidnud rikkeliste katkestuste mõningane vähenemine – trend pigem stabiilne.

Olenemata suurtest erinevustest liitumispunktide arvude osas, on võimalik tänu elektrivarustuskindluse näitajatele Balti riike omavahel ka täpsemas võrdluses kõrvutada.

Joonisel 1.4 on välja toodud Balti riikide keskmine toitekatkestuse kestus tarbimiskoha kohta aastas. 2013. aastal oli Eesti SAIDI rikkeline 379 minutit ja plaaniline 88,6 minutit – kokku 468 minutit. Samad näitajad Lätis olid rikkeline 340 minutit, plaaniline 280 minutit - kokku 620 minutit ning Leedus vastvalt 154, 213 ja 367 minutit. Võrdluses näeb, et Eesti rikkeline SAIDI oli 2013 aastal 10,1% võrra suurem kui Lätis ja 59,4% võrra suurem kui Leedus, seevastu plaanitud SAIDI 24,4% võrra väiksem kui Lätis ja 58,3% võrra väiksem kui Leedus.





**Joonis 1.4 – Keskmise toitekatkestuse kestus tarbimiskoha kohta (SAIDI) Balti regioonis**

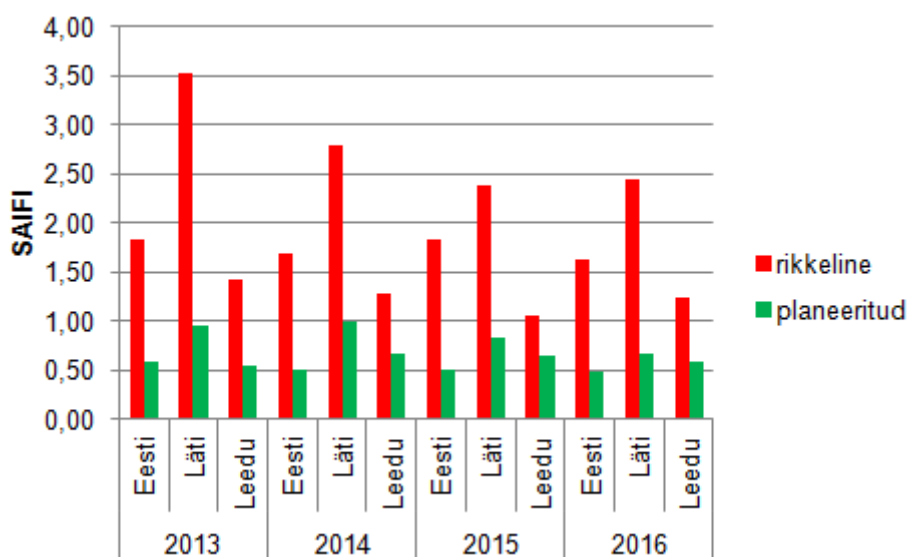
2014. aasta rikkeline SAIDI vähenes Eestis võrreldes eelneva aastaga 65,4%, Lätis 38,4% ja Leedus 6,4%. Ka planeeritud SAIDI vähenes kõigis 3 riigis vastavalt 24,4%, 8,3% ja 1,5%.

2015. aastal jätkus langustrend rikkelise SAIDI osas Lätis ja Leedus, vastavalt 31,3% ja 25,7% võrrelduna 2014. aastaga. Eestis aga kasvas rikkeline SAIDI 29,2% võrra. Planeeritud SAIDI suurenes Eestis 9,5%, vähenes Lätis 19,6% ja Leedus 7,4%.

2016. aasta SAIDI Eestis oli kokku 241 minutit, sellest rikkeline 163 minutit ja planeeritud 78 minutit. Võrreldes eelneva aastaga on märgata rikkelise vähenemist 11,9% ja planeeritu suurenemist 5,1% võrra. Lätis olid vastavad näitajad kokku 286 minutit, rikkeline 130 minutit (-9,7% võrreldes eelneva aastaga) ja planeeritud 156 minutit (-24,3% võrreldes 2015. aastaga). Leedus kokku 346 minutit, rikkeline 172,9 minutit (+38,1% võrreldes eelneva aastaga) ja planeeritud 173 minutit (-10,8% võrdluses 2015. aastaga).

Märgata on mõningasi kõikumisi, kuid nelja aasta kokkuvõttes on SAIDI kõigis neljas riigis langustrendis. Möödunud aasta väikseim SAIDI 241 minutit oli Eestis, järgnes Läti 286 minutiga ja Leedu 346 minutiga.

Joonisel 1.5 on välja toodud Balti riikide katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas (SAIFI). Jooniselt on näha, et 2013 aastal oli ühes tarbimiskohas keskmiselt Eestis 2,4 katkestust (nendest 1,84 rikkelist ja 0,59 plaanilist), Lätis keskmiselt 4,5 katkestust (3,5 rikkelist ja 0,96 plaanilist) ja Leedus keskmiselt 2 katkestust tarbimiskoha kohta aastas (1,43 plaanilist ja 0,54 rikkelist).



**Joonis 1.5 - Katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas (SAIFI) Balti regioonis**

2014. aastal vähenes ühe tarbimiskoha keskmine katkestuste arv Eestis võrreldes eelneva aastaga 8,3 % võrra, kokku keskmiselt 2,2 katkestust tarbimiskoha kohta aastas. Rikkelisi katkestusi oli keskmiselt 1,69 (võrreldes 2013. aastaga -8,2%), plaanilisi katkestusi keskmiselt 0,5 tükki (-8,5%). Lätis oli langustrend võrreldes eelneva aastaga suurem (-15,6%), kokku keskmiselt 3,8 katkestust aastas. Nendest rikkelised 2,78 (-21%) ja plaanilised 0,99 (+3%). Leedu langus oli märksa väiksem, võrreldes 2013. aastaga (-5%), kokku 1,9 katkestust. Nendest rikkelised 1,29 (-9,8%) ja plaanilised 0,66(+18,2%) tükki.

2015. aastal jäid Eesti näitajad pigem stabiilseks, kokku keskmiselt 2,3 katkestust tarbimiskoha kohta aastas (+4,3%), nendest rikkelised 1,83 (+7,7%) ja plaanilised 0,51 (+2%). Läti näitajad olid vastavalt 3,2 (-15,8%), 2,38 (-14,4%) ja 0,83 (-16,2%). Leedus oli ühe tarbimiskoha katkestuste keskmine arv 1,7 (-10,5% võrrelduna 2014. aastaga), nendest rikkelised 1,06 (-17,8%) ja plaanilised 0,65 (-1,5%) katkestust.

2016. aastal oli Eestis ühel tarbimiskohal keskmiselt 2,1 katkestust aastas (-8,7% võrreldes 2015. aasta andmetega), nendest rikkelised 1,63 (-10,9%) ja plaanilised 0,49 (-3,9%) katkestust. Lätis kokku 3,1 (-3,1%), millest rikkelisi 2,44 (+2,5%) ja plaanilisi 0,67 (-19,3%). Leedus oli 2016. aasta näitajad vastavalt 1,8 (+5,6%), 1,25 (+15,2%) ja 0,58 (-10,8%).

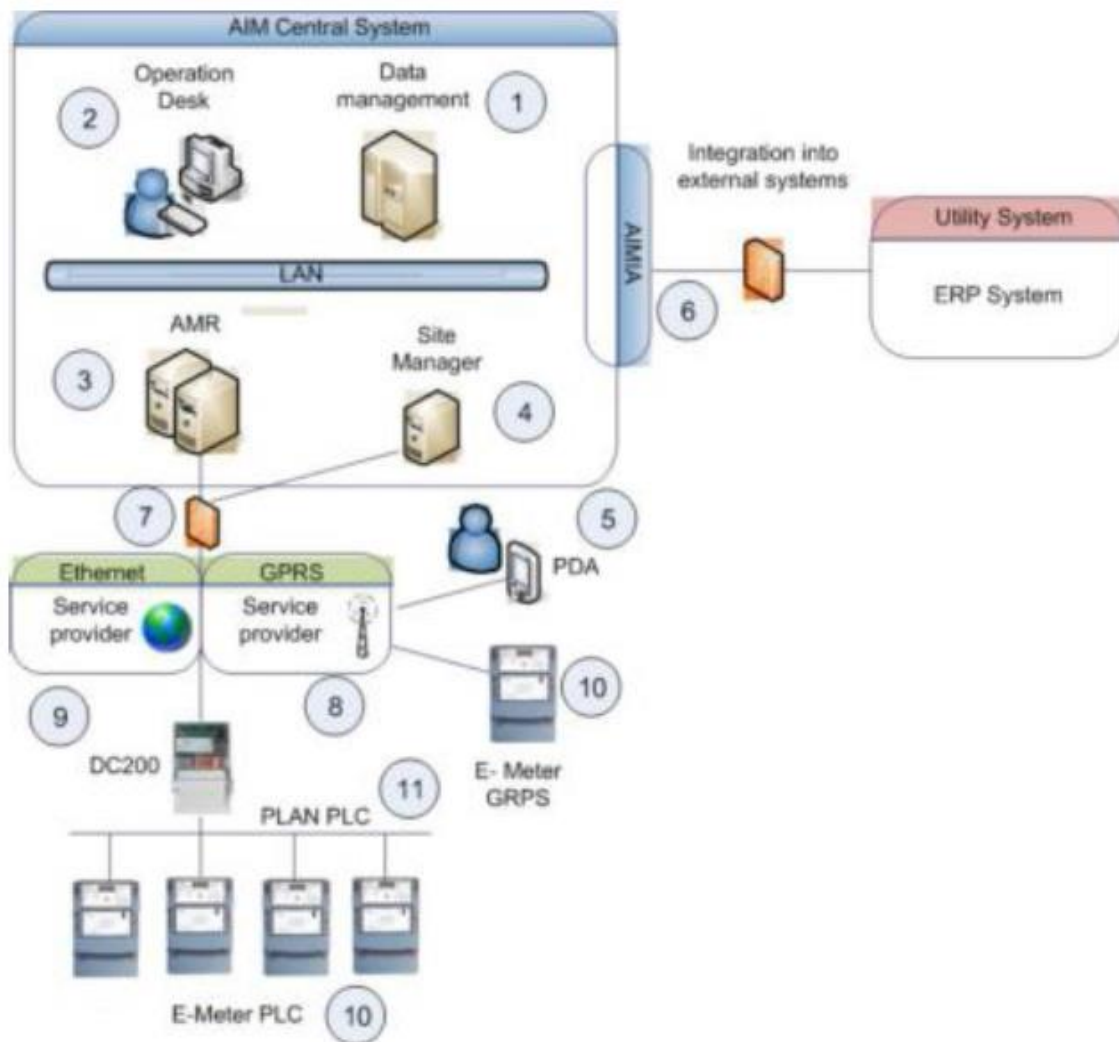
Vaatamata SAIDI pidevale vähenemisele on Eestis ja Leedus SAIFI jäänud aastate lõikes pigem stabiilseks. Lätis on märgata, et aastate lõikes on ühe tarbimiskoha keskmine katkestuste arv olnud pidevas vähenemises. Kui SAIDI osas oli parim näitaja 2016. aastal Eestil ja halvim Leedul, siis 2016 aasta SAIFI on parim Leedul ja halvim Lätil.

## 2 Elektrilevi OÜ kauglugemissüsteem

### 2.1 Kauglugemissüsteemi tööpõhimõte

Kõik kauglugemisprogrammi käigus paigaldatud elektriarvestid ja kontsentraatorid koos nende juhtimissüsteemiga on Landis+ Gyr toodang. Tegu on 1896. aastal Šveitsist alguse saanud, nüüdseks juba 30 erinevas riigis tegutseva ettevõttega. [6]

Landys+ Gyri poolt pakutav süsteem on välja töötatud avatud elektriturgu silmas pidades. See süsteem katab kogu ahela, arvestist kuni arveldus rakenduseni. Joonisel 2.1 on välja toodud ülevaade lahenduse struktuurist.



Joonis 2.1 - Kauglugemissüsteemi põhimõttestruktuur [7]

- 1) Kesküsteem – AIM on võimekas võrgu haldamise, andmete kogumise ja mõõteandmete hoiustamise rakendus. Lisaks andmete kogumise ja kontrolli funktsioonidele on AIM-il mitmekülgsed andmete haldamise ja integratsiooni võimalused.
- 2) Töölaud – Siit pääseb ligi AIM kesksüsteemile ning juhitakse kogu süsteemi igapäevast toimimist. AIM kesksüsteem pakub klienditarkvara graafilise liidesega, et võimaldada süsteemi operaatorile süsteemi juhtimist ja kõikide vajalike parameetrite ning andmete visualiseerimist. Rakendusele on võimalik ligi pääseda nii ettevõtte sise-, kui ka välisvõrgust. Ligipääs on kaitstud standartsete turvalisus poliisidega nagu kasutajanimi/salasõna, VPN, RAS jne. Lisaks, saab peakasutaja määrata ligipääsud ja õigused vastavalt töötajate vajadusele.
- 3) AMR moodul – Andmete kogumise moodul AIM AMR suhtleb kontsentraatoritega (mis on omakorda ühenduses PLC arvestitega) või siis otse P2P (GSM/GPRS) tüüpi arvestitega, et koguda kõik vajalikud andmed ja saadab need edasi järgnevasse protsessidesse.
- 4) Töökoha haldur – Töökorralduste haldamise süsteem (WOM) on tarkvara pakett seadmete paigaldamise planeerimiseks. AIM kesksüsteemil on eraldi moodul WOM jaoks, *AIM Site Manager*. Planeerimine põhineb nii geograafilistel kui ka kliendipõhistel andmetel. Paigaldamise kohad, kellaajad ja tööjärjekorrad laetakse paigaldajate taskuarvutitesse (PDA). Pärast paigaldamist laetakse süsteemi ülesse andmed ja info võimalike töö käigus tekkinud tagasilöökide osas, seeläbi on võimalik kogu projekti käekäiku efektiivselt koordineerida. WOM süsteemi on võimalik kasutada hiljem ka arvestite käidus.
- 5) Töökoha halduri PDA – Kõik töökorraldused arvestite paigaldamise või hooldusega seonduvalt laetakse WOM süsteemist paigaldajate taskuarvutitesse (PDA). Pärast arvesti paigaldamist või teenindamist registreeritakse kõik vajalikud andmed PDA-s ja laetakse ülesse WOM süsteemi.
- 6) AIMIA rakendused – Rakendus, mis nii projekti käivitamise kui ka hilisema käitamise faasis võimaldab ühendust võrguettevõtte süsteemide ja AIM kesksüsteemi vahel. Võimaldab vajalikud andmed ühest süsteemist teise viia.
- 7) LAN/GSM/GPRS – Kommunikatsioon andmete kontsentraatori ja kesksüsteemi vahel. Kesküsteem suudab suhelda suure arvu kontsentraatoritega kasutades erinevaid tehnoloogiaid. Landis+ Gyr soovib kasutada TCP/IP baasil tehnoloogiaid, nagu LAN

või GPRS. Punktist punktini (P2P) kommunikatsioon arvesti ja kesksüsteemi vahel: GSM/GPRS kommunikatsioon on kasutusel alternatiivina PLC süsteemile, kui viimane pole piisavalt efektiivne tehnilistel või majanduslikel põhjustel.

- 8) GPRS teenus – Tagab GPRS/GSM baasil ühenduse kesksüsteemile nii kontsentraatorite kui P2P arvestitega, millele on paigaldatud GPRS/GSM moodul. Teenuse pakkuja määrab fikseeritud IP aadressi igale P2P arvestile ja kontsentraatorile. Turvalisus tagatakse virtuaalse privaatvõrguga (VPN tunnelitega).
- 9) Andmete kontsentraator – Kontsentraator paigaldatakse reeglina keskpinge/madalpinge trafoga alajaama. See töötab ühendusena madalpinge PLC võrgu ja avaliku telekomi võrgu (GPRS) või interneti (WAN) vahel. See suunab PLC kommunikatsiooni üle elektriliini.
- 10) P2P-arvestid – Arvestid on varustatud GSM/GPRS mooduliga, mis tagavad ühenduse kesksüsteemiga otse ühendusena.
- 11) PLC – Kommunikatsioon arvesti ja kontsentraatori vahel. PLC ühendust baseerub standardsetel IEC61334 protokollidel. Kuna PLC kommunikatsioon üle madalpingevõrgu on tasuta, siis on tegu hetkel parima lahendusega arvestitelt andmete kogumiseks. [7]

## 2.2 Elektrilevi OÜ KLG programm

Kauglugemisprogramm ja arvestite vahetamine sai alguse juba 2013. aasta aprillis. Massvahetus, mille käigus paigaldati ligi 630 000 uut kaugloetavat arvestit ja 10 350 kontsentraatorit on 2017. aasta alguse seisuga lõppenud. Kui kogu masspaigalduse perioodi vältel tegeles seadmepargi seiramise ja haldamisega Ericsson Eesti AS, siis edasiseks seadmepargi haldamiseks loodi Elektrilevis uus, 8 liikmest koosnev KLG OPS meeskond, kelle vastutusalad on järgnevad:

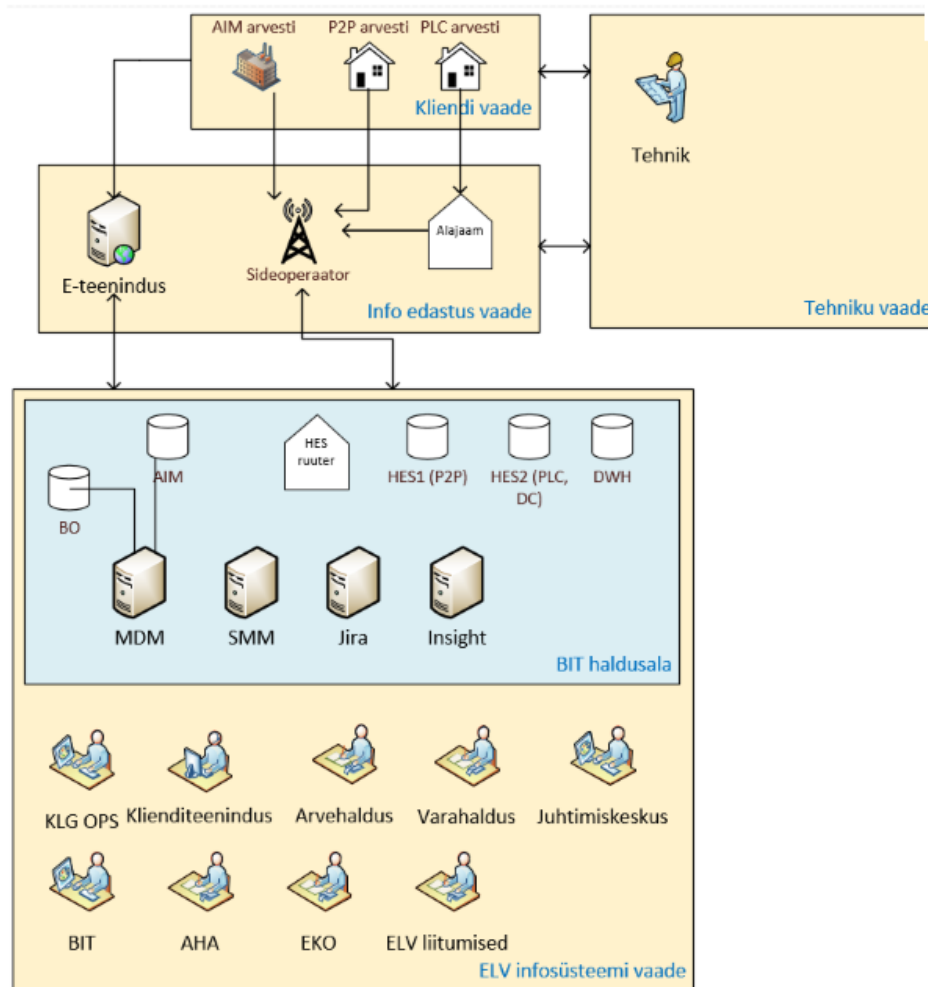
- **AMR peakasutaja** - Kaugloetavate arvestite süsteem ja selle haldamine on toimiv ja kuluefektiivne
- **AMR koordineerija** - AMR operaatorite töökorraldus on läbipaistev ning efektiivne
- **HLS spetsialist** - Tagada kaugloetavate arvestite ja KLG infosüsteemide küberturvalisuse efektiivne ja läbipaistev haldus
- **AMR operaator** - Kaugloetavate arvestitega seotud seiramise ja rikete menetlemisega seotud tegevused on tagatud.

- **KPH lahendaja** - Kliendid saavad oma küsimustele ammendavad ja professionaalsed vastused. Kliendid on rahulolevad.
- **AMR seadme ekspert** - Kaugloetavate arvesitega seotud seadmete tööpõhimõtted, riskid ning rakendusvaldkonnad on kaardistatud. Kasutame oma võrgus optimaalseid arvesteid.
- **AMR telefoni konsultant** - Kliendid on teadlikud, et PK peab olema sees ja kuidas õigesti vool välja lülitada. Kliendid on rahulolevad.
- **AIM operaator** - Kaugloetavate arvestitega seotud seiramise ja rikete menetlemisega seotud tegevused on tagatud

Peamised probleemid, millega KLG OPS meeskond tegeleb [8]:

- Arvestite kommunikatsiooni probleemid – tavapäraseks põhjuseks on nn „müra“, mis on tingitud asjaolust, et elektriseadmed võivad tekitada elektrivõrku arvestite kommunikatsiooni häirivaid signaale. Meeskond tellib iganädalaselt kommunikatsioonihäirete mõõtmisi, mille tulemusel taastatakse igal nädal katkenud sideühendus sadadel klientidel.
- Arvesti rikked – igakuiselt vahetatakse ligi 150 arvestit seadme rikke tõttu
- Klient lülitab arvesti peakaitsmest välja – pingetu arvesti ei edasta mõõteandmeid ja ei ole teada, kas tegemist on rikkega
- Kesksete süsteemide haldamine – (andmekontsentraatorid, telekommunikatsioon, jms). Igal hommikul laekub meeskonna lauale analüüsimiseks läbi erinevate aruannete ca 6000-10000 sündmust. Lisaks infosüsteemi laekuvatele signaalidele käib igapäevane töö probleemsete mõõtepunktidega, mis mingil põhjusel ei edasta mõõteandmeid. igal ajahetkel on suurusjärgus 13 000 – 15 000 mõõtepunkti, mille mõõteandmeid ei ole edastatud. Nendest 2000 – 4000 tuleb vastavalt rikke ulatusele ja kestusele nõ luubi alla võtta. Igapäevaselt tuvastatakse ca 10 juhtumit, mille puhul peab tehniku esimesel võimalusel objektile saatma.

Joonisel 2.2 on kujutatud Elektrilevi OÜ kauglugemissüsteemi toimimise struktuur.



*Joonis 2.2 – Elektrilevi OÜ kauglugemissüsteemi struktuur*

### 2.3 Elektrilevis kasutusel olevad kaugloetavad arvestid

Käesolevas alapeatükis antakse ülevaade kasutusel olevate mõõtesüsteemide arvukusest ja levinumate arvestitüüpide ehitusest.

Arvesti tüübi valikul järgitakse reeglit, et kui mõõtepunktide arv jääb alajaamas vahemiku 1-7 (7 k.a) valitakse P2P arvesti. Kui alajaama kuulub rohkem kui 7 mõõtepunkti, siis tuleb paigaldada PLC arvesti. PLC arvestite puhul jälgitakse mõõtepunktide vahelist kaugust (esimese mõõtepunkti puhul kaugus alajaamast) fiidri põhisel. Kui mõõtepunktide vaheline kaugus on alla 450 meetri, saab kasutada PLC arvestit, kui mõõtepunktide vaheline kaugus jääb fiidri põhisel suuremaks, tuleb kasutada P2P arvesteid. [9]



Elektrilevi OÜ HES ruuteri väljavõte (21.03.2017) seisuga näitab, et kokku on HES süsteemis 656 767 arvestit (sh bilansiarvestid alajaamades) ja kontsentraatorit. P2P tüüpi seadmed moodustavad 11,7% koguarvust.

- P2P tüüpi arvestid:

Koguarv = 76 547

E35C 2G/3G + E350 = 28 266

E35C(GPRS)+E350 = 10 554

E450 2G/3G = 30 500

S650 = 7227

- PLC tüüpi arvestid:

Koguarv = 580 220

BCPL3 = 20

DC450 = 10662

E55C-9 = 52

IDIS E450 PLC = 569 486

HES süsteemiga ei ole seotud 21600 varasemalt paigaldatud AIM tüüpi kaugloetavat arvestit (tegemist samuti GPRS arvestitega). Nagu näha joonisel 2.2, siis need raporteerivad eraldi MDM serverisse. AIM tüüpi arvestite näol on tegemist enne KLG projekti algusest paigaldatud üle 63A kaugloetavate arvestitega (vastavalt määrusele peakaitsmega üle 63A pidid olema kauglugemisel 1.01.2013 seisuga). Viie aasta perspektiivis ühildatakse ka AIM tüüpi arvestid HES ruuteriga.

Seega on Elektrilevi OÜ hallata kokku ca 700 000 kauglugemissüsteemiga seotud seadet.

Järgnevalt selgitatakse arvesti ehitust kõige levinumate 3-faasiliste otseühenduses mõõtmise arvestite ZMXi320APU0L0D3.21 S2 ja S3 näitel. [10] [11] Kokku on antud tüüpi arvesteid hetkeseisuga paigaldatud 569 486 tükki.

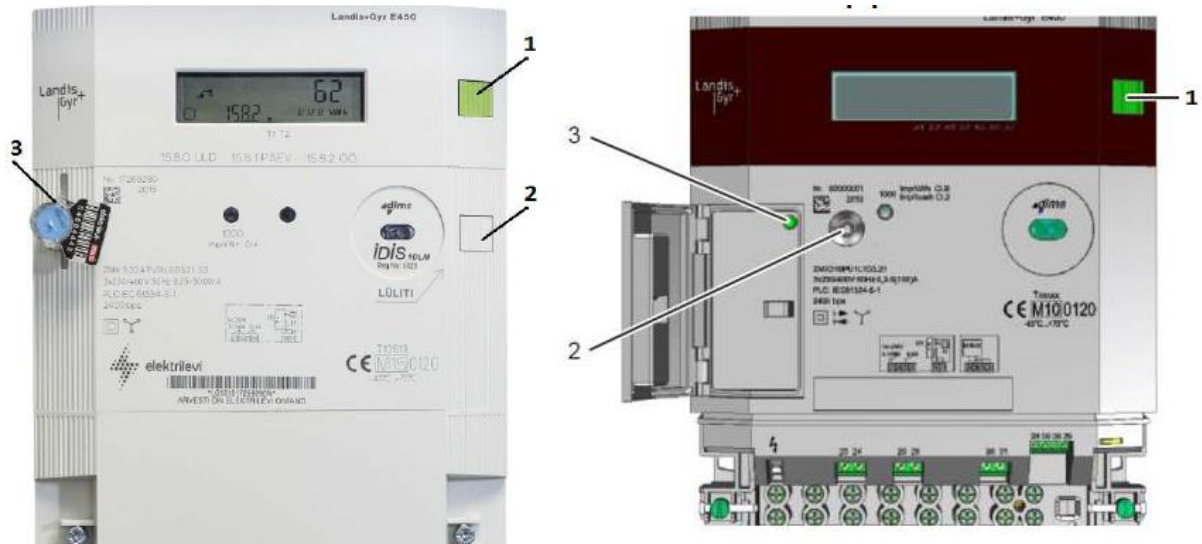
Joonisel 2.3 vasakul on näha S2 generatsiooni ja paremal S3 generatsiooni PLC tüüpi arvesti, koos sellel olevate klahvidega. Kolmandal generatsioonil on lisaks S2`le parendatud elektroonikat, mehaanikat (vähem sisemisi abiseadmeid), lülitit, vähendatud omatarvet. Klemmkaane siseküljele on lisatud selle avamise „alarmi“ päästik/tihvt.

Klahvide selgitus (mõlema generatsiooni puhul):

1 - ekraani klahv informatsiooni (võimsus, pinged, voolud, näidud kuupäev, kellaeg) vaatamiseks

2 - klahv LÜLITI elektri välja- ja sisselülitamiseks kliendi elektripaigaldises

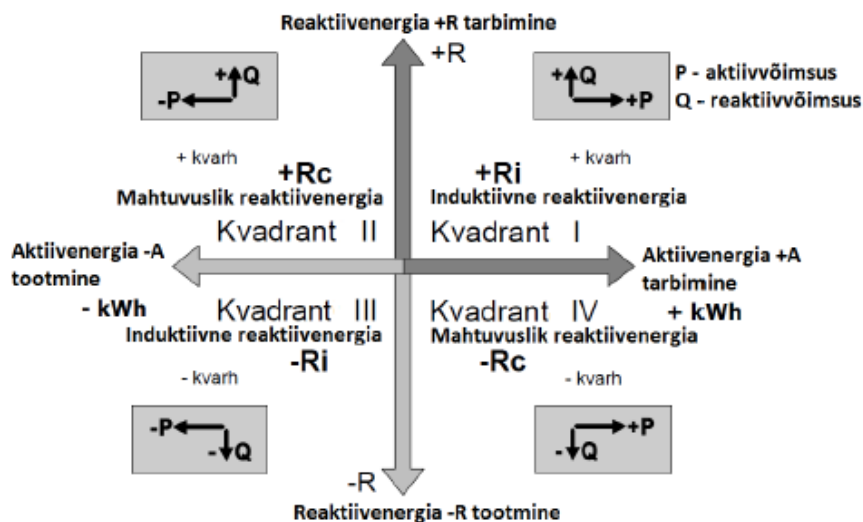
3 - plommitav seadistusnupp arvesti kellaaja ja kuupäeva sisestamiseks



**Joonis 2.3 - ZMXi320APU0L0D3.21 arvestid (S2 vasakul ja S3 paremal) [10] [11]**

Arvesti ekraanilt on võimalik kuvada aktiivvõimsust (3-faasi summa) (kW), kõiki faasipingeid (V), kõiki faasivoole (A), aktiivenergia üld, päev ja öö tarbimine (kWh), kellaeg ja kuupäev, faasipinge indikaatoreid (võimalik tuvastada faasipingete olemasolu), veakoode.

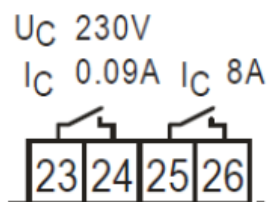
Arvesti ekraanilt on võimalik näha nii aktiiv- kui reaktiivenergia tarbimist ja genereerimist (joonis 2.4):



*Joonis 2.4 – Arvesti ekraani kvadrante selgitav joonis [10] [11]*

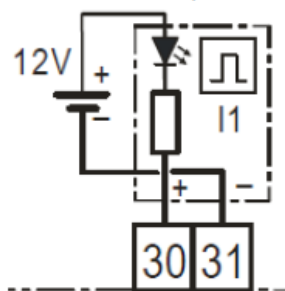
Kui tarbija soovib katkestada elektrivarustuse tarbimisobjektile (nt pikemaajaline eemal viibimine) saab seda teha lüliti kasutades.. Elektritööde tegemisel tuleb aga kaitselahutuse tagamiseks lülitada vool välja kindlasti peakaitsemest. Arvesti lülilil ei ole ülekoormus ega lühisekaitset.

Joonisel 2.5 on näha ZMXi tüüpi arvestite väljundid. Kontaktid 23 ja 24 on 90mA 230V digitaalne pooljuhtrelee, mis on programmeeritud näiteks tarbimis-/tootmisinformatsiooni edastamiseks teisele seadmele. Kontaktid 25 ja 26 on 8A mehaaniline normaalselt sulguv relee (deaktiveeritud). Väljundid tuleb kaitsta liigvoolukaitsmetega.



*Joonis 2.5 – ZMXi tüüpi arvestite väljundid [10] [11]*

Joonisel 2.6 on välja toodud ZMXi tüüpi arvestite sisendid. Kontaktid 30 ja 31 on S0 impulsssisend. See võimaldab näiteks koguda energiainfot teisest seadmest näiteks (elektri-, soojuse-, vee-, gaasiarvesti).



**Joonis 2.6 – ZMXi tüüpi arvestite sisendid [10] [11]**

P2P (GPRS) tüüpi ZMX arvestit eristab kirjeldatud arvestist sideühenduse erinevus, ülejäänud osas on need arvestid identsed. (Kõige lihtsam viis kindlaks tegemiseks, missuguse arvestiga on tegemist on i tähis ZMX järel PLC arvestil, P2P korral see puudub)

## **2.4 Kaugloetavate arvestite rikked ja nende menetlemine**

Käesolevas alapeatükis antakse ülevaade kaugloetavate arvestitega seotud rikete tüüpidest ja meetoditest nende rikete eemaldamiseks, tuginedes Elektrilevi OÜ sisedokumentidele J3258 „Kaugloetavate arvestite rikked ja nende menetlemine“. [12]

Elektrilevi OÜ`s tegelevad kaugloetavate arvestite rikete kõrvaldamisega võrguteenuse juhtijad ja tööde teostajad. Kaugoperatsioonide osakonna töötajate ülesandeks on vastutada kaugloetavate arvestitega seotud teenuse juhtimise ja nendega seotud rikete kõrvaldamise eest.

Arvestite rikete lahendamise seotud infosüsteemid:

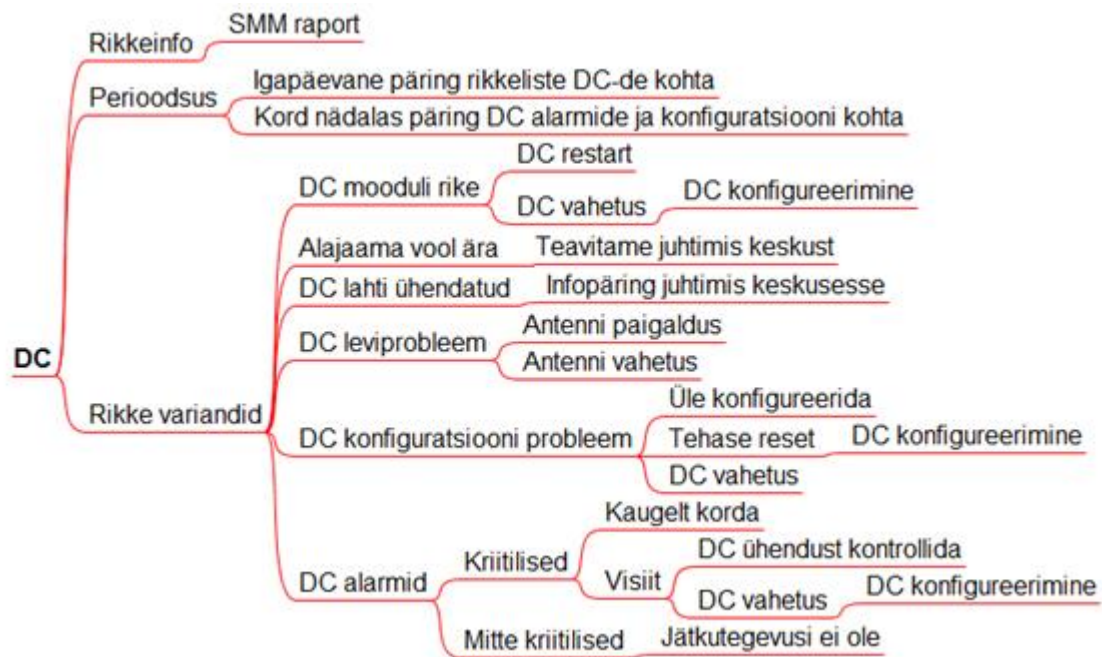
- *Smart Meter Manager* infosüsteem (SMM) – Kaugloetavate arvestite seiramise süsteem
- Probleemide haldamise infosüsteem (JIRA) – Kaugloetavate arvestitega seotud probleemide haldamise süsteem

Kaugloetavate arvestite teenuse seiramisega tegeleb kaugoperatsioonide osakonna operaator (AMR operaator). Seiret teostatakse igapäevaselt SMM infosüsteemi abil. Rikke tuvastamisel teostatakse analüüs, millega selgitatakse rikke ulatus ja põhjus. Kõik tuvastatud rikked registreeritakse JIRA infosüsteemis, kus tehakse iga juhtumi kohta pilet. JIRA süsteemis loodud pileteid saab suunata teenuse tagamises osalevate osapoolte vahel ning selle abil on võimalik tagantjärele saada infot rikke lahendamise seotud tegevuste kohta.

Eesti Energia äri- ja infotehnoloogia teenistus (BIT) vastutusalaks on andmekontsentraatorite (DC) konfiguratsiooni failide haldamine.

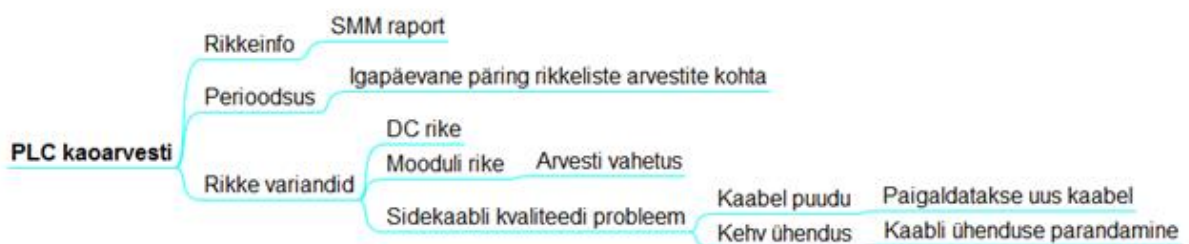
Tehnik (isik, kes teostab töid objektil) saab sisendi juhtumi kohta JIRA pileti kujul. Pilet võetakse seda lahendama asunud tehniku nimel töösse. Kui töö on lõpetatud, muudab töö teostaja pileti staatust vastavalt lahendusele.

Kontsentraatorite (DC) rikete lahendamise struktuur on välja toodud joonisel 2.3:



**Joonis 3.3 – Kontsentraatori rikete lahendamise struktuur [12]**

PLC kaoarvestite (bilansiarvestite) rikete lahendamise struktuur on kuvatud joonisel 2.4:



**Joonis 2.4 – PLC kaoarvestitega seotud rikete lahendamise struktuur [12]**

P2P tüüpi kaoarvestite (bilansiarvestite) rikked ja nende lahendused on välja toodud joonisel 2.5:



*Joonis 2.5 – P2P kaoarvestitega seotud rikete lahendamise struktuur [12]*

PLC arvestite rikked ja nende lahendused on kirjeldatud joonisel 2.6:



*Joonis 2.6 – PLC tüüpi arvestite rikete lahendamise struktuur [12]*

P2P tüüpi arvestite rikete lahendamine on näidatud joonisel 2.7:



**Joonis 2.7 – P2P tüüpi arvestite rikete lahendamise struktuur [12]**

Nagu joonistelt näha, siis sõltumata arvesti tüübist toimub rikkeinfo kontrollimine igapäevaselt. Võimalikeks rikke variantideks on nii voolu kadumine (DC puhul alajaam pingetu, arvestite puhul peakaitse välja lülitatud), kontsentraatorite konfiguratsiooniprobleemid, leviprobleemid (esineb DC ja P2P tüüpi arvestite puhul), sidekaabli kvaliteedi probleemid (PLC kaoarvesti), mooduli rikked (võimalik kõikide tüüpide korral), mürad (PLC arvestite korral) ja SIM kaardi probleemid (P2P).

### **3 Infosüsteemid madalpingevõrgu seireks**

Seoses kaugloetavatele arvestitele üleminekuga tekkis vajadus rakenduste järele, millega oleks võimalik koguda andmeid nii tarbimise kui ka võrgu seisukorra kohta. Kuigi kauglugemisele ülemineku tingis vajadus tunnipõhiste tarbimisandmete järele, saadi selle käigus luua tarbijatele veelgi enam lisandväärtust. Nimelt on võimalik Elektrilevi töötajatel peaaegu kõigi (erandiks ca 21600 vanema tüübi arvestit) kauglugemisel olevate mõõtepunktide poole läbi päringu pöörduda, et saada vahetut infot arvesti staatuse, viimaste näitude ja kliendi tarbimispunktis olevate võrgu parameetrite kohta. Samuti registreerib arvesti mõõtepunktis toimunud erinevaid sündmusi, mille põhjal on võimalik hiljem võrgus toimunud analüüsida ja näiteks kahjujuhtumeid lahendada.

Arvestite paigaldamise hanke mahus on Ericsson Eesti AS poolt välja töötatud kaks rakendust, Voyager Suite ja HELGA. Esimene nendest on töös juba alates esimeste kaugloetavate arvestite paigaldamisest, teine rakendus on hetkel veel arendamisjärgus ja igapäevases töös veel kasutusel ei ole. Järgnevates alapunktides antakse lühike ülevaade nende rakendustega töötamisest lõppkasutaja vaates, rakenduste taga olevasse infotehnoloogiasse antud töös ei süübita, kuna tegu on Ericsson Eesti AS poolt mitte avaldamisele kuuluva informatsiooniga. Kolmandas peatükis analüüsitakse Eesti madalpingevõrgu hetkeolukorda HELGA andmetele tuginedes.

#### **3.1 Voyager Suite**

Voyager Suite on veebipõhine töökeskkond, mille kaudu saab ülevaate arvesti olukorrast ja viimastest näitudest, voolu sisse ja välja lülitada, vaadata mõõtepunktide andmeid raportina ning saata uuesti näite mõõteandmete haldamise süsteemi (MDM). [13]

Kliendi mõõtepunkti leidmiseks tuleb sisestada otsitava arvesti seerianumber või mõõtepunkti EIC kood. Joonisel 3.1 on näha algvaade, kuhu tuleb sisestada otsitava objekti andmed.



## Mõõtepunktid

 [Otsi](#)

### Joonis 3.1 – Kuvatõmmis Voyager Suite otsinguaknast

Otsingutulemuses kuvatakse süsteemis salvestatud andmed selle mõõtepunkti kohta. Need võivad olla aegunud, kui muudatused on toimunud hiljuti ning ühenduse probleemide tõttu ei ole info veel süsteemi jõudnud. Nagu joonisel 3.2 näha, siis esimeses vaates näeb arvesti asukohta, seerianumbrit ja vastavate õiguste olemasolul ka kliendi viimaseid näite.

## Mõõtepunkt

38ZEE-00377458-A Lauriti, Koonga vald, Pärnu maakond, Eesti

### Arvesti

Seerianumber: 14806188

Vaata staatust

Sündmuste raport

Mudel: E450 2G/3G

### Viimased näidud

### Joonis 3.2 – Kuvatõmmis Voyager Suite mõõtepunkti otsingutulemusest

Vaata staatust nupust saadetakse päring arvestile, mille õnnestumise korral kuvatakse arvesti staatuse andmed (joonis 3.3). Arvesti kliendipoolne staatus tähendab peakaitse asendit – kas vool jõuab arvestini või mitte. Arvesti lüliti staatus tähendab arvestis endas asuva lüliti olekut, võimalik on 3 asendit: Sees – toide on olemas. Väljas - toide on katkestatud, ei ole võimalik käsitsi tagasi lülitada. Valmis taasühendamiseks – toide on katkestatud, kuid klient saab seda nupust ühendada. Lüliti õiguse info näitab, kas kliendil on võimalik endal arvestit sisse lülitada või puuduvad tal selleks õigused. Lisaks kuvatakse pinged ja voolud reaalajas kõikidel faasidel.

[13]

Arvesti staatus
×

---

Parameeter	Staatus
Arvesti kliendipoolne staatus	Sees
Arvesti lüliti staatus	Sees
Lüliti õiguse info	Kõik õigused
Pinge faasil 1	229.3 V
Pinge faasil 2	228.9 V
Pinge faasil 3	230.3 V
Vool faasil 1	0 A
Vool faasil 2	0.06 A
Vool faasil 3	0 A

Vali põhjus ▼

Kommentaar

### ***Joonis 3.3 – Kuvatõmmis Voyager Suite arvesti staatuses***

Samast vaatest toimub ka arvesti sisse- ja välja lülitamine.

Arvesti kaugjuhtimise teel välja lülitamist teostatakse võlgnevuse, tarbija soovi või lepingu lõpetamise korral. Vastavalt põhjusele muutub lülitamise järel ka õiguste info veerg. Pärast kaugjuhtimise teel voolu sisselülitamist(õiguste andmist) taastub ühendus ohutuse tõttu alles siis, kui on teostatud sisselülitamine manuaalselt arvesti peal asuvast nupust, seda saab teha klient ise.

Sündmuste raporti alt avaneb logi arvesti poolt registreeritud sündmustest (joonis 3.4). Selles registreeritakse näiteks pinge kadumine/taastumine, üle- ja alapinged, faasijärjestuse muutus, side probleemid. Täielik nimekiri arvesti poolt fikseeritavatest sündmustest on toodud lisas 1.

Seerianumber:	14360070				
EIC:	38ZEE-00647394-8				
Mudel:	IDIS E450 PLC				
Kuupäev	Kood	Kirjeldus	Kategooria	Salvestamise kuupäev	
2017-03-15 14:49:46+02:00	3.26.78.79	Alarms and events: Phase sequence reversal	Event	2017-03-16 01:24:57+02:00	
2017-03-15 14:41:11+02:00	3.26.88.93	Quality log: Power failure	Event	2017-03-16 01:25:02+02:00	
2017-03-15 14:41:10+02:00	3.26.0.216	Quality log: Power up	Event	2017-03-16 01:25:11+02:00	
2017-03-15 10:01:11+02:00	3.26.0.85	Quality log: Power down	Event	2017-03-16 01:25:02+02:00	
2017-03-14 14:48:37+02:00	3.26.88.93	Quality log: Power failure	Event	2017-03-15 04:17:29+02:00	
2017-03-14 14:48:35+02:00	3.26.0.216	Quality log: Power up	Event	2017-03-15 04:17:22+02:00	
2017-03-14 10:01:14+02:00	3.26.0.85	Quality log: Power down	Event	2017-03-15 04:17:27+02:00	
2017-02-20 13:25:18+02:00	3.12.32.24	Alarms and events: One or more global keys changed	Event	2017-02-21 04:25:50+02:00	

### Joonis 3.4 – Kuvatõmmis Voyager Suite sündmuste raportist

Lisaks sündmuste raportile on võimalik küsida ka arvestite staatuste raporteid (joonis 3.5). See raport pärib otse arvestist selle mõõtepunkti jooksva seisu. Seda päringut on võimalik teostada ka arvestitele grupiviisiliselt, eristades mõõtepunktid otsingus komadega.

### Joonis 3.5 – Kuvatõmmis Voyager Suite arvestite staatuste päringust

Raportist on võimalik näha arvesti andmeid, päringu hetkel registreeritud pinget (V), voolu (A), neutraali voolu (A), aktiivvõimsust (W), lüliti staatuseid (joonis 3.6).

2017-01-24 09:38:43+02:00			Voltage (V)			Current (A)			Power (W)	Neutral (A)
EIC	Serial number	Model	L1	L2	L3	L1	L2	L3		
38ZEE-00377458-A	14806188	E450 2G/3G	229.5	229	230.3	0	0.06	0	10	0.06
38ZEE-00603979-N	14806209	E450 2G/3G	229.8	230.7	228.9	0	0	0	0	0

### Joonis 3.6 – Kuvatõmmis Voyager Suite arvesti staatuste raportist

Arvestite näitude päring tehakse analoogselt eelmisele (joonis 3.7)

## Arvestite näidud

Kuupäevade vahemik

01.01.2017

24.01.2017

38ZEE-00603979-N, 38ZEE-00377458-A

Küsi otse arvestist



*Joonis 3.7 – Kuvatõmmis Voyager Suite arvestite näitude päringust*

Päringu tulemusena kuvatakse kliendi tunnipõhised tarbimisandmed (joonis 3.8).

EIC	Seerianumber	Aeg	Intervall	Skalaar		
			A+  +  A-  (kWh)	A+  +  A-  Päev (kWh)	A+  +  A-  Öö (kWh)	A+  +  A-  Kokku (kWh)
38ZEE-00377458-A	14806188	2017-01-01 00:00:00+02:00	0,023	1345,584	1418,111	2763,695
38ZEE-00377458-A	14806188	2017-01-01 01:00:00+02:00	0,023			
38ZEE-00377458-A	14806188	2017-01-01 02:00:00+02:00	0,024			
38ZEE-00377458-A	14806188	2017-01-01 03:00:00+02:00	0,022			
38ZEE-00377458-A	14806188	2017-01-01 04:00:00+02:00	0,024			
38ZEE-00377458-A	14806188	2017-01-01 05:00:00+02:00	0,024			
38ZEE-00377458-A	14806188	2017-01-01 06:00:00+02:00	0,023			
38ZEE-00377458-A	14806188	2017-01-01 07:00:00+02:00	0,023			

*Joonis 3.8 – Kuvatõmmis Voyager Suite arvestite näitude raportist*

## 3.2 HELGA

Kuigi kaugloetavatele arvestitele üleminek toimus seoses elektrituru avanemisega ja vajadusega hakata mõõtma energiat tunnipõhiselt, on võimalik seoses sellega tarbijatele veel lisandväärtust luua. Kunagi varem pole olnud võimalik Eestis madalpingevõrku seirata kaugjuhtivate seadmetega. Tänapäevaks on meil võimalik hinnata võrgus toimuvat arvestite abil.

HELGA on madalpingevõrgu monitooringu platvorm, mis näitab arvestitelt saadud informatsiooni põhjal liitumispunktides esinevaid pingeprobleeme ning kliendile realselt tuntavat SAIDI-t.

HELGA visualiseerib võrgus toimunud pingemuutused arvestitelt saadatud sündmuste põhjal. Paraku pole arvestid võimelised füüsikalisi suurusi salvestama (kuna hetkeparameetrid on kuvatavad, siis järgnevate arendustega on tehniliselt võimalik ka need serverisse salvestada, tulevikuvisionidest kirjutatakse lähemalt peatükis 5.3), küll aga saadab arvesti välja info teatud parameetrite muutumiste või piinormidest väljumiste kohta. Saadetakse sündmused on näiteks ala- ja ülepinge, pinge kadumine ja taastumine, faasijärjestuse muutus, sideprobleemid, jne. Täielik arvesti poolt fikseeritav sündmuste nimekiri on välja toodud lisas 1. Kokkuvõtvalt aitab HELGA visualiseerida juba eelnevas alapeatükis nähtud arvesti sündmuste raportit. Kuna iga arvesti poole eraldi pöördumine ja sündmuste fikseerimine on väga töömahukas protsess, siis teeb HELGA selle lõppkasutaja eest ise ära.

Tänase seisuga on HELGA veel arendamisel ja kasutusel esialgne test versioon, millel on staatiline andmestik (2016 lõpu seisuga) ja piiratud funktsionaalsus. Testversioonis on kahe esimese funktsionaalsusena olemas pingekvaliteedi ja SAIDI vaade (nendest lähemalt järgnevates alapeatükkides). Järgnevate versiooniuuendustega on lähiajal lisandumas veel tarbimise järelvalve ja juhtimiskeskuse vaade ning kasutajate halduse võimalus vastavate õigustega kasutajatele.

Erinevalt Voyagerist, kus kuvatakse hetkeparameetrid, HELGA`st täielikult operatiivset töövahendit ei saa. HELGA ise on küll operatiivne vastu HES lugemissüsteemi, kuid PLC tüüpi arvestite poolt tulnud info küsitakse HES`i poolt iga 4 tunni järel ja P2P tüüpi arvestite poolt tulnud info 24 tunniste intervallidega. Sellele vaatamata, on võimalik seda siiski kasutada ka juhtimiskeskuse töös, näiteks tormikahjude hindamiseks ja ressursside suunamiseks. Lähemalt HELGA kasutusvõimalustest kirjutatakse viiendas peatükis.

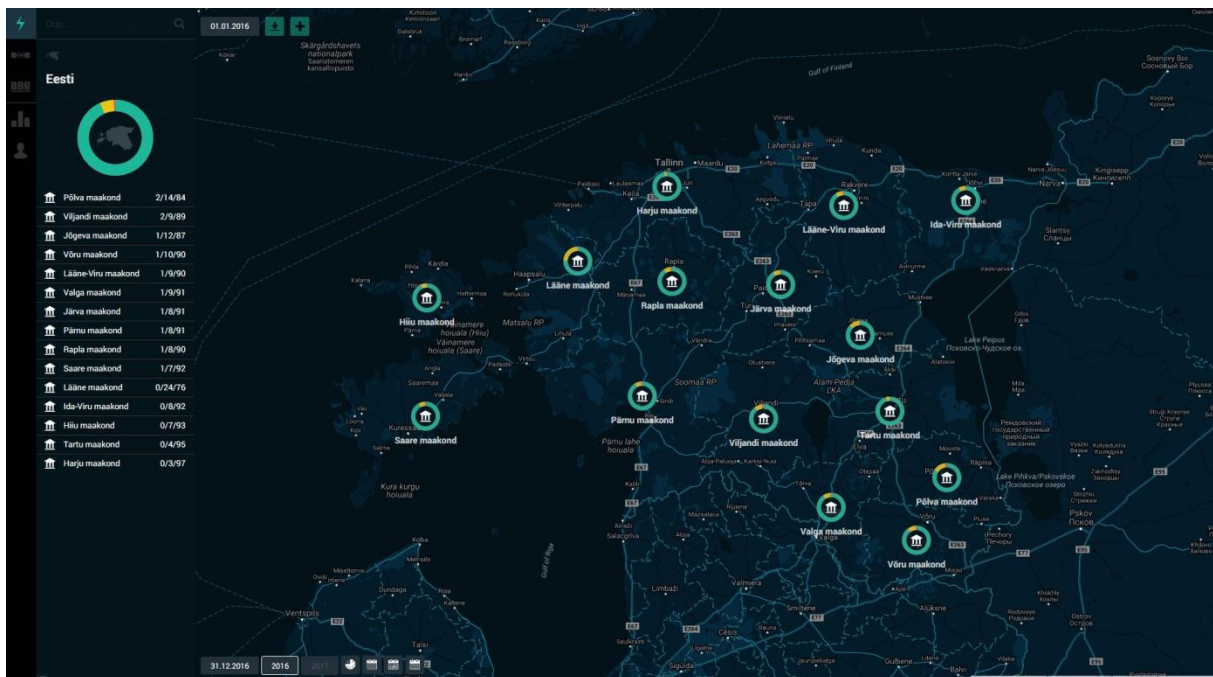
### **3.2.1 Pingekvaliteet**

Pingekvaliteedi vaates võrreldakse mõõtepunktide faasipingete vastavust standardile. Standard EVS-EN 50160:2010 kehtestab, et normaaltingimustes, välja arvatud katkestused, ei tohi toitepinge aeglased muutused (toitepinge efektiivväärtuse 10-minuti keskvaartused) ületada  $\pm 10\%$  nimipingest Un. Ülekandevõrguga mitte ühendatud elektrivarustusvõrkudes või eriliste, kaugel asuvate, elektrivõrgu kasutajate jaoks ei tohi pinge aeglased muutused ületada  $+10\%$  ja  $-15\%$  nimipingest Un. [14]

Tehnilistel põhjustel on vastavus standardile kontrollitud teatud lihtsustustega. Kuna arvesti poolt saadetakse sündmus (ing *event*) Missing voltage L1/2/3 registreeritakse siis, kui pinge on

<45% Un, siis ei ole võimalik eristada, kas tegu on väga madala pingega või elektrikatkestusega ning sel juhul lähevad kõik katkestused ka pingeprobleemidena arvesse. Küll aga faasikatkestused, millele ei eelne pingekvaliteedi probleemi alustavat *eventi*, ei lähe pingekvaliteedi hindamise arvestusse. Kui katkestusele eelneb pingekvaliteedi probleem, siis loetakse ka kogu katkestuse kestus pingekvaliteedi arvutusse sisse. Kokkuvõtvalt, kui tekib elektrikatkestus, siis pingekvaliteedi arvutustes seda ei arvestata (nagu ka standardis öeldud). Kui aga katkestusele eelnes pingeprobleem, siis on see jätkuvalt pingeprobleem kuni nõuetekohase pinge taastumiseni. Samuti ei ole eristatud alajaamadest väga kaugel asuvad kliendid, kelle pingemuutused võivad standardi järgselt olla +10% kuni -15%.

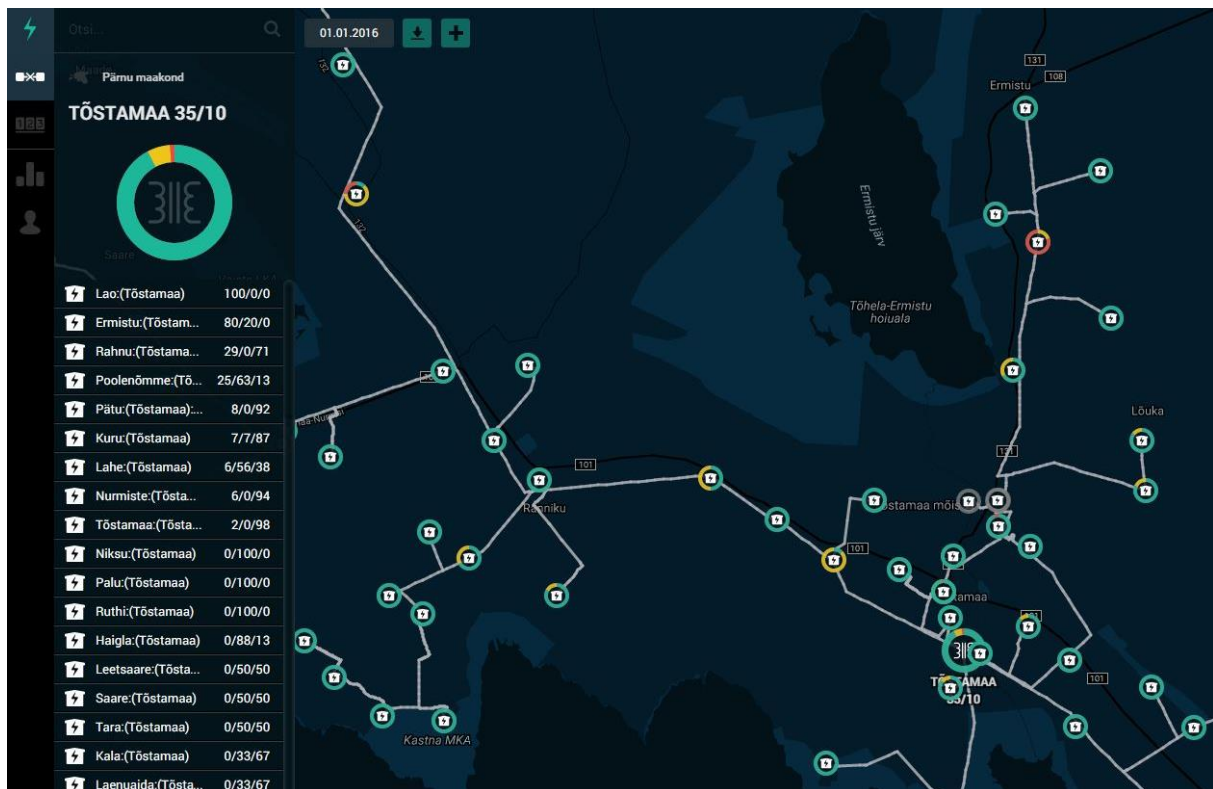
Joonisel 3.9 on näidatud algyaade, mis avaneb rakendusse sisenedes.



**Joonis 3.9 – Kuvatõmmis HELGA algyaatest**

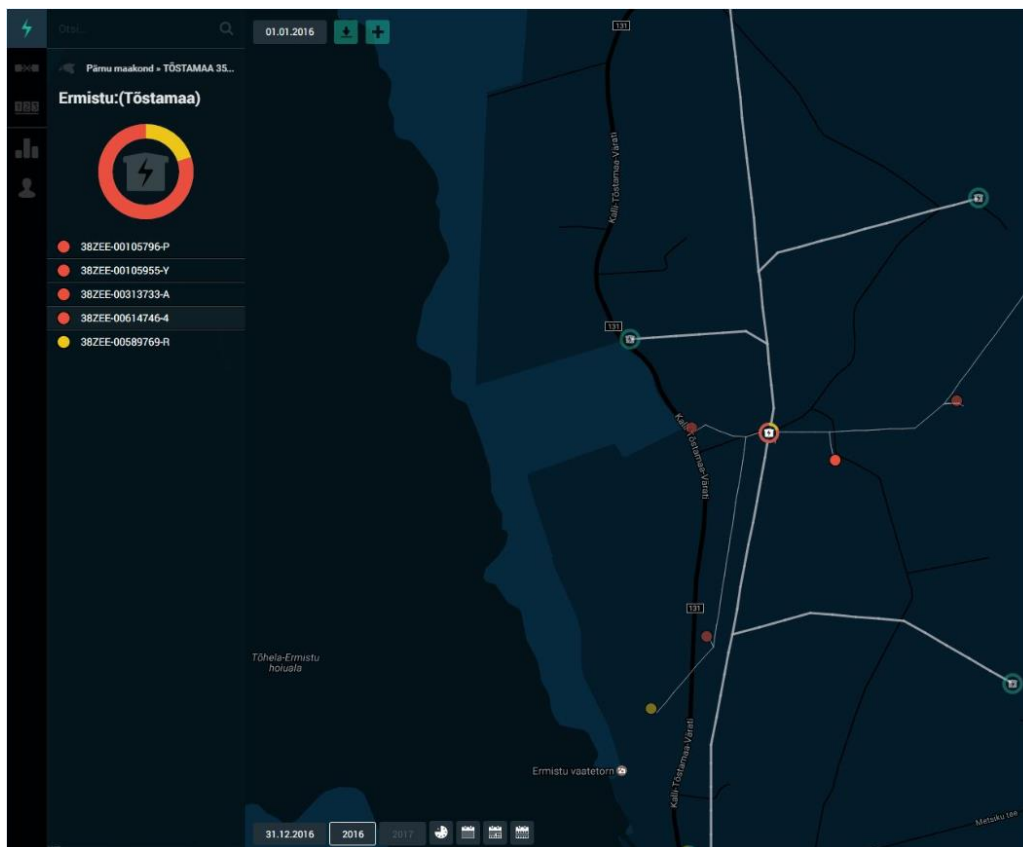
Kihtide kaupa sisse liikudes avaneb sama vaade ka vastavalt piirkonnaalajaamade, 0,4kV alajaamade ja kliendipunktide osas, nagu näha joonistel 3.10 ja 3.11.

Iga maakonna ja PAJ juures on välja toodud diagramm ning vasakul asuvas nimekirjas protsendid seal piirkonnas asuvate klientide pingete vastavuste osas standardile.



**Joonis 3.10 – Kuvatõmmis HELGA pingerežiimidest piirkonnalaajama vaates**

Numbrid pingekvaliteedi vaates näitavad järgmise taseme objektide problemaatilisuse taset sorteerituna vähem probleemsemast probleemsemaks, sarnaselt värvidega kaardil visualiseeritud diagrammidele. Punane klassifikatsioon näitab, et antud kliendil on pingemuutused suuremad kui standardis lubatud. Kollane näitab, et pinge on muutunud küll rohkem kui  $\pm 10\%$ , aga üle 95% ajast on lubatud vahemikus ja hetkel veel vastab standardile. Roheline näitab, et kogu ajavahemikus on pinge  $\pm 10\%$  nimipinge piirides. Näiteks joonisel 3.11 näha oleva Ermistu AJ 80% klientidel ei vasta pinge standardi nõuetele, 20% klientidel on küll lubatust suuremad pingemuutused kuid 95% ajast nõuetekohane ning 0% klientidest pinged lubatud piirides.



*Joonis 3.11 – Kuvatõmmis HELGA pingerežiimidest 0,4kV AJ ja kliendipunktide vaates*

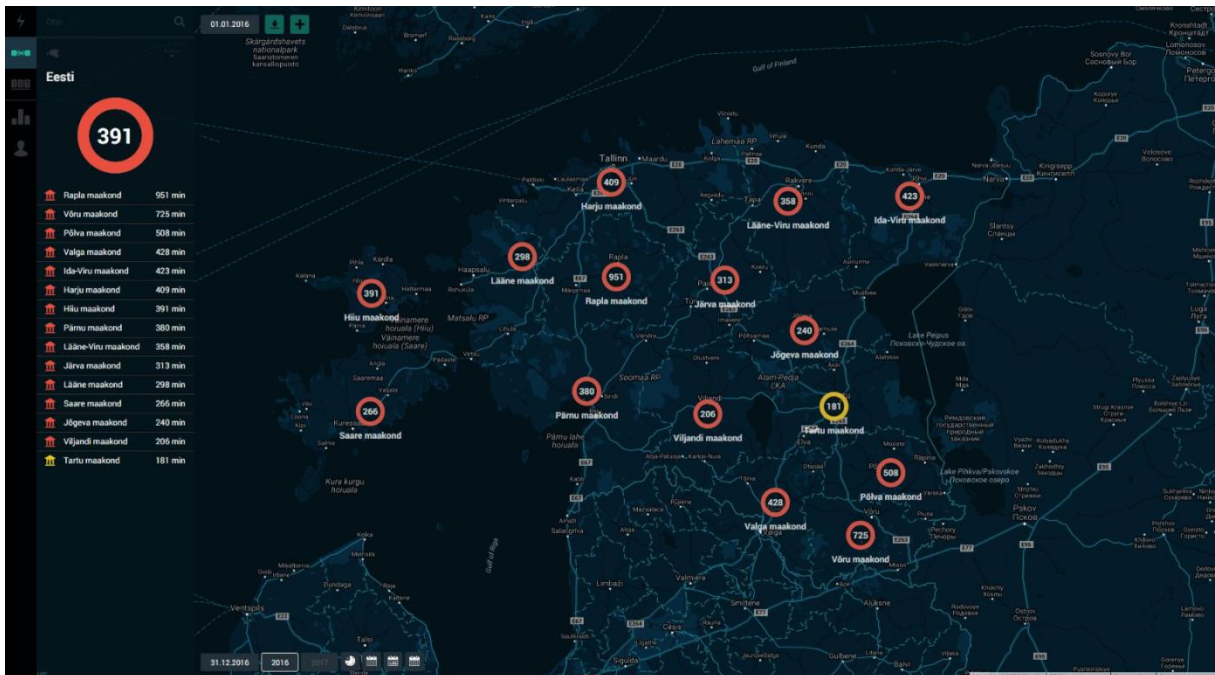
### 3.2.2 HELGA SAIDI

Lisaks pingerežiimidele on võimalik HELGA abil visualiseerida tarbijatel tegelikult esineva SAIDI väärtust (katkestuse keskmine kestus tarbimiskoha kohta aastas).

HELGA-s kuvatava SAIDI väärtus on küll vastavuses tarbimiskohas tegelikult esineva toitekatkestusega, kuid ei iseloomusta üheselt võrgus toimuvaid sündmusi. Harjumusest lülitatakse klientide poolt endiselt tihti elekter välja peakaitsmest, mitte arvestist ja seetõttu loeb arvesti, et pinge puudub. Potentsiaalsed peakaitsme lülitamised välistatakse küll reegli järgi, et kui kahel mõõtepunktil on samal ajal katkestus hakatakse SAIDI-t lugema, kui ühel mõõtepunktil üksi on pikk katkestus, siis on see ilmselt peakaitsmega seotud ja katkestusena arvesse ei lähe. See reegel aga ei taga andmete 100% usaldusväärsust. Samuti on praeguses HELGA versioonis SAIDI arvestuse sisse loetud ka alla 3 minuti kestusega katkestused, mis Elektrilevi enda ametlikus statistikas arvesse ei lähe.

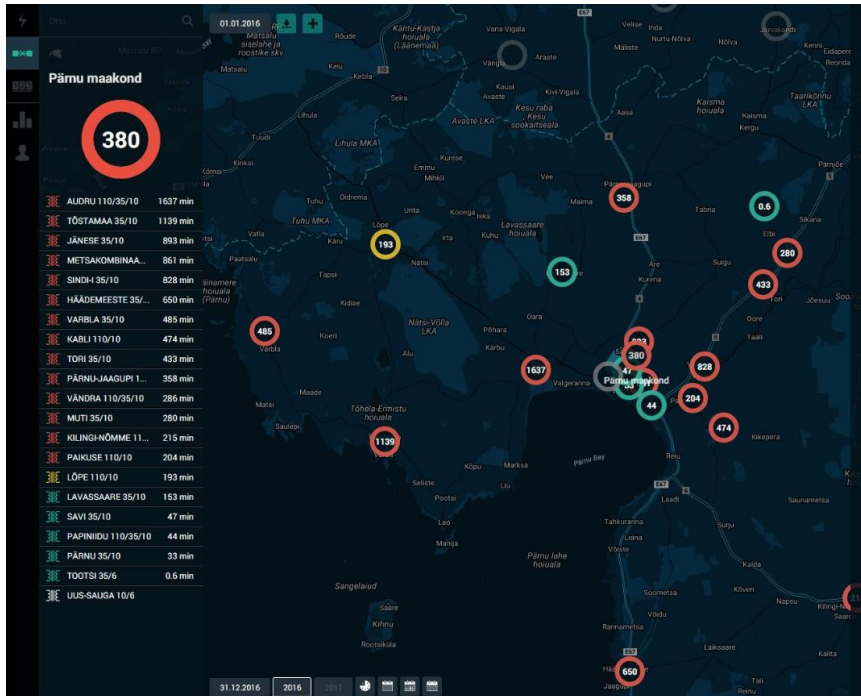
Vaatlemine käib samuti topoloogiat kihtide kaupa laadides nagu pingete korral. Esimese kihina näeb suurust maakonniti ja terve Eesti peale kokku (joonis 3.12).



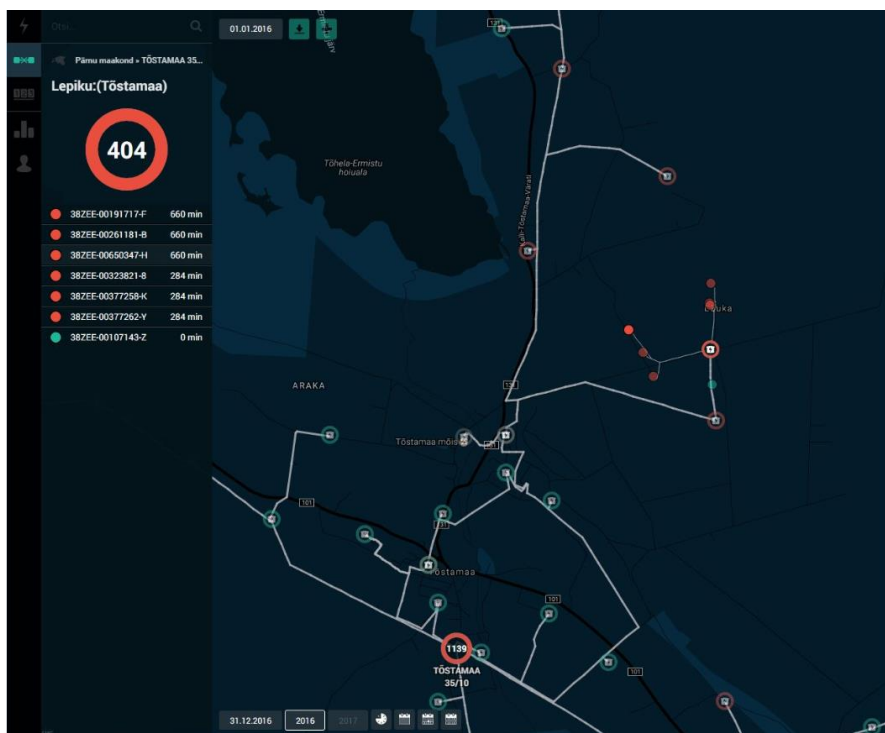


**Joonis 3.12 – Kuvatõmmis HELGA kliendil tegelikult esineva SAIDI väärtustest maakonniti**

Järgnevates kihtides kuvatakse SAIDI piirkonnaalajaamade (joonis 3.13) ja 0,4kV AJ de ning kliendipunktide (joonis 3.14) kaupa.



**Joonis 3.13 – Kuvatõmmis HELGA kliendil tegelikult esineva SAIDI väärtustest PAJ lõikes**



***Joonis 3.14 – Kuvatõmmis HELGA kliendil tegelikult esineva SAIDI väärtustest AJ ja kliendipunktide lõikes***

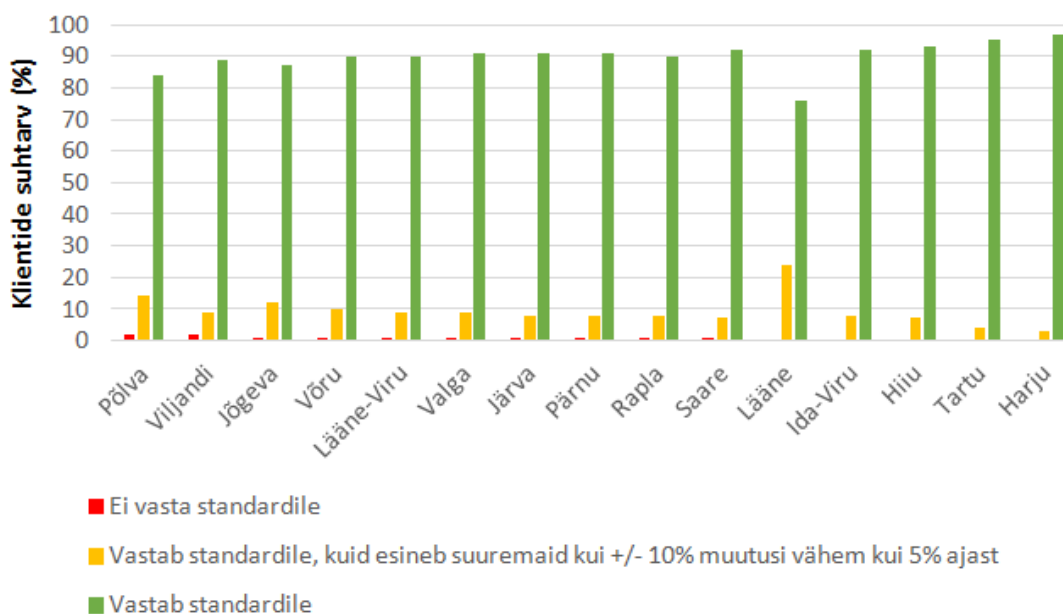
Ülevaade kliendil tegelikult esineva SAIDI väärtustest Elektrilevi võrgus 2016 aastal HELGA andmetel on välja toodud peatükis 4.

## 4 Eesti madalpingevõrgu olukord

Elektrilevi OÜ võrgus kokku on 654 172 mõõtepunkti. Nendest keskpingel 1479 mõõtepunkti. AIM tüüpi arvestid, mis ei raporteeri HES ruuterisse 21600 tükki (tulevikus viiakse ka need üle HES ruuterile). Seega on hetkel teoreetiliselt võimalik läbi HELGA monitoorida 631 093 0,4kV pingel olevat mõõtepunkti. Järgnevates alapeatükkides analüüsitakse Eesti madalpingevõrgu olukorda tuginedes HELGA andmetele 2016 aasta lõpu seisuga. Tulemustesse tuleb suhtuda teatud skepsisega, eelnevates peatükkides mainitud lihtsustuste ja ka seetõttu, et osad mõõtepunktid saadi kaugloetavaks alles 2016 aasta lõpuks ning seega ei peegelda mainitud numbrid terve aasta andmestikku. Küll aga on võimalik anda ülevaade juba kauglugemisel olnud arvestite osas, mis on valdav enamus ning visualiseerida võrgu hetkeolukorda nendele tuginedes.

### 4.1 Pingekvaliteet madalpingevõrgus

Nagu peatükis 3.2.1 mainitud, on võimalik HELGA abil monitoorida pingerežiime madalpingearvestitelt saadud info alusel, tuginedes arvestite poolt saadetud pingete piirnormide ületamiste andmetele. Joonisel 4.1 on vaadeldud mõõtepunktide faasipingete vastavust standardile maakondade lõikes, protsendina süsteemis olevate mõõtepunktide koguarvust.



**Joonis 4.1 - HELGA poolt 2016. aastal registreeritud pingete vastavus standardi nõuetele maakondade lõikes**

Jooniselt (Joonis 4.1) näeb, et maakonniti on kõige parema pingekvaliteediga Harju maakond. Kõikide klientide pinged vastab standardile (Kuna HELGA ümardab protsendid lähima täisarvuni, siis võib leida üksikuid mõõtepunkte, kuid siiski on see alla 0,5% klientidest). 97% klientidest jääb pinged kogu ajavahemikus  $\pm 10\% U_n$  piiridesse, 3% klientidest esineb küll muutusi, mis on suuremad kui 207-253V kuid 95% ajast siiski lubatud piirides ja vastavad standardile. Kuna Harju maakond on kõige tihedama asustusega maakond Eestis, pole tulemus ka üllatav. Valdavalt on tegu väga lühikeste liinidega, mis on enamuses ka juba rekonstrueeritud. Sarnaste tulemustega on Tartu maakond (vastavalt 4% ja 96%), kus samuti väga tihe asustus ja rekonstrueeritud liinid.

Paremuselt kolmanda pingekvaliteediga maakond Eestis on Hiiumaa, kus HELGA andmetel vastavad samuti kõikide klientide pinged standardi nõuetele. 93% mõõtepunktidest jäävad muutused  $\pm 10\% U_n$  piiridesse, 7% mõõtepunktidest esineb küll suuremaid muutusi, kuid 95% ajast on pinged lubatud piirides ja vastab standardile. Kuna tegu on suhteliselt väikese saarega, ei ole ka seal pikki madalpinge liine, kus võiksid esineda märkimisväärsed pingekaod. Samuti võib ühe põhjusena välja tuua, et kuna saared on tormide poolt enim mõjutatud, on uute ilmastikukindlate liinide paigaldamisega alustatud just sealt ja seetõttu on ka pingetasemed lubatud piirides ehk nõ korras. Praktiliselt samade näitajatega on Ida-Virumaa (vastavalt 92% ja 8%). Nagu mainitud esimeses peatükis, siis Narva koos lähiumbrusega ei kuulu Elektrilevi teeninduspiirkonda ja selle kohta info puudub. Ülejäänud maakonna osas on tegu siiski valdavalt suhteliselt lühikeste madalpingeliinidega suurte kaevandusalade tõttu.

Kuigi Läänemaa on praktiliselt kogu ulatuses Imatra Elekter AS teenindusalas, kuuluvad Elektrilevile teenindusalasse siiski 3 piirkonnaalajaama (Nõva 110/10 AJ, Kullamaa 110/10 AJ, Risti 110/35/10 AJ) piirkonna 0,4kV lõpptarbijad. Nende toitel olevatest klientidest vastab HELGA andmetel kõikidel pinged standardi nõuetele, küll aga 24% klientidest esineb lubatust suuremaid muutusi vähem kui 5% ajast. 76% klientide pingemuutused jäävad  $\pm 10\% U_n$  piiridesse.

Saaremaa 0,4kV mõõtepunktidest on kogu ajavahemikus pingemuutused  $\pm 10\% U_n$  piires 92%, lubatust suuremaid muutusi vähem kui 5% ajast esineb 7% mõõtepunktides. Standardile mittevastavaid (muutused on suuremad kui  $\pm 10\% U_n$  rohkem kui 5% ajast) mõõtepunkte on 2016 aasta lõikes kokku 1%. Lisaks saaremaale on sarnased pingekvaliteedi näitajad ka Rapla-, Pärnu-, Järva-, Valga-, Lääne-Viru-, ja Jõgevamaal.

Kõige kehvemad pingekvaliteedi näitajad on HELGA poolt registreeritud Viljandi- ja Põlvamaal. Mõlema puhul ei vasta standardi nõuetele 2% mõõtepunktide pinge. Lubatust suuremaid pingemuutusi vähem kui 5% ajast esineb vastavalt 9% ja 14% mõõtepunktidest. Põlva- ja Viljandimaa puhul võib kehvade tulemuste peamisteks põhjusteks lugeda pikki paljasjuhtmelisi õhuliine, mis on tingitud hajaasustusest ning mida pole jõutud veel rekonstrueerida. Lisaks pikkadele liinidele on pingeprobleemide tekitajaid teisigi, neid käsitletakse lähemalt viiendas peatükis.

Pingekvaliteedi suhtarvud ei ole mõjutatud faktist, et osa mõõtepunktidest läks kauglugemisele alles 2016 aasta jooksul, kuna võrreldakse suhet juba süsteemis olevate arvestitega. Seega võib tulemusi, olenemata sellest, pidada küllaltki usaldusväärseteks.

## **4.2 Klientidele nõ tuntav SAIDI**

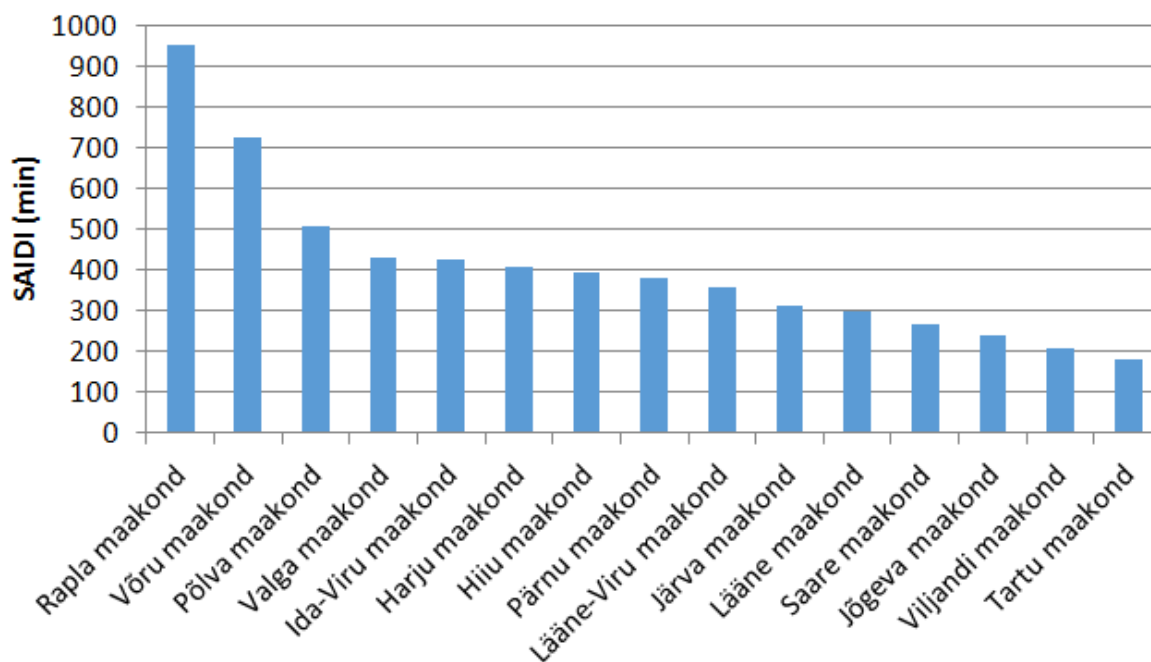
Kui seni on piirdunud kogu statistika kliendikatkestuste kohta DMS (*Distribution Management System* – dispetšeri töövahend) süsteemis registreeritud võrgusündmuste põhjal, siis HELGA abil on võimalik esmakordselt monitoorida kliendile reaalselt nõ tuntavat SAIDI t.

Andmete kõrvutamine 1:1 Elektrilevi andmebaasides registreeritutele pole antud töö raames kahjuks võimalik, kuna 2016 aasta jooksul polnud veel suur osa arvestitest kauglugemisele üle läinud. Kuna probleemsemad piirkonnad lähevad üle kauglugemisele veel ka 2017 aasta alguses, on võimalik täielik võrdlus teha alles 2018. aasta andmetega. Küll aga on võimalik anda esmane ettekujutus, kuhu suurusjärku võib jääda klientidele reaalselt nõ tuntav SAIDI.

Nagu mainitud peatükis 3.2.2, siis praeguses HELGA versioonis lähevad SAIDI arvestusse ka alla 3 minuti kestusega katkestused. Lisaks võib andmeid tegelikkusest moonutada peakaitsme välja lülitamise reegel, et kui kahel mõõtepunktil on samal ajal katkestus hakatakse SAIDI-t lugema, kui ühel mõõtepunktil üksi on pikk katkestus, siis on see ilmselt peakaitsmega seotud ja katkestuse arvestusel arvesse ei lähe. Antud reegel ei taga 100% usaldusväärset ja võib tulemusi moonutada mõlemas suunas (näiteks kaks kõrvuti olevat suvilat lülitavad mõlemad peakaitsme välja või kui fiidril on ainult üks klient).

Üheks suureks erinevuse põhjustajaks võib lugeda fakti, et kui HELGA hakkab lugema katkestuse kestust juba hetkest, mil üks faasipingetest puudub, siis DMS-is registreeritakse madalpingerikked reeglina alles pärast sellekohase klienditeate registreerimist.

Joonisel 4.2 on toodud HELGA poolt registreeritud SAIDI minutites maakondade lõikes.



**Joonis 4.2 – HELGA poolt registreeritud 2016. aasta SAIDI väärtused maakondade lõikes**

Kogu Eesti 2016 aasta SAIDI on HELGA andmetel 391 minutit. Võrdluseks ametlik Elektrilevi OÜ SAIDI 2016. aastal oli 241 minutit (nii plaaniline kui rikkeline kokku). Eelpool toodud põhjuste tõttu on nende suuruste otsene võrdlemine hetkel probleemne.

## 5 Võimalused hooldus- ja remonttööde tõhustamiseks

Seni on toimunud elektrivõrgu hooldus- ja remonttööd pikemaajaliste hooldusplaanide ja klientidelt tulnud kaebuste põhjal, seda siis pigem vajaduspõhiselt. Tänu kaugloetavatele arvestitele on võimalik hakata töid teostama ka nõ kaebusi ennetades - proaktiivne lähenemine. HELGA näol pole tegu rakendusega, mis kõik võrguprobleemid üheselt teatavaks teeb, vaid tegemist on nii-öelda suuna näitajaga, mis osutab probleemsetele kohtadele. Edasine tegevus, probleemi põhjustaja leidmine, toimub siiski analüüsides nii võrgu olukorda kui ka võrgus aset leidnud sündmusi. Paljuski toimub järelduste tegemine eelnevale kogemusele ja praktikale tuginedes.

Avastades pingeprobleemidega objekti, tuleb esmajärjekorras vaadata, kas probleemi põhjustajaks võis olla rike kesk- või madalpingevõrgus. Elektrilevi töötajatel on võimalik selleks kasutada ELKAM portaali, kust saab kätte ka esmase info rikke likvideerimise osas. ELKAM-ist leitud rikke kohta veelgi täpsema info saamiseks on võimalik pöörduda juhtimiskeskuse poole, kellel on olemas üksikasjalikum ülevaade DMS süsteemi vahendusel. Kui on leitud objektiga seotud ja kõrvaldatud rike, tuleks enne edasisi tegevusi HELGA abil jälgida, kas sellega on lahendatud ka pingeprobleem.

Kui probleemse objektiga ühtegi seotud riket ei ole leitud, tuleb järgnevalt kontrollida tulevasi plaanilisi investeeringuid ja hooldustöid, võimalik, et just probleemne madalpingefiider on lähiajal rekonstrueerimisse minev. Sellisel juhul tuleks kindlasti jälgida, kas probleem on pärast rekonstrueerimist kõrvaldatud.

Objekti, millega ei ole seotud ühtegi pingeprobleemi põhjustanud riket, ega mis ei ole lähitulevikus rekonstrueeritav, tuleks esmalt kontrollida Voyageri vahendusel. Selle abil on võimalik saada kätte liitumispunktide hetke koormused ja pinged. Saab võrrelda erinevaid probleemse alajaama toitel olevaid kliente, et teha edasised järeldused – kas probleemne on kogu 0,4kV AJ piirkond, terve 0,4kV fiider, kliendi enda sisestuskaabel või hoopiski laieneb viga naaberalajaamadele ja on põhjustatud keskpingefiidri poolt. Erinevalt HELGA-st, kust saab infot ainult võrgus aset leidnud sündmuste põhjal näeb Voyagerist ka reaalseid parameetreid. Voyagerist saab esialgse ülevaate koormuste jaotusest faaside lõikes ja pingete erinevustest. Kindlasti tasub kontrollida ka arvestilt tulevat sündmuste loendit, kus on eraldi fikseeritav näiteks maanduse (null-juhtme katkemine) probleemid.

Enne objekti looduses kontrollimist tuleks hinnata ka võrgu läbilaskevõimet skeemide abil. Elektrilevis on kasutusel programm LÜHISVOOLUD 3 (tegu vabavaralise rakendusega, saadaval <http://www.luhisvoolud.eu/>) [15], kuhu on võimalik sisestada trafo andmed, liini pikkused ja ristlõiked ning seejärel arvutatakse programmi poolt välja pingelangud antud liinil (lisaks pingelangule saab programmi abil arvutada 1-faasilist ja 3-faasilist lühisvoolu liini lõpus, lühisvõimsus liini lõpus, sobiliku kaitseseadet fiidrile). Kui arvutused näitavad, et kliendi juures ei saagi nõuetekohast pinget tagada, tuleks objektile suunata investeeringud fiidri rekonstruktsiooni või väga hajusa asustuse korral ka uute 10/0,4 alajaamade ehitamise näol.

Alles pärast eelnevaid tegevusi on mõistlik objekti loodusesse nii visuaalselt kui ka mõõtmiste teel kontrollima minna. Visuaalselt on võimalik anda esmane hinnang liini ja selle ühenduste seisukorrale – liin võib olla võsas, ühendused kehvad (puudu näiteks klemmikatted), kaablitel puudu otsamuhvid, trafol pole piisavalt õli, jne. Mõõtmiste osas tuleks kindlasti veenduda trafo isolatsioonitakistuse väärtuse lubatud piirides olemises, alajaama maanduse nõuetelevastavuses ja vajalik on teha ka maandusjuhtide katkematus kontroll. Kohapeal on võimalik mõõta ka alajaama fiidrite pingeid ja nende koormuste jaotumist.

Pärast kirjeldatud tegevusi saab asuda probleemi lahendamisele. Võimalikud lahendusvariandid on näiteks ühenduste korrastamine, trafo vahetamine, võsa eemaldamine, maanduse parendamine, faasikoormuste ümberjagamine, trafo astme muutmine, liinijuhtmete (-kaablite) ristlõigete suurendamine või siis hoopis kliendi lähedusse uue AJ ehitamine. Edasise praktika käigus selgub kindlasti lisaks mainitud variantidele veelgi probleemseid ja parendamist vajavaid kohti.

HELGA täieliku potentsiaali rakendamiseks tuleb tulevikus koostada tegevuskavad ja eesmärgid, mille alusel asutakse objekte korrastama. Kindlasti tuleks siduda need ka töötajate tulemusmõõdikutega.

Lisaks probleemide ennetamisele on HELGA abiks ka juba aset leidnud kahjujuhtumite menetlemisel. Enamasti on klientide pöördumised seotud just ala-, ülepingete või pingete kõikumistega. Rakenduse vahendusel saab kontrollida, kas kliendi poolt mainitud aegadel on probleeme esinenud.

HELGA järgneva versiooniga, kuhu on lisandumas ka juhtimiskeskuse ja kadude vaade, saavad kaugloetavate arvestite võimalused lisaks eelpool toodule veelgi enam rakendust.

Järgmises peatükis antakse ülevaade HELGA testimise käigus korrastatud ja kontrollitud objektidest.



## 5.1 Näited kontrollitud ja korrastatud objektidest

Vahetult pärast seda, kui HELGA testversioon esimest korda Elektrilevi töölauale jõudis, asuti kontrollima, kas rakendusest tulevad andmed ka tõele vastavad ja praktikas kasutatavad on. Järgnevalt ülevaade mõnedest valitud objektidest.

### 1) Osula I AJ. Osula küla, Sõmerpalu vald, Võrumaa.

Probleemse fiidri elektriline aadress: Sõmerpalu 110/10 AJ Varese II F Osula I:(Antsla) F15. Aj tüüp: Kiosk (1989a). Kliente fiidril 8. Tarbimine 30921 kWh aastas. Liini pikkus 1253m, õhukaabel 1061m (pealiin EX 4x70, harud EX 4x50, sisestused EX4x25), maakaabel 78m (AVVG 4x50, sisestused AXMK 4x16). Maste 55, puitmaste 14, betoonmaste 39 tükki.

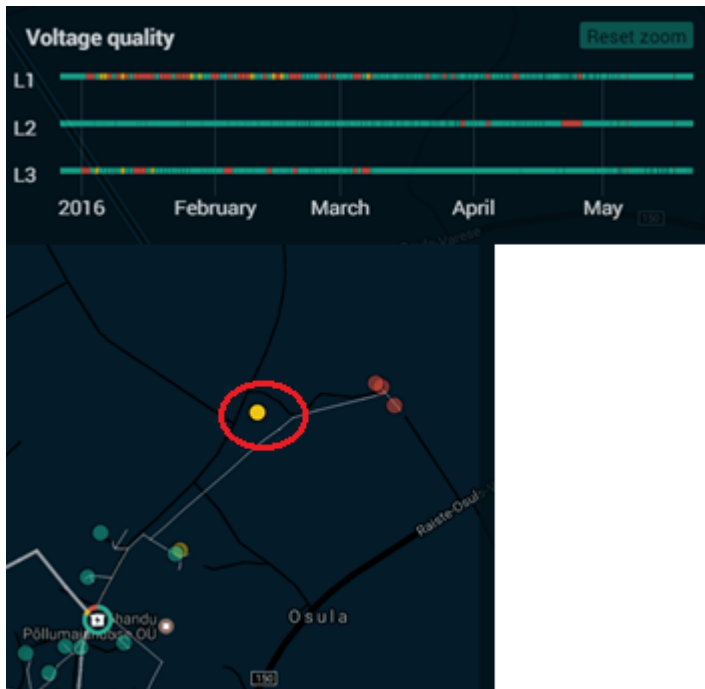
**Tabel 5.1 – Osula I AJ trafo andmed**

Valmistaja tüüp	TM 250
Valmistamise aasta	1984
Nimivõimsus (kVA)	250
Lülitusgrupp	Y/Yn-0
Asend	III (5 astmeline)
Primaar-/Sekundaarnimipinge (V)	10 000/400
Trafo arvutuslik koormatus (%)	33

Alajaama lattidel mõõdetud faasipinged L1-236V, L2-245V, L3-235V, liinipinged L1-L2 417V, L2-L3 417V, L1-L3 417V, koormused L1-74A, L2-30A, L3-34A. Näha on koormuste ebahühtlast jaotust faaside vahel.

Leheteri kinnistu, 38ZEE-00473044-P, 3-faasiline liitumine. Juhtimiskeskusesse jõudis klienditeade: „Esineb vilkumist ja elektriradikas on hakanud plõksuma.“ Kliendi juures mõõdetud faasipinged L1-213V, L2-245V, L3-232V. Kaugus AJ-st 633m (AVVG 4x50 40m, EX 4x70 580m, AXMK 4x25 7m).

Joonisel 5.1 on näha probleemne klient HELGA vaates (tähistatud punase ringiga).

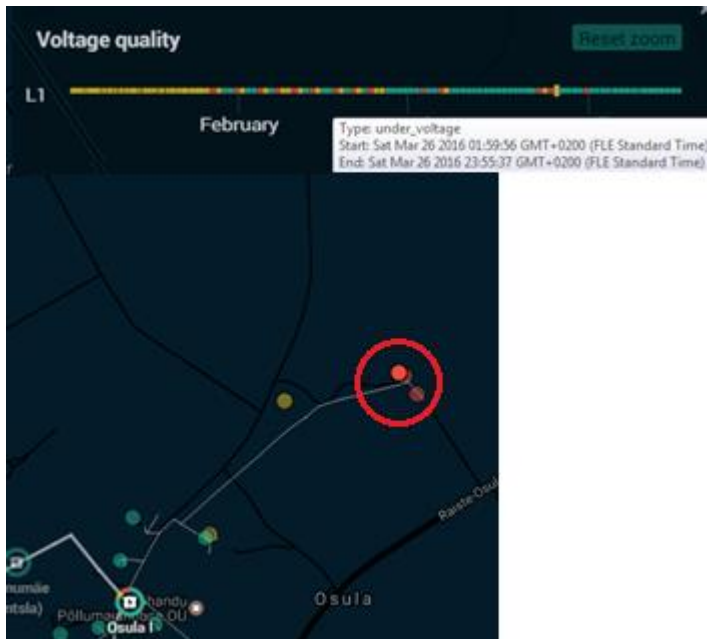


*Joonis 5.1 – Osula I AJ F15 Lehteri kinnistu pingekvaliteet*

Nagu on näha HELGA pingekvaliteedi aknast, siis enim probleeme põhjustas faas L1 (vaheldumisi toitekatkestused koos alapinge sündmustega). Alajaamas tehtud mõõtmiste põhjal on see sama faas liigselt koormatud – teostati faaside ringi tõstmise kliendi sisestuskaablil.

Teine kliendikaebus samal fiidril tuli Kostabi III kinnistult (38ZEE-00690916-B), 1-faasiline liitumine. Kaugus AJ-st 890m. AVVG 4x50 40m, EX 4x50 210m, EX 4x70 620m, AXMK 4x16 20m. Kliendi juures mõõdetud pinge 210V, pärast koormamist 2kW veekeetjaga mõõdetud pinge 200V.

Kostabi III kinnistu pingeprobleem HELGA vaates joonisel 5.2. Graafikul on näha pidevat alapinget, vaheldumisi toitekatkestustega. Probleemi lahendamiseks tõsteti sisestuskaabel teise faasi toitele.



**Joonis 5.2 – Osula I AJ F15 Kostabi III kinnistu pingekvaliteet**

Osula I AJ F15 pingeprobleemi lahendas koormuste ühtlasem jaotamine faaside vahel. Pinged pärast faaside ringi tõstmist Leheri kinnistul L1-228V, L2-240V, L3-236V. Kostabi III kinnistul 236V, koormamisel 2kW veekeetjaga 228V.

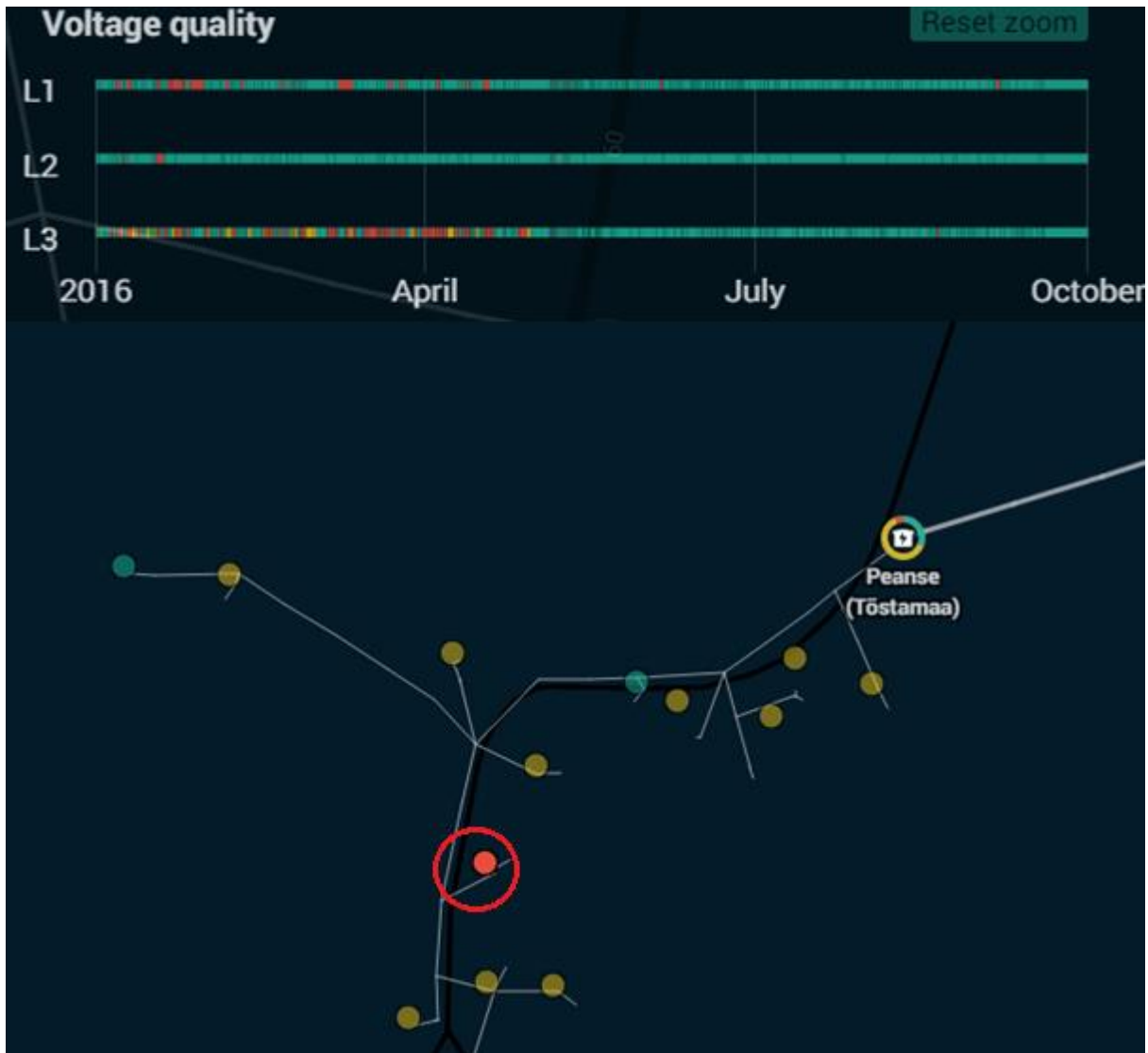
## 2) Peanse AJ. Lõpe küla, Koonga vald, Pärnumaa.

Probleemse fiidri elektriline aadress: Lõpe 110/10 AJ Oidremaa F Peanse:(Tõstamaa) AJ F1. KTP – komplektalajaam (1998a). Kliente fiidril 16. Tarbimine 66694 kWh aastas. Liini pikkus 2408m, õhukaabel 2200m, maakaabel 31m. Maste 106, puitmaste 4, betoonmaste 102.

**Tabel 5.2 – Peanse AJ trafo andmed**

Valmistaja tüüp	TM 50
Valmistamise aasta	1959
Nimivõimsus (kVA)	50
Lülitusgrupp	Y/Yn-12
Asend	III (5 astmeline)
Primaar-/Sekundaarnimipinge (V)	10 000/400
Trafo arvutuslik koormatus (%)	35

Alt-Kaarli kinnistu, 38ZEE-00005096-V, 3-faasiline liitumine. Kaugus alajaamast 527m. (7m Al 3x16 mp kaabel, 40m AMKA 3x16+25, 480m AMKA 3x70+95). Voyageris fikseeritud faasipinged L1-250V, L2-232V, L3-221V. Joonisel 5.3 on kujutatud Alt-Kaarli kinnistu pingeprobleem HELGA vaates. Näha on nii üle-, alapingeid kui ka toitekatkestusi.



*Joonis 5.3 – Peanse AJ F1 Alt-Kaarli kinnistu pingekvaliteet*

Kontrollides mõõtepunkti sündmuste raportit selgub, et on fikseeritud nulli katkemine. (Joonis 5.3) Antud sündmus andis juba kindla põhjuse kätte, millest pingeprobleemid põhjustatud, järgnevalt tuli välja selgitada, kas viga on liiniühendustes või alajaamas.

Seerianumber:	30295744			
EIC:	38ZEE-00005096-V			
Mudel:	IDIS E450 PLC			
Kuupäev	Kood	Kirjeldus	Kategooria	Salvestamise kuupäev
2017-03-20 20:46:32+02:00	3.26.133.3	Quality log: Voltage L3 resume	Event	2017-03-21 03:13:41+02:00
2017-03-20 20:45:57+02:00	3.26.133.2	Quality log: Overvoltage L3	Event	2017-03-21 03:13:40+02:00
2017-03-20 20:32:24+02:00	3.26.133.3	Quality log: Voltage L3 resume	Event	2017-03-21 03:13:30+02:00
2017-03-20 20:32:09+02:00	3.26.137.4	Alarms and events: Missing neutral (zero)	Event	2017-03-21 03:13:31+02:00

### *Joonis 5.3 – Alt-Kaarli kinnistu mõõtepunkti sündmuste raport*

Objekti kohapeal kontrollides selgus, et alajaamas oli puudu PEN latt. Maandus ja liini null omavahel ühenduses läbi roostes AJ korpuse. Alajaam seisukord on näha joonisel 5.4.



### *Joonis 5.4 – Peanase AJ PEN lati puudumine*

Pärast alajaama kõikide ühenduste korrastamist ja PEN lati paigaldamist Alt-Kaarli kinnistu mõõtepunkti faasipinged Voyageri poolt fikseerituna L1-230V, L2-235V, L3-235V.

Kuna liini nulljuhtme ühendus alajaama maanduse ja trafo neutraaliga oli puudulik, siis töötas fiider seni kordusmaanduste najal. Kõige suuremad pingeprobleemid alajaama puuduliku maanduse tõttu tekkisid Alt-Kaarli mõõtepunktis, mille kordusmaandus polnud piisavalt hea. See näitab selgelt, et klientide seadmete kaitsmiseks on vajalik tagada liinil piisav arv kordusmaandusi (kaitseks näiteks olukordade vastu, kui varastatakse AJ de maandusi).

### 3) Hütu AJ. Hüti küla, Mõniste vald, Võrumaa.

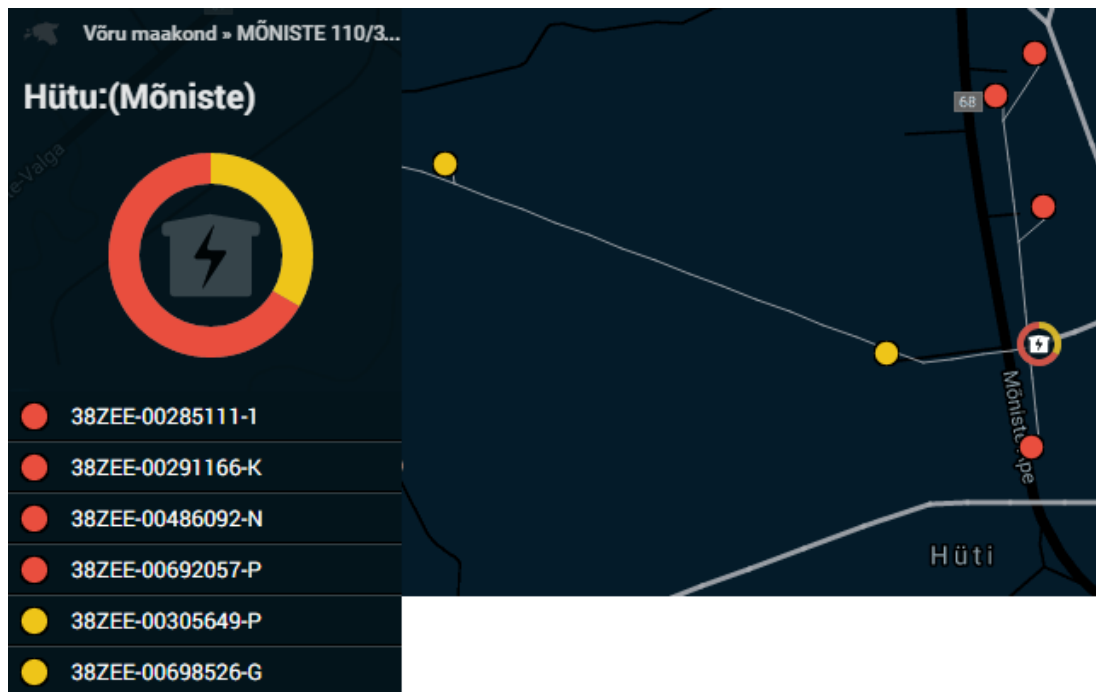
Mast AJ (1998 a). Kliente 6, tarbimine 13863 kWh aastas.

**Tabel 5.3 – Hütu AJ trafo andmed**

Valmistaja tüüp	TOTSE 50
Valmistamise aasta	-
Nimivõimsus (kVA)	50
Lülitusgrupp	D/Yn-11
Asend	III (5 astmeline)
Primaar-/Sekundaarnimipinge (V)	10 000/400
Trafo arvutuslik koormatus (%)	14

Kliendid kurdavad ülepinge üle. Alajaamas mõõdetud pinged L1-253V, L2- 254V, L3-253V.

Joonisel 5.5 on näha, et Hütu AJ kuuest kliendist neljal ei vastanud pinge standardi nõuetele ja kahel oli esinenud pinge lubatust suuremaid muutusi.



**Joonis 5.5 – Hütu AJ pingeprobleemsed kliendid**

Trafo aste muudeti III astmelt II astmele. Pärast astme muutmist olid mõõdetud pinged alajaamas L1-238V, L2-239 V, L3-238V.

#### 4) Kassi AJ F1. Kassi küla, Urvaste vald, Võrumaa.

Komplekt AJ – KTP (1990 a.). F1 Kliente 4, tarbimine 8153 kWh aastas. Liini pikkus 1937m, paljasjuhe 1864m, õhukaabel 54m, maakaabel 6m. Maste 74, kõik üle eluea betoonmastid (39a).

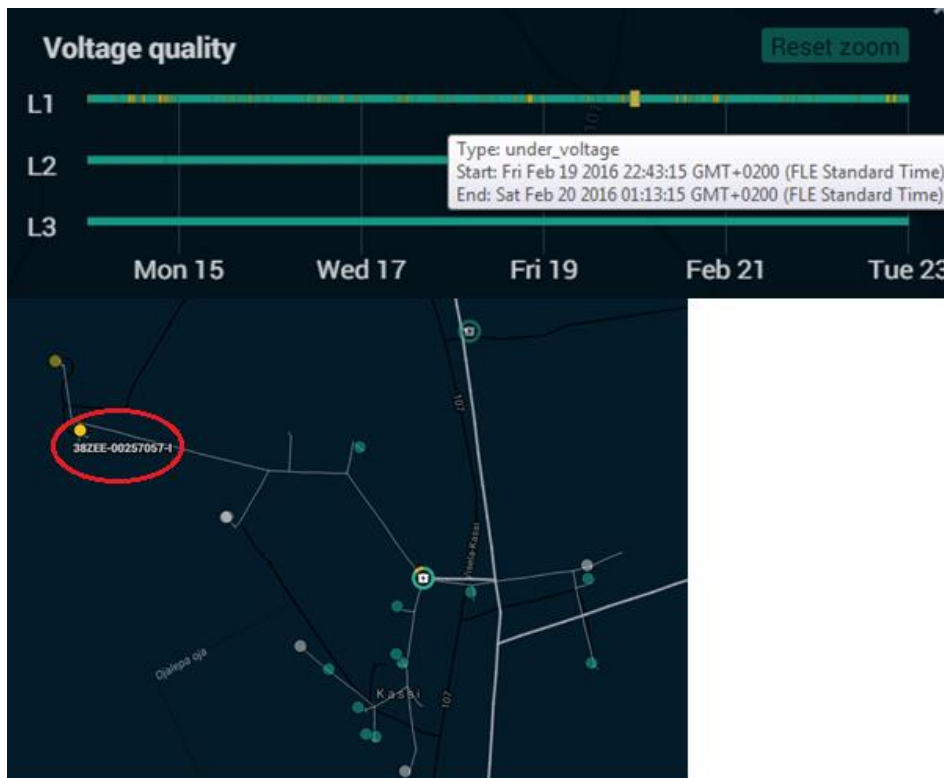
**Tabel 5.4 – Kassi AJ trafo andmed**

Valmistaja tüüp	CTO 50
Valmistamise aasta	2007
Nimivõimsus (kVA)	50
Lülitusgrupp	Y/Zn-11
Asend	III (5 astmeline)
Primaar-/Sekundaarnimipinge (V)	10 500/410
Trafo arvutuslik koormatus (%)	20

Alametsa kinnistu, 38ZEE-00257057-I, 3-faasiline liitumine. Eelviimane klient fiidril (joonis 5.6), kaugus alajaamast 1245m (1235m 4xA-25, 10m 2x A-25). Klient kurdab, et kui fiidril oleval viimane ja eelviimane klient suurendavad oma tarbitavaid koormusi, siis langeb pinge 190 voldini.

Sisestades trafo ja liini andmed programmi LÜHISVOOLUD 3 [15] on näha, et kui viimase kliendi juures oleks tarbitav koormus näiteks 25A, siis oleks pingekadu juba 20%. See tähendab, et kui alajaama lattidel oleks faasipinge 240 volti, siis viimase tarbija liitumispunktis oleks pinge ainult 192 volti. Kui asendada 1235 meetrit 4xA-25 paljasjuhe AMKA 3x70+95 õhukaabliga, oleks pingekadu 7,6% - see tähendab, et 240 voldise AJ pinge korral oleks viimase tarbija liitumiskilbis pinge 221 volti.

Antud objekti pingeprobleemi lahendaks fiidri rekonstrueerimine piisava ristlõikega liinijuhiga.



*Joonis 5.6 – Kassi AJ F1 pingeprobleemne klient*

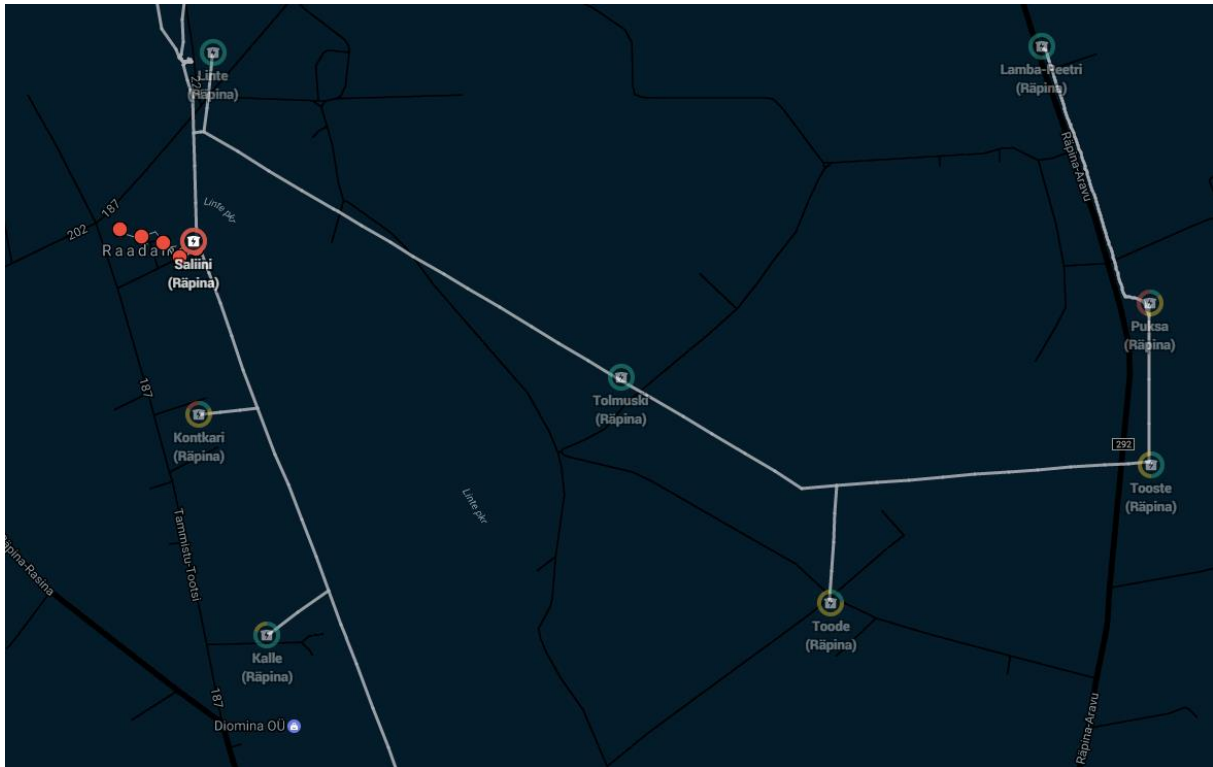
**5) Saliini AJ, Kontkari AJ, Kõlliste AJ. Räpina vald, Põlvamaa.**

Kaebused kolme alajaama tarbijatelt, pinged kõiguvad kõikidel faasidel.

Joonisel 5.7 on näha, et probleem esineb paljudel alajaamadel korraga – seega tuleks viga otsida esmalt keskpinge fiidritl.

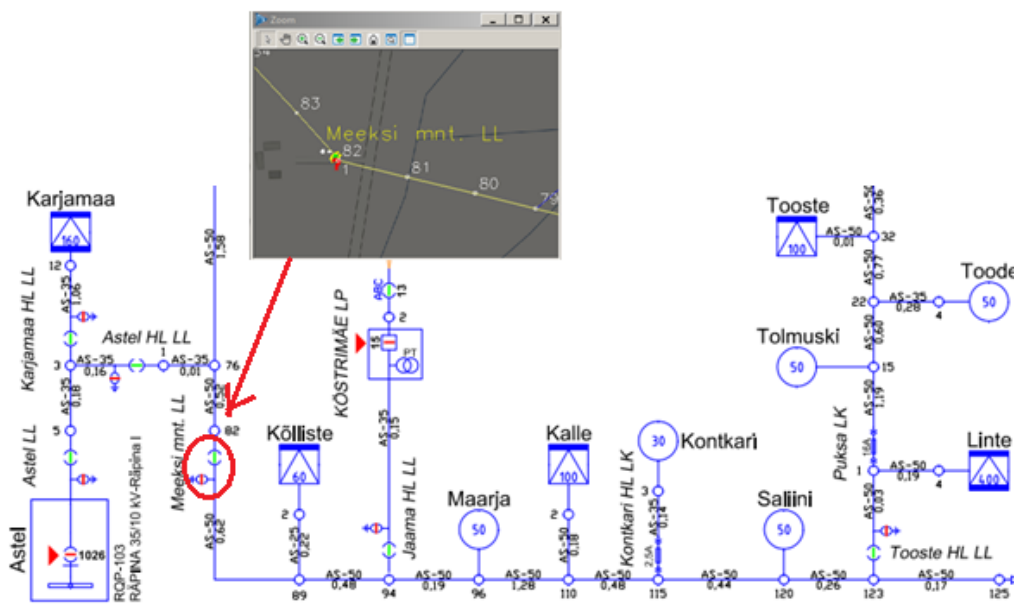
HELGA vahendusel on näha, et ülepinged on registreeritud paljudes selle piirkonna alajaamades ning, et probleem on kestnud juba üsna pikaajaliselt (mitmeid kuid).





**Joonis 5.7 – Keskpinge defektiga seotud pingeprobleemid**

Liini defekteerimise käigus selgus, et pingekõikumiste põhjuseks oli 10 kV lahküliti halb kontakt. Pärast kontaktide korrastamist sai probleem lahendatud. Defektne lüliti on näidatud joonisel 5.8.



**Joonis 5.8 – Pingeprobleeme põhjustanud 10kV lahküliti**

## 6) 431 AJ põleng Tallinnas

Suurtel koormustel kehvad kontaktühendused kuumenevad ja võivad halvimal juhul põhjustada põlengu. Kehvad null juhtmete ühendused liinidel põhjustavad ülepingeid ja seeläbi rikuvad tarbijate seadmeid. Joonisel 5.9 on näha hiljuti Tallinnas halbade kontaktühenduste tõttu põlenud 0,4kV jaotusseade.



*Joonis 5.9 – 431 AJ põlenud 0,4kV jaotusseade*

Pärast tulekahju alajaama piirkonda HELGA-st kontrollides selgus, et probleemile viitavad ülepinge sündmused olid esinenud enne põlengut juba terve aasta jooksul. Samuti tuleks juhtida tähelepanu asjaolule, et kriitiliselt tuleb suhtuda ka „kollastesse“ objektidesse, kus pinge vastab küll veel standardi nõuetele, kuid nagu ülal toodud pildilt näha, on oht siiski olemas. Joonisel 5.9 on 431 AJ piirkond kuvatud HELGA vaates.



*Joonis 5.9 – 431 AJ piirkond HELGA-s*

Alajaama põlengule eelnenud ööl registreeriti selle alajaama toitel olevatel klientidel arvesti poolt ka kehv nulli ühendus. (Joonis 5.11)

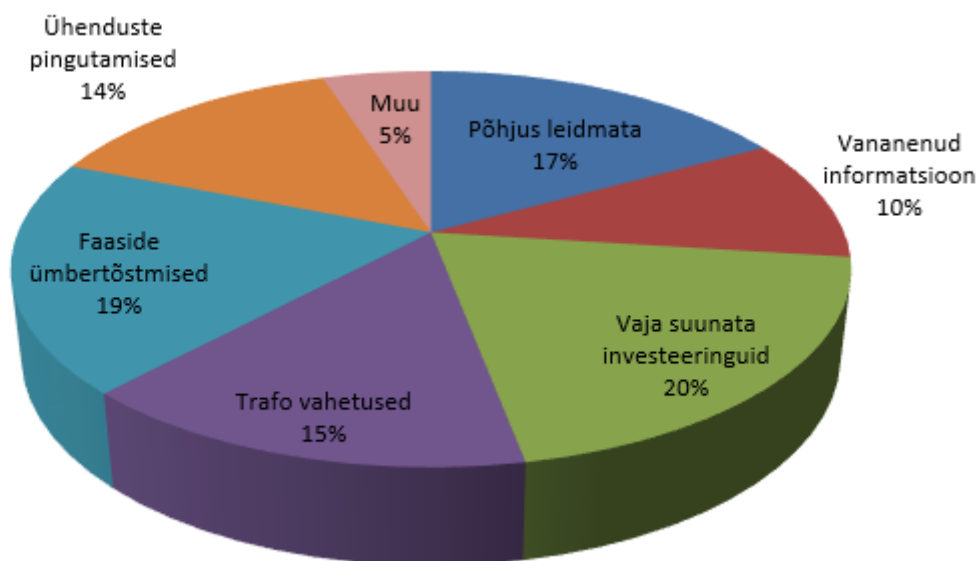
1	<b>Seerianumber:</b>	<b>16398738</b>	
2	<b>EIC:</b>	<b>38ZEE-00693051-0</b>	
3	<b>Mudel:</b>	<b>IDIS E450 PLC</b>	
4	<b>Kuupäev</b>	<b>Kood</b>	<b>Kirjeldus</b>
5	2017-04-11 00:14:11+03:00	3.26.137.47	Alarms and events: Missing neutral (zero)
6	2017-04-10 15:32:05+03:00	3.26.137.47	Alarms and events: Missing neutral (zero)
7	2017-04-10 12:05:49+03:00	3.26.133.37	Quality log: Voltage L3 resume
8	2017-04-10 12:05:49+03:00	3.26.131.37	Quality log: Voltage L1 resume
9	2017-04-10 12:05:43+03:00	3.26.131.248	Quality log: Overvoltage L1
10	2017-04-10 12:05:43+03:00	3.26.133.223	Quality log: Undervoltage L3

*Joonis 5.11 – Nulljuhtme ühenduse puudumine põlenud 431 AJ kliendil*

Pingekõikumised esinesid alajaama klientidel juba terve aasta, kuid kindlasti tuleb pöörata tähelepanu asjaolule, et põleng toimus samal päeval kui registreeriti nullühenduse puudulikkus. Selle sündmuse registreerimise korral tuleks juhtimiskeskusel kindlasti operatiivselt tegutseda, kuna ülepingetest põhjustatud kahjujuhtumid (tarbijate rikutud seadmed, põlenud alajaamad)

on puudulike maandusühenduste korral kiired tulema. Järgnevatel arendustel tuleks nulli katkemine kindlasti eristada pingeprobleemidest, et esmajärjekorras nendega tegeleda.

Kuna hetkel on HELGA täisversioon veel arendamisel, siis testversiooni staatilise andmestiku tõttu olid valitud objektidest 10% kontrollimise ajaks pingeprobleemid lahenenud. 17% juhtudel esialgu probleemi põhjustajat ei leitud ja vajavad põhjalikumat uurimist. 20% kontrollitud objektidest selgus, et hoolduse käigus neid korrastada pole võimalik ja on vaja suunata lisainvesteeringuid (kliendid alajaamadest liiga kaugel, juhtmete ristlõiked liiga väikesed). Vananenud trafod olid pingeprobleemide põhjustajateks 15% uuritud objektidest. Faaside ebahütlane koormamine põhjustas probleeme 19% juhtudel ning need oli võimalik korrastada faaside ümberühendamiste teel. 14% juhtudel oli vaja pingutada ühendusklemme. Ülejäänud 5% alla kuuluvad näiteks võsa paljasjuhtmete korral, kurepesad, trafode astmete muutmine ja muu taoline. Probleemide jaotumine on visualiseeritud joonisel 5.9.



*Joonis 5.9 – HELGA testimise käigus avastatud probleemide jaotumine*

## 5.2 Võrgutasude alandamise kord

Majandus- ja kommunikatsiooniministri määrusega „Võrguteenuste kvaliteedinõuded ja võrgutasude vähendamise tingimused kvaliteedinõuete rikkumise korral“ kehtestatakse võrguteenuste kvaliteedinõuded ning võrgutasude vähendamise tingimused kvaliteedinõuete rikkumise korral. [16] Kvaliteedinõuded jagunevad: teeninduse nõuded, elektrivarustuse kindluse nõuded ja pingekvaliteedi nõuded.

Teeninduse nõuetega kehtestatakse võrgus tehtavateks toiminguteks ettenähtud ajad (tabel 5.5)

**Tabel 5.5 – Võrguteenuste teeninduse nõuded jaotusvõrgu teeninduspiirkonnas [16]**

Toiming		Toimingu tegemise tähtaeg
<b>Jaotusvõrgu teeninduspiirkonnas</b>		
Taaspingestamine pärast teenuse osutamise eest tekkinud maksevõla tasumist	kui elektrikatkestus (edaspidi <i>katkestus</i> ) elektrivõrgus ei ole vajalik	5 tööpäeva jooksul pärast taaspingestamise teenustasu laekumist
	kui katkestus elektrivõrgus on vajalik	8 tööpäeva jooksul pärast taaspingestamise teenustasu laekumist
Turuosalise tarbimiskoha ülevaatus mõõtmisega seotud probleemide lahendamiseks		5 tööpäeva jooksul pärast turuosalise taotluse saamist
Tasusid ja makseid käsitlevatele päringutele vastamine		5 tööpäeva jooksul alates päringu saamisest
Võrguühenduse katkestamine turuosalise soovil	kui katkestus elektrivõrgus ei ole vajalik	5 tööpäeva jooksul pärast turuosalise taotluse saamist
	kui katkestus elektrivõrgus on vajalik	8 tööpäeva jooksul pärast turuosalise taotluse saamist
Mõõteseadme vahetus või kohandamine asjaomastele hindadele turuosalise soovil		7 tööpäeva jooksul pärast turuosalise taotluse saamist
Asjaomasele turuosalisele plaanilisest katkestusest etteteatamine		Vähemalt 2 päeva enne plaanilist katkestust

Elektrivarustuse kindluse nõuetega kehtestatakse elektrikatkestuste likvideerimise piirajad ning plaaniliste katkestuste suurimad lubatud pikkused. Tarbimiskohas võib aasta jooksul olla kuni 70 tundi riketega ja kuni 64 tundi plaaniliste töödega seotud elektrikatkestusi.

Tabelis 5.6 on toodud katkestuste piirajad, mille ületades vähendatakse võrgutasusid jaotusvõrgu teeninduspiirkonnas.

**Tabel 5.6 – Maksimaalsed lubatud elektrikatkestuste pikkused jaotusvõrgus [2]**

Periood	Rikkelise katkestuse kõrvaldamise aeg	Plaanilise katkestuse maksimaalne kestus
Suveperiood (1.aprill-30.september)	12 tunni jooksul	Kuni 10 tundi
Talveperiood (1.oktoober-31.märts)	16 tunni jooksul	Kuni 8 tundi
Erakorraline sündmus (torm, üleujutus jms)	3 päeva jooksul alates sündmuse lõppemisest	

Elektrilevi vähendab võrgutasusid automaatselt ja lähtuvalt toimunud katkestusest. Aasta jooksul lubatud summaarse katkestusaja hüvitamine toimub üks kord aastas pärast kalendriaasta lõppu. Hetkel kehtivad võrgutasu alandamise määrad on toodud tabelis 5.7. [2]

**Tabel 5.7 – Kehtivad katkestusajaga seonduvad võrgutasude hüvitamise määrad Elektrilevis [2]**

Tarbimiskoht	Katkestuse kõrvaldamise lubatud kestuse ületamine (tundides)		
	Kuni 48h	48-96h	96h
Madalpingel 63A	7,99 €	15,98 €	23,97 €
Madalpingel üle 63A	0,13 €/A	0,26 €/A	0,38 €/A
Tarbimiskoht keskipingel (kasutusvõimsus kW)	0,77 €/kW	1,53 €/kW	2,30 €/kW

Määruses kehtestatud kolmandaks kvaliteedinõudeks on nõuded pingekvaliteedile. Jaotusvõrgu pingekvaliteedi tagamisel lähtutakse standardist EVS-EN 50160. [14]

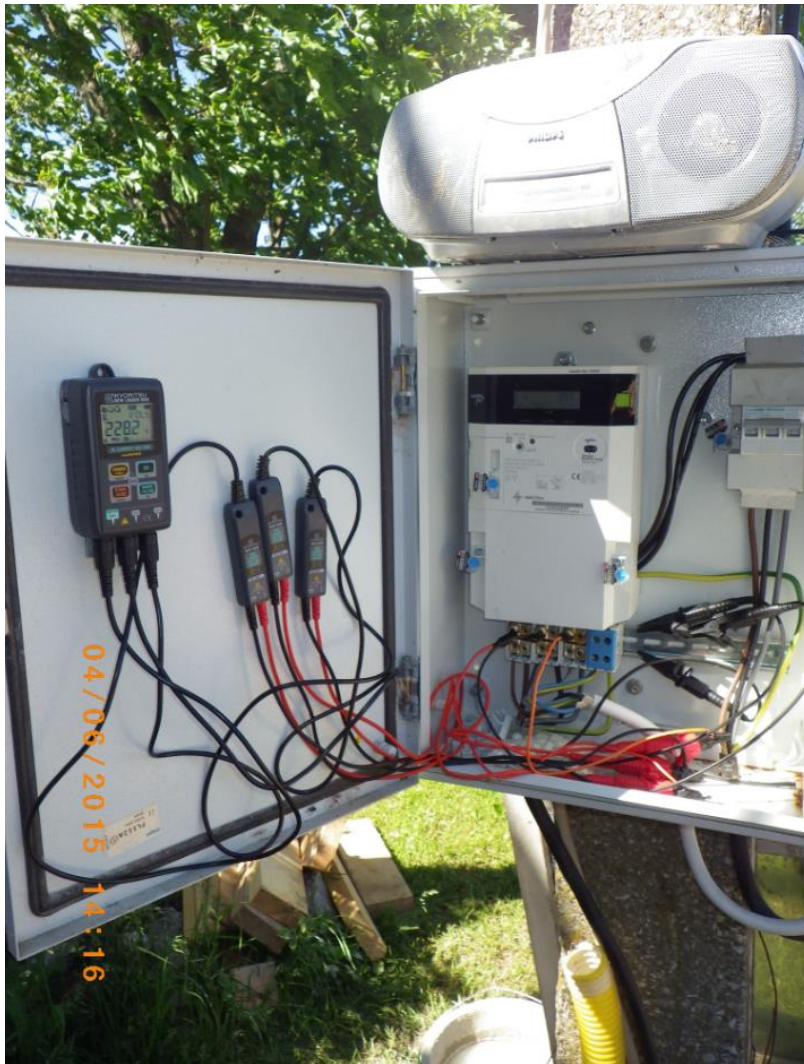
Standard kehtestab, et normaaltingimustes, välja arvatud katkestused, ei tohi toitepinge aeglased muutused ületada  $\pm 10\%$  nimipingest  $U_n$ . Ülekandevõrkudega mitte ühendatud elektrivarustusvõrkudes või eriliste kaugel asuvate elektrivõrgu kasutajate jaoks ei tohi pinge aeglased muutused ületada  $+10\%$  /  $-15\%$  nimipingest  $U_n$ .

Aeglased pingemuutused tähendab, et kontrollitakse pingete vastavust standardile kümne minuti kesväärtuste põhjal (fikseeritakse pinge iga minuti järel ning võetakse 10-minuti

keskmine tulemus). Kui mõõtmise käigus esines üksikuid lühiajalisi toitekatkestusi, jäetakse need kümne minuti keskvaartused mõõtetulemustest välja. [17]

Kuna HELGA kontrollib pingete vastavust standardile teatud lihtsustustega (kirjeldatud peatükis 3.2.1), siis automaatselt rakenduse andmetele tuginedes klientidel võrgutasusid vähendama ei hakata.

Kehva pingekvaliteedi korral on võimalik hüvitist saada seni kehtinud tingimuste alusel, kui klient tellib Elektrilevilt vastavad mõõtmised. Mõõteperiood on reeglina 7 päeva. Mõõtmiste ajaks paigaldatakse kliendi liitumispunkti pingeanalüsaator (joonis 5.10), mille andmete põhjal väljastatakse hiljem mõõtetulemuste protokoll. Pärast nõuetele mittevastava pinge tuvastamist vähendatakse võrgutasusid 80% ulatuses kuni nõuetekohase pinge tagamiseni.



*Joonis 5.10 – Kliendi liitumispunkti pingekvaliteedi mõõtmised pingeanalüsaatoriga KYORITSU KEW LOGGER 5020*

### **5.3 Kaugloetavate arvestite perspektiivsed kasutusvõimalused**

HELGA näol on tegemist madalpingevõrgu seiresüsteemiga, mis pole mõeldud otseselt operatiivtöövahendina. Elektrilevis töötatakse selles suunas, et kaugloetavaid arvesteid saaks kasutada abivahendina ka operatiivjuhtimises. Antud peatükis antakse ülevaade Elektrilevi töögruppides välja töötatud ning juba käivitatud arendustest.

Kaugloetavad arvestid pole võimelised salvestama parameetreid ega saatma välja rikkeinfot, arvesti saadab info katkestusest alles pärast seda, kui on toide taastunud. Küll aga on kuvatavad



hetkeparameetrid, seeläbi on võimalik täiendavaid arendusi läbi viies välja töötada süsteemid, mis suudaksid seda infot operatiivselt kasutada.

Välja töötamisel on iseõppiv algoritm PLC/P2P kommunikatsiooni normaalolukorra arvutamiseks kasutades HES ruuteri andmeid. PLC ja P2P arvestite andmete alusel tuvastatakse fiidri rikkeulatus, kasutades varasemalt välja arvutatud kommunikatsiooni normaalolukorda. Saadud andmed viiakse korrelatsiooni SCADA/DMS andmetega, seeläbi on näha, kas rike on seotud juba tuvastatud keskpinge rikkega või on tegemist eraldiseisva rikkega. Algoritmi abil tuvastatakse ka võimalik fiidri rikkekoht, kasutades SCADA/DMS andmeid ja varasemalt arvutatud normaalolukorda. Kui algoritm on võimaliku rikkekoha ja ulatuse tuvastanud, luuakse rike DMS süsteemi ja kuvatakse dispetšerile.

Lisaks rikete tuvastamisele töötatakse välja algoritmi, mis suudaks tuvastada pingese taseme ning korreleerida ja filtreerida üle-/alapingeid omavahel keskpinge häiretega. (Erinevalt HELGA`st saaks selle abil automaatselt välistada kohe probleemid, mis on seotud keskpingega). Selle lahenduse abil oleks võimalik operatiivselt jälgida pingerežiime nii normaal- kui avariirežiimide korral, hetkel tuleb dispetšerile sisend sobimatute pingete kohta avariirežiimide korral madalpinge osas ikkagi pigem klienditeadetena, kuna operatiivselt pole võimalik voyageri vahendusel ühe kaupa kliendipunktide poole pöörduda, antud algoritm teeks seda automaatselt.

Arvestid suudavad fikseerida null juhtme katkemise võrgus, kuid hetkel on see kuvatav vaid vastava päringuga Voyageri rakenduse vahendusel. Eesmärk on see teave suunata operatiivselt dispetšeri töölauale, et vältida nii tarbija kui Elektrilevi seadmete laiaulatuslikumat vigastumist.

Kaugloetavatele arvestitele on tootja poolt sisse ehitatud funktsionaalsus tänavavalgustuse monitoorimiseks. Süsteem suudab koormuste jälgimise põhjal tuvastada lampide rikkeid, see eeldab terve tänavavalgustuse võrgu põhjaliku dokumenteerimist. Elektrilevi OÜ juhtida on ka Tallinna tänavavalgustus, nagu elektrivõrguski on ka seal eesmärk asuda tegutsema proaktiivselt – vahetada lampe ilma eelneva klienditeateta. See aitab hajutada töömahte, vähendada kliendipöördumisi ja suurendada pakutava teenuse kvaliteeti.

Tulevikus on plaanis asuda kliendi katkestuste kompensatsiooni arvutama automaatselt arvestite andmete põhjal, kuna hetkel katkestusaegade info ei ole alati piisavalt täpne ja põhineb suuresti andmete DMS-i sisestamise kvaliteedile. Seeläbi tagatakse kõikide klientide võrdne kohtlemine võrgutasude hüvitamise osas.

Üheks probleemiks juhtimiskeskuse töös on tegelike skeemide vastavuses hoidmine normaalskeemidega. Tihti on klientidel endal võimalik ennast teisele toitele ringi lülitada, ilma, et võrgu juhtija sellest teadlik oleks. See omakorda tähendab, et klientidele saadetakse vale info plaanilise katkestuse või rikke likvideerimise osas. Hetkel on väga töömahukas kindlaks teha, millisel toitel klient parasjagu on, lisaks on alati võimalus, et vahetult pärast kontrollimist see taas muutub. Kaugloetavate arvestite abil on võimalik kindlaks teha, millise kontsentraatoriga see parasjagu ühenduses on – seega on võimalik hoida skeemid alati vastavuses tegeliku olukorraga.

## Lõputöö kokkuvõte

Eesti suurima võrguettevõttena on Elektrilevi OÜ kohustus tagada ligi poolele miljonile kliendile kvaliteetne ja stabiilne võrguühendus võimalikult väikeste võrgutasude juures. Tulenevalt Eesti hajaasustusest on tegu küllaltki keeruka ülesandega, kuna kokku on teenindada ligikaudu 64 000 km elektriliine ja 24 000 alajaama. Ettevõttel lasub suur vastutus ühtemoodi nii klientide ees, et tagada võimalikult kvaliteetne teenus taskukohase hinnaga, kui ka omaniku (Eesti Vabariigi) ees, täitmaks nende poolt seatud ootusi kasumimarginaalile. Selle ülesandega hakkama saamine nõuab pidevat tööd võrguteenuse efektiivsemaks muutmise suunas.

Elektrilevi on lõpetamas ligi 4 aastat kestnud ja 94 miljonit eurot maksnud projekti, mille eesmärgiks oli täita Eesti Vabariigis kehtiva Võrgueeskirja nõuet, et alates 1. jaanuarist 2017 peavad kõik liitumispunktid võimaldama aktiivenergia mõõtmist kauglugemisseadmega. Antud nõude eesmärgiks oli tagada avatud elektrituru toimimine, kus arveldamine toimub tunnipõhiste mõõteandmete põhjal. Kuigi arvestite paigaldamise põhieesmärk oli näitude kauglugemisele üle viimine, siis niivõrd kuluka projekti mitte vähem tähtsa tulemina saadi sisuliselt kaugjuhitav multimeeter iga kliendi mõõtepunkti. Tänapäevani pole viimast potentsiaali tööprotsesside juures veel sisuliselt rakendada hakatud. Kuna Elektrilevi liigub pidevalt automatiseerimise suunal, siis oluline on kasutusele võtta niivõrd kriitilise tähtsusega sisend nagu seda on kaugloetavate arvestite poolt saadetak informatsioon.

Käesoleva töö koostamise vajaduse tingis esimese rakenduse valmimine, mis arvestitelt tulnud infot võrgu seisukorra visualiseerimiseks kasutama hakkab. Töös kirjeldatakse esmalt tausta, millised mahud ja väljakutsed Eesti madalpingevõrgus esinevad ning seejärel antakse ülevaade hetkel veel arendamisel oleva HELGA funktsionaalsustest ja kasutusvõimalustest, et anda sisend selle juurutamiseks Elektrilevi tööprotsessidesse. Rakenduse vajalikkuse kinnitamiseks kontrolliti töö käigus pingeprobleemseid objekte ka kohapeal ning toodi välja erinevad juhtumid ja nende korrastamisviisid. Töös pakutakse välja meetmeid, kuidas rakenduse esmased kasutajad (varahaldurid) saaksid hakata lahendama probleeme pingeprobleemsete objektidega. Hetkel on tegemist veel rakenduse testversiooniga, kuhu on laetud staatiline andmestik 2016. aasta seisuga. Vahetult pärast täisversiooni valmimist ja dünaamilise andmestikuga töösse panekut saavad toimuma kasutajakoolitused varahalduritele ning rakenduse lisamine nende tööprotsessidesse.

Madalpingevõrgu seiresüsteemi HELGA kasutuselevõtuga kaasneb ettevõtte jaoks operatiivkulude märgatavalt parem juhtimine. Võrgu defektsed sõlmed leitakse enne nende muutumist rikkelisteks, seega saab töid teostada klientidele rohkem sobivate planeeritud, mitte rikkeliste katkestustega. Vähem aega kulub vigade põhjustajate leidmiseks ning vajalike andmete kogumiseks. Majanduslikust aspektist on erakorralise töö jaoks hoitav ressursid kallim, võrreldes planeeritud ressursiga – seega on võimalik juhtimiskeskuse ning operatiivbrigaadide töövoogu rohkem ühtlustada ning saavutada seeläbi parem efektiivsus. Tänu paranenud efektiivsusele suudetakse võrgu üldist korrasolekut senisest kiiremini parendada, seeläbi paranevad ka ettevõtte elektrivarustuskindluse indeksid (SAIDI;SAIFI, plaaniväline CAIDI). HELGA abil on võimalik teostada ehitustööde kvaliteedi kontrolli pingekvaliteedi osas värskelt valminud objektidele ja seeläbi ära hoida tulevasi seadmete vigastusi ja ka põlenguid, mis on tingitud halvadest kontaktidest. Samuti saab juhtimiskeskuse poolt analüüsida avariiskeemidest tingitud pingerežiime, et seeläbi vältida klientide seadmete vigastumist üle- ja alapingete tõttu. Lisaks majanduslikele aspektidele suureneb ka klientide rahulolu, kuna probleemsetele kohtadele lähenetakse juba proaktiivselt, mitte enam probleemi ilmnemise järel klienditeadete põhjal. Kui rakendus Elektrilevi tööprotsessidesse jõuab ei ole töö sellega veel lõppenud, kuna tegemist on esimese versiooniga siis kitsaskohti ja arendamisvõimalusi tekib pidevalt.

Töös analüüsitakse eelpool kirjeldatud rakenduse andmetele tuginedes Eesti madalpingevõrgu pingekvaliteeti 2016. aastal. Võrreldakse mõõtepunktide pingete vastavust standardi nõuetele ning koostatakse võrdlus maakondade lõikes. Analüüsist selgub, et kõige parem pingekvaliteet Eestis maakonniti on Harju maakonnas ning kõige kehvem võrdsete näitajatega Viljandi- ja Põlvamaal.

Esmakordselt on võimalik anda ülevaade ka klientidele realselt nõ tuntavast SAIDI st. Sarnaselt pingekvaliteedile võrreldakse ka SAIDI t maakondade lõikes. Kui kogu Eesti 2016 aasta SAIDI HELGA andmetel on 391 minutit, siis võrdluseks ametlik Elektrilevi OÜ SAIDI 2016. aastal oli 241 minutit (nii plaaniline kui rikkeline kokku). Töös on kirjeldatud erinevad võimalikud põhjused, miks varasemate kalkulatsioonide põhjal tehtud kalkulatsioonid tihti paremad on.

Töös kirjeldatakse pingeprobleemsete objektide kontrollimist, veendumaks rakenduse kasulikkuses. Kontrollimise käigus selgus, et lubatust suuremaid pingemuutusi võivad põhjustada nii vananenud trafod, kehvad kontaktühendused, koormuste ebahühtlane jaotumine

faaside vahel, maanduse probleemid, trafode valed astmed, liiga väikesed liinijuhtmete ristlõiked, klientide liigne kaugus alajaamast, võsa jne.

Käesoleva töö autori hinnangul on kaugloetavate arvestite potentsiaali rakendamisega mõned aastat hiljaks jäänud, kuna rakenduste arendamise ja testimisega oleks pidanud alustama paralleelselt arvestite paigaldamisega, mitte nende paigaldamise projekti lõppedes. Täna on esmatähtis antud töös kirjeldatud kasutamise võimalused tööprotsessidesse juurutada, kuid mitte vähemtähtis on tegeleda uute arenduste väljatöötamisega, et tagada tulevikus kaugloetavatele mõõtesüsteemidele veelgi efektiivsem kasutus. Töö ülesande seisukohalt leiab autor, et lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu osas on antud töö raames kaetud.

# Kirjandus

- [1] „Võrgueeskiri,“ Riigi Teataja, [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.riigiteataja.ee/akt/116022016014>. [Kasutatud 01 04 2017].
- [2] „Elektrilevi OÜ,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: [www.elektrilevi.ee](http://www.elektrilevi.ee). [Kasutatud 03 04 2017].
- [3] M. Pedak, Magistritöö, *Elektrilevi OÜ võrguvarade ülevaade ning vaatlusandmete ja rikete vaheliste seoste uurimine*, Tallinn: TTÜ, 2016.
- [4] „Võrguteenuste kvaliteedinõuded ja võrgutasude vähendamise tingimused kvaliteedinõuete rikkumise korral,“ Riigi Teataja, 2005. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.riigiteataja.ee/akt/1039867>. [Kasutatud 4 04 2017].
- [5] Sisedokument, *EE LV LT supply reliability 2013-2016*, Elektrilevi OÜ.
- [6] „Landis+ Gyr,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.landisgyr.com>.
- [7] „Landis+Gyr AMI Solution (System Description),“ [<http://www.landysgir.com>], 2008.
- [8] „Elektrilevi võtab üle KLG halduse ja mõõteandmete juhtimise,“ *Elektrilevi OÜ siseveeb*, 13.01.2017.
- [9] Sisedokument, „J284 Arvesti tüübi valiku ja kontsentraatori planeerimise juhend,“ Elektrilevi OÜ.
- [10] Sisedokument, *J280 3-faasilise otseühenduses mõõtmise arvesti ZMXi320APU0L0D3.21 S2 kasutusjuhend*, Elektrilevi OÜ.
- [11] Sisedokument, *J2126 3-faasilise otseühenduses mõõtmise arvesti ZMXi320APU0L0D3.21 S2 kasutusjuhend*, Elektrilevi OÜ.
- [12] Sisedokument, *J3258 Kaugloetavate arvestite rikked ja nende menetlemine*, Elektrilevi OÜ.
- [13] Sisedokument, *Voyager Suite kasutusjuhend*, Elektrilevi OÜ, 2016.

- [14] *EVS-EN 50160:2010 Avalike elektrivõrkude pinge tunnussuurused*, Eesti Standardikeskus, 2010.
- [15] A. Tarkmees, *LÜHISVOOLUD 3*, <http://www.luhisvoolud.eu>.
- [16] Majandus- ja kommunikatsiooniminister, „Võrguteenuste kvaliteedinõuded ja võrgutasude vähendamise tingimused kvaliteedinõuete rikkumise korral,“ Riigi Teataja.
- [17] Sisedokument, „*Kliendi tarbimiskoha liitumispunktis toitepinge efektiivväärtuse mõõtmise metoodiline juhend*,“ Elektrilevi OÜ.

# Lisa

## Arvesti poolt fikseeritavate sündmuste nimekiri

Quality log: Voltage L1 resume	3.26.131.37
Quality log: Overvoltage L1	3.26.131.248
Quality log: Undervoltage L1	3.26.131.223
Mains connection: Current reversal	3.12.48.219
Quality log: Voltage L3 resume	3.26.133.37
Quality log: Voltage L2 resume	3.26.132.37
Quality log: Overvoltage L3	3.26.133.248
Quality log: Overvoltage L2	3.26.132.248
Alarms and events: Limiter threshold exceeded	3.8.261.139
Quality log: Undervoltage L3	3.26.133.223
Quality log: Undervoltage L2	3.26.132.223
Alarms and events: Limiter threshold ok	3.8.261.37
Quality log: Power down	3.26.0.85
Quality log: No undervoltage L1 anymore	3.26.131.224
Quality log: Power up	3.26.0.216
Alarms and events: Missing neutral (zero)	3.26.137.47
Alarms and events: Parent device changed	3.23.76.24
Quality log: Power failure	3.26.88.93
Alarms and events: Phase leakage	3.26.25.159
Alarms and events: Synchronous billing period reset	3.20.95.214
Billing: Scheduled billing reset	3.20.95.214
Quality log: No overvoltage L1 anymore	3.26.131.249
Alarms and events: Terminal cover closed	3.12.128.16
Alarms and events: Terminal cover removed	3.12.128.39
Voltage quality: Overvoltage Phase 2	3.26.132.248
Quality log: Power up after short powercut	3.26.0.216
Voltage quality: Overvoltage Phase 1	3.26.131.248
Alarms and events: Meter cover closed	3.12.29.16
Alarms and events: Meter cover removed	3.12.29.212
Quality log: Power up after long powercut	3.26.0.216
Voltage quality: Overvoltage Phase 3	3.26.133.248
Alarms and events: Daylight saving time enabled or disabled	3.36.56.24
Voltage quality: Overvoltage disappeared Phase 2	3.26.132.249
Power quality: Device power up	3.26.0.216
Power quality: Device power down	3.26.0.85
Voltage quality: Overvoltage disappeared Phase 1	3.26.131.249
Alarms and events: Manual connection	3.31.283.42
Alarms and events: Manual disconnection	3.31.283.68
Alarms and events: Clock adjusted (new time)	3.36.114.24



Voltage quality: Overvoltage disappeared Phase 3	3.26.133.249
Alarms and events: One or more global keys changed	3.12.32.24
Voltage quality: Undervoltage Phase 1	3.26.131.223
Alarms and events: Clock adjusted (old time)	3.36.114.13
Mains connection: Current without voltage Phase 1	3.26.131.47
Billing: Time after clock adjust	3.36.114.24
Voltage quality: Normal Voltage Phase 1	3.26.131.37
Communication: Bus error cleared	26.1.147.28
Communication: Bus error	26.1.147.79
Alarms and events: Replay attack	3.12.50.219
Voltage quality: Normal Voltage Phase 3	3.26.133.37
Voltage quality: Undervoltage Phase 2	3.26.132.223
Billing: Time before clock adjust	3.36.114.13
Voltage quality: Normal Voltage Phase 2	3.26.132.37
Power quality: End of long power failure	3.26.0.216
Quality log: Missing voltage L3	3.26.135.85
Voltage quality: Undervoltage Phase 3	3.26.133.223
Quality log: No undervoltage L3 anymore	3.26.133.224
Quality log: Missing voltage L2	3.26.134.85
Mains connection: Current without voltage Phase 3	3.26.133.47
Alarms and events: Phase sequence reversal	3.26.78.79
Alarms and events: Communication error Remote Com	26.1.147.79
Mains connection: Current without voltage Phase 2	3.26.132.47
Alarms and events: DST enabled/disabled	3.36.56.24
Voltage quality: Critical undervoltage Phase 2	3.26.132.223
Quality log: Missing voltage L1	3.26.126.85
Alarms and events: HES unit installed	3.6.283.105
Power quality: Power out Phase 3	3.26.135.85
Power quality: Power out Phase 2	3.26.134.85
Security: Profiles cleared	3.16.89.28
Security: Alarms cleared	3.12.285.28
Power quality: Power out Phase 1	3.26.126.85
Voltage quality: Overvoltage Phase 12	3.26.331.248
Voltage quality: Overvoltage disappeared Phase 12	3.26.331.249
Voltage quality: Overvoltage Phase 23	3.26.332.248
Voltage quality: Critical undervoltage Phase 3	3.26.133.223
Voltage quality: Undervoltage disappeared Phase 1	3.26.131.224
Alarm,Device power up	10.26.0.216
Voltage quality: Undervoltage disappeared Phase 3	3.26.133.224
Voltage quality: Undervoltage disappeared Phase 2	3.26.132.224
Voltage quality: Bad voltage Phase 1	3.26.131.40
Voltage quality: Critical undervoltage Phase 1	3.26.131.223
Alarms and events: Meter communication OK	3.1.147.28

Alarms and events: Meter communication error	3.1.147.79
Voltage quality: Overvoltage Phase 31	3.26.333.248
Voltage quality: Overvoltage disappeared Phase 31	3.26.333.249
Quality log: No strong DC field anymore	3.12.66.291
Quality log: Strong DC field detected	3.12.66.257
Voltage quality: Bad voltage Phase 3	3.26.133.40
Voltage quality: Bad voltage Phase 2	3.26.132.40
Voltage quality: Undervoltage disappeared Phase 23	3.26.332.224
Voltage quality: Undervoltage disappeared Phase 31	3.26.333.224
Alarms and events: Profile(s) cleared	3.16.89.28
Voltage quality: Undervoltage disappeared Phase 12	3.26.331.224
Voltage quality: Undervoltage Phase 23	3.26.332.223
Voltage quality: Undervoltage Phase 31	3.26.333.223
Voltage quality: Undervoltage Phase 12	3.26.331.223
Alarms and events: PLC communication restored	3.1.76.216
Alarms and events: Strong DC field detected	3.12.66.257
Alarms and events: NO strong DC field anymore	3.12.66.291
Security: Unaccepted command	3.1.147.282
Alarms and events HES unit installed	3.6.283.105
Alarms and events: Decryption or authentication failure (failed n times)	3.12.1.38
Mains connection: Overcurrent disappeared Phase 2	3.26.288.293
Mains connection: Overcurrent Phase 2	3.26.288.93
Mains connection: Overcurrent disappeared Phase 1	3.26.287.293
Mains connection: Overcurrent Phase 1	3.26.287.93
Voltage quality: Critical overvoltage Phase 3	3.26.133.248
Security: Disconnecter ready for manual reconnection	3.31.0.12
Security: Phase sequence reversal	3.26.78.79
Power: Manual disconnection	3.31.283.68
Power: Manual connection	3.31.283.42
Mains connection: Overcurrent disappeared Phase 3	3.26.289.293
Mains connection: Overcurrent Phase 3	3.26.289.93
Alarm,Fraud attempt	3.12.0.257
Device HW: Clock invalid	3.36.116.79
Alarms and events: Disconnecter failure	3.31.0.84
Security: Terminal cover closed	3.12.128.16
Alarms and events: Clock invalid	3.36.116.79
Mains connection: Overcurrent in neutral	3.26.137.93
Device HW: Watchdog error	3.11.0.214
Security: Terminal cover removed	3.12.128.39
Alarms and events: Error register cleared	3.12.285.279
Voltage quality: Critical overvoltage Phase 1	3.26.131.248
Alarms and events: Communication ok Remote Com	26.1.147.28

Alarm,3,Power out Phase 3	3.26.135.85
Alarm,2,Power out Phase 2	3.26.134.85
Alarms and events: Watchdog error	3.11.0.214
Security: Device changed	3.10.147.24
Device HW: Meter data error	3.1.147.43
Alarms and events: Meter data OK	3.18.31.216
Alarms and events: Temporary PLC communication failure	3.1.76.47
Alarm,1,Power out Phase 1	3.26.126.85
Alarms and events: Meter data error	3.18.31.79
Device HW: Metering data OK	3.1.147.281
Alarms and events: Invalid clock	3.36.116.79
Quality log: Voltage L3 OK	3.26.133.37
Alarms and events: Remote disconnection	3.31.211.68
Alarms and events: Remote communication module OK	3.1.0.28
Alarms and events: Remote communication module error	3.1.0.85
Alarms and events: Change breaker's state	3.31.17.24
Alarms and events: Remote connection	3.31.211.42
Alarms and events: Measurement system error	3.21.0.79
Alarms and events: Write command error on E-meter	3.1.147.282
Mains connection: Current unbalance ON	3.26.6.98
Voltage quality: Voltage unbalance ON	3.26.38.98
Alarms and events: Firmware ready for activation	3.11.17.25
Security: Errors cleared	3.12.285.279
Alarms and events: Communication OK Remote Com	26.1.147.28
Security: Event log cleared Event log 1	3.17.44.28
Security: Event log cleared Event log 4	3.17.91.28
Security: Event log cleared Event log 3	3.17.1.28
Security: Event log cleared Event log 6	3.17.28.28
Security: Event log cleared Event log 14	3.17.80.28
Voltage quality: Critical overvoltage Phase 2	3.26.132.248
Alarms and events: Firmware activated	3.11.17.52
Alarms and events: Supervision monitor 1: threshold OK	3.8.261.37
Quality log: No overvoltage L3 anymore	3.26.133.249
Alarms and events: Supervision monitor 1: threshold exceeded	3.8.261.139
Alarms and events: HES communication established	3.17.1.58
Alarms and events Parent device changed	3.23.76.24
Alarms and events: Incorrect password entered n times	3.12.24.35
Alarms and events: FW verification failed	3.11.0.43
Alarms and events: Asynchronous billing period reset	3.20.59.214
Alarms and events: NV memory error	3.18.72.85
Alarms and events: Local communication attempt	3.12.1.58
Device HW: NV memory error	3.18.72.85
Alarms and events: One or more parameters changed	3.7.75.24

Alarms and events: One or more parameters changed	0.0.75.24
Alarms and events: 0	3.17.1.58
Alarms and events: Battery voltage low	3.2.38.150
Alarms and events: 2	3.17.1.58
Alarms and events: Invalid start-up sequence	3.11.100.79
Alarms and events:	3.17.1.58
Alarms and events: 4531	3.17.1.58
Alarm,1,Normal Voltage Phase 1	3.26.131.37
Alarm,2,Normal Voltage Phase 2	3.26.132.37
Alarms and events: HES unit installed	3.17.1.58
Alarms and events: HES communication established	3.17.1.58
Alarms and events: 4534	3.17.1.58
Alarm,3,Normal Voltage Phase 3	3.26.133.37
Device HW: Battery low	3.2.38.150
Alarms and events: 4369	3.17.1.58
Alarms and events: 4372	3.17.1.58
Load profile: Data corrupted	3.16.109.43
Alarms and events: Remote Disconnect	3.31.211.68
Alarms and events: Event log cleared	3.17.44.28
Alarms and events: Event log cleared	3.18.44.28
Alarms and events: Supervision monitor 1 threshold exceeded	3.8.261.139
Alarms and events: Supervision monitor 1 threshold ok	3.8.261.37
Alarms and events: Supervision monitor 3 threshold exceeded	3.8.261.139
Alarms and events: Supervision monitor 3 threshold ok	3.8.261.37
Alarms and events: Serial number mismatch	3.11.10.159
Alarms and events: Remote Off	3.31.211.68
Communication: Local communication attempt	3.12.1.58
Device HW: Disconnect failure	3.31.0.84
Alarms and events: Profile(s) checksum error	3.16.109.43
Alarms and events: Supervision monitor 2 threshold exceeded	3.8.261.139
Alarms and events: Supervision monitor 2 threshold ok	3.8.261.37
Power: Remote disconnection	3.31.211.68
Alarms and events: 4376	3.17.1.58
Alarms and events: Profile(s) checksum ok again	3.16.109.281
Device HW: Disconnect state change	3.31.17.24
Power: Remote connection	3.31.211.42
Alarms and events: 4533	3.17.1.58
Alarms and events: TOU activated	3.20.83.24
Security: No Disconnect tamper detected	3.12.91.291
Alarms and events: Alarm register cleared	3.12.285.28
Device Configuration: One or more parameters changed	3.7.75.24
Quality log: Voltage L1 OK	3.26.131.37
Security: Strong DC field disappeared	3.12.66.291

Alarms and events Serial number mismatch	3.11.10.159
Alarms and events: 4375	3.17.1.58
Device HW: Application error	3.11.0.79
Device HW: RAM error	3.18.85.79
Security: Access with wrong password	3.12.24.35
Security: Unexpected consumption	3.31.25.4
Alarms and events: 4371	3.17.1.58
Alarms and events: 4486	3.17.1.58
Alarms and events: 4512	3.17.1.58
Alarms and events: 4539	3.17.1.58
Alarms and events: 4540	3.17.1.58
Alarms and events: Limiter threshold changed	3.8.261.24
Alarms and events: Parameter checksum error	3.18.30.79
Alarms and events: Replace Battery M-Bus channel 2	3.2.22.150
Device HW: Measurement system error	3.21.0.79