



CHALMERS

Avbrottsstatistik och nyckeltal för eldistribution

This project intends to help Gothenburg Energy Network AB with the help of key performance indicators and analyzing interruption statistics.

David Nissan

Morvarid Mohammadali

Examensarbete inom högskoleingenjörsprogrammet Elektroteknik
Institutionen för Elektroteknik
Göteborg, Sverige 2018
Kurskod EENX20, 15hp

© DAVID NISSAN, MORVARID MOHAMMADALI, 2018

Examinator och handledare på Chalmers: Thomas Hammarström
Handledare på Göteborg Energi Nät AB: Salam Alnashi

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
SE-412 96 Göteborg
Sverige
Tfn: +46 (0)31-772 1000

Förord

Detta examensarbete har utförts under våren 2018 för Göteborg Energi Nät AB. Arbetet omfattar 15 högskolepoäng, vilket motsvarar en hel läsperiod. Arbetet är skrivet inom elektroteknikprogrammet på Chalmers tekniska högskola och är ett avslutande arbete efter tre års studier.

Vi vill tacka Göteborg Energi Nät AB för allt stöd och för att vi har fått möjligheten att utföra detta projekt. Vi vill även tacka all personal från DLC, särskilt dem som har ställt upp på intervju. Vi vill även tacka vår handledare Salam Alnashi som har gett oss mycket stöttning och fått oss att känna oss som hemma på Göteborg Energi Nät AB. Trivseln på arbetsplatsen är en viktig del av arbetet då det ökar engagemanget i projektet.

Vi vill slutligen tacka vår examinator och handledare från Chalmers, Thomas Hammarström.

David Nissan & Morvarid Mohammadali
CTH Sverige, Göteborg
Juni 2018

Sammanfattning

Göteborg Energi Nät AB är det ledande bolaget inom eldistribution för Göteborg. De agerar även som projektgivare för det här arbetet vars mål och vision är en förbättrad leveranssäkerhet. Projektet syftar därför till att ta fram användbar information om avbrottsstatistiken som ska hjälpa utveckla deras verksamhet. I detta ingår att kolla på leveranssäkerheten, som talar om hur väl el överförs till kund utan avbrott, för att sedan undersöka hur effektiv avbrottshanteringen är på bolaget. Med hjälp av uträkningar av diverse nyckeltal har det varit möjligt att ta fram hur effektiva Göteborg Energi Nät AB är som eldistributör. Statistiken som är analyserad i projektet är hämtad från år 2015-2017.

Bolaget behöver veta var och hur de ska fördela sina resurser för att optimera effektiviteten i bolaget och göra investeringar eller reinvesteringar där det råder försämrad kvalitet. Resultatet som projektet har åstadkommit är tänkt att agera som underlag för detta. Förslagen har berört de drabbade delarna av nätet som då påverkat statistiken negativt, men även berört den interna utvecklingen?

En litteraturstudie har genomförts parallellt under projekts gång. Arbetet inkluderar resultat från diverse intervjuer med driftledaringenjörer samt observationer av avbrotts- hanteringsprocessen och felsökningsprocessen på projektavdelningen.

Analysen visar GENAB hur viktigt det är med nyckeltal och dess betydelse för leveranssäkerhet. Därför baserades projektets förslag på utveckling som medför en förbättringar på nyckeltalen, vilket leder till en högre leveranssäkerhet.

Vidare rekommenderas att ytterligare studier gällande nyckeltal och dess påverkan på leveranssäkerhet studeras.

Nyckelord: Leveranssäkerhet, avbrottshanteringsprocess, driftledaringenjör, felsökningsprocess

Abstract

Gothenburg Energy Network AB (GENAB) is the leading electricity distribution company for the city of Gothenburg. They are also the benefactors of this research, which has the goal and vision of increasing the reliability of electrical delivery. The project, therefore, aims to provide useful information about the interruption statistics that will help develop their (GENAB's) business. The breadth of this project includes looking at the security of electrical distribution by analyzing how well electricity is transferred to a customer without interruptions, and then investigate how effective interruption management is at the company. With the help of calculating various key performance indicators, it has been possible to find out how efficient Gothenburg Energy Net AB is as an electricity distributor. The statistics analyzed in the project are taken from the years 2015-2017.

The company needs to know where and how to allocate its resources to optimize the company's efficiency and make investments or reinvestments where there is a deterioration in quality. The outcome of the project is supposed to act as a basis for this. The proposals have been directed towards the affected parts of the network, which have had a negative impact on the statistics, but also affected the internal development.

A literature study has been conducted in parallel during the course of the project. The work includes results from various interviews with operations managers, as well as observations on the interruption management process and troubleshooting process at the project department.

The analysis shows GENAB the importance of key performance indicators and their importance for delivery reliability. Therefore, the project's proposals were based on developments which result in improvements in key performance indicators, leading to higher delivery reliability. Additional studies on key performance indicators and its impact on delivery safety are highly recommended.

Keyword: Delivery Security, Interrupt Management Process, Operational Engineer, Troubleshooting Process

Ordlista

SAIDI:	System Average Interruption Duration Index
SAIFI:	System Average Interruption Frequency Index
DLC:	Drift Lednings Central
DLI:	Driftledaringenjör
GENAB:	Göteborg Energi Nät AB
Ei:	Energimarknadsinspektionen
K-station:	Kopplingsstation
MTTR:	Mean Time To Repair
MTBF:	Mean Time Between Failure
T:	Täthet
Fj:	Fjärr
SCADA:	Supervisory Control And Data Acquisition
NIS:	Network Information System (dpPower Module)
PiB:	Projektledare i beredskap
MKA:	Avdelning för marknadskundservice på Göteborg Energi

Innehåll

Bakgrund.....	9
Problembeskrivning.....	9
Syfte.....	10
Målsättning	10
Avgränsningar	10
GENABs elnätsstruktur	11
GENABs kundtäthet.....	17
Energimarknadsinspektionen	21
Leveranssäkerhet.....	21
Leveranssäkerhetsindikatorer	22
SAIDI och SAIFI för hela nätet samt SAIDI per K-station	23
Avbrott.....	28
Definition och olika typer av avbrott.....	28
Avbrottsersättning.....	29
Orsaker till avbrott	30
Avbrottshantering.....	32
Intervju med DLI.....	36
Genomsnittlig tid mellan avbrott (MTBF)	38
Genomsnittlig tid för reparation av avbrott (MTTR)	38
Diskussion och resultat.....	40
Slutsats.....	42
Resurser	44
Referenslista.....	45
Bilagor	47

Bakgrund

Det finns idag en mängd olika elbolag som är i behov av relevant avbrottsstatistik och nyckeltal som visar hur bra leveranskvalité de har på eldistributionen. På grund av otydliga kravspecifikationer blir kvalitén på statistiken många gånger undermålig och det råder stor osäkerhet angående vad som ingår i de olika nyckeltalen. Med detta blir även leveranskvalitén och leveranssäkerheten försämrade. GENAB är ett av bolagen som strävar efter bästa möjliga leveranskvalité till sina kunder. Bolaget har ca 262 000 abonnenter [1] och därför behöver leveranskvalitén vara på högsta möjliga nivå, då det inte får vara elavbrott hos kund i mer än 24 timmar enligt ellagen. Redan efter 12 timmar ska kunden ha rätt till ersättning för strömavbrottet [2].

Problembeskrivning

GENAB strävar efter god leveranssäkerhet. För att bibehålla detta behöver resurser fördelas på rätt sätt och investeringar göras på de områden där det råder försämrade leveranssäkerhet. Uppdraget går ut på att analysera avbrottsstatistiken och räkna ut de bestämda nyckeltalen för de tre senaste åren (2015–2017). Under detta arbete kommer följande punkter undersökas:

- Hur lång har den genomsnittliga tiden varit mellan avbrott under dessa tre år och hur lång genomsnittlig tid mellan avbrott kan accepteras inom ramen för nyckeltalet MTBF?
- Hur lång har den genomsnittliga tiden varit för reparation under dessa tre år och hur lång genomsnittlig tid för reparation kan accepteras inom ramen för nyckeltalet MTTR?

För att GENAB ska få en mer korrekt bild av sitt nät ska följande punkter undersökas med hjälp av driftscheman, kartor, avbrottsstatistik och liknande informationskällor:

- Var i elnätet har det uppkommit flest fel under dessa tre år?
- Vilken typ av fel är de mest frekventa vid avbrott?
- Hur hanteringen av avbrott sker samt var de svaga punkter på nätet finns.

Syfte

Arbete med effektivisering och utveckling sker pågående inom bolagets ramar då kraven blir allt striktare för eldistributionen. Därför har hög kvalitet för leverans av el till kund uppmärksammas mer. Som elkraft- och elektroingenjör är detta ett passande huvudområde att arbeta inom då goda kunskaper inom ämnet existerar i förväg. Projektets syfte är därför att hjälpa GENAB undersöka vilka åtgärder bolaget kan vidta för att förbättra leveranssäkerhet och kvalitet ur ett elektroingenjörsperspektiv.

Målsättning

Målsättningen är satt utifrån energimarknadsinspektionens (Ei) krav och även satt för att gynna GENAB i sin verksamhet vilket innebär att:

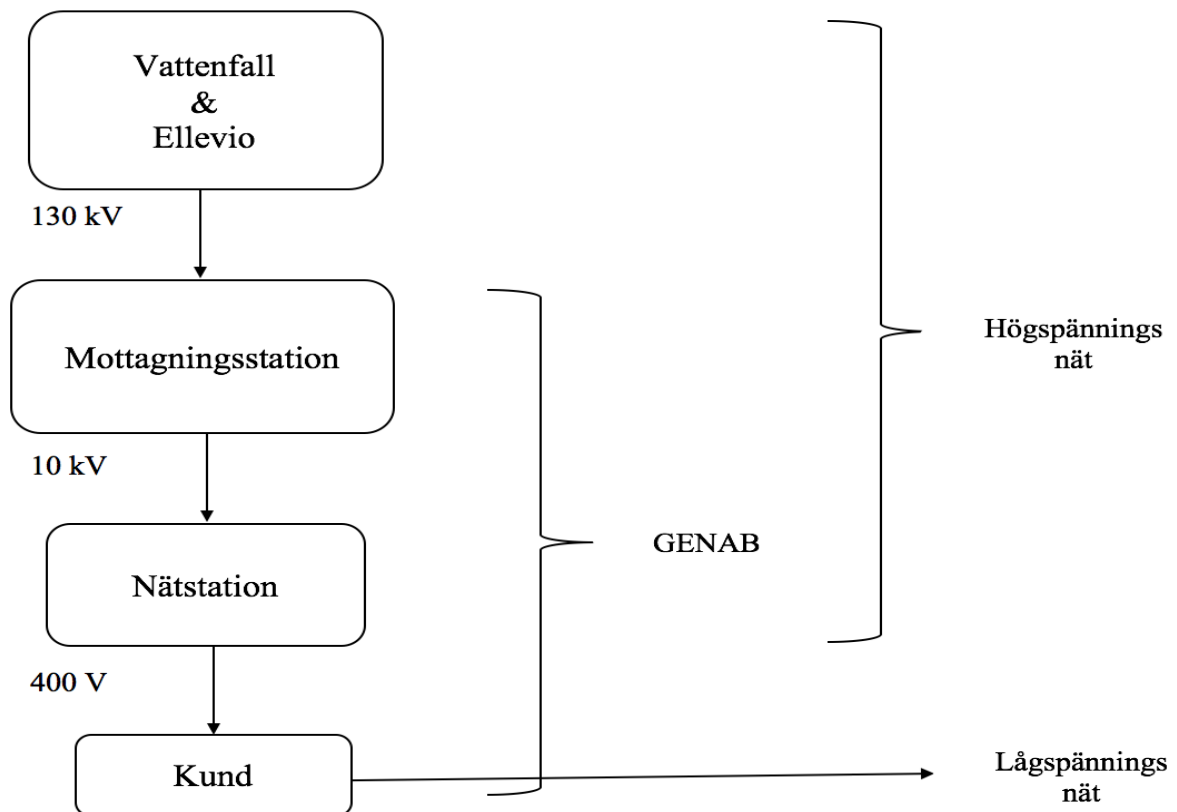
- Nyckeltal beräknas fram med hjälp av analys från avbrottsstatistiken.
- Avbrottshantering; syftar mest på hur ett ärende hanteras på GENAB, samt hur relationen är mellan leveranssäkerhet och avbrottshantering.
- Med hjälp av avbrottsstatistik och nyckeltal ska det tas fram vilka K-stationer som är mest drabbade i Göteborg.
- Ta fram förslag till GENAB kring vilka åtgärder som kan vidtas på dessa stationer för att uppnå en förbättrad leveranssäkerhet och även ge förslag på hur bolaget kan utvecklas internt.
- Komplettera gamla kartor på elnätet samt uppdatera dokument med ny information.

Avgränsningar

Arbetet kommer enbart att beröra statistik från GENABs geografiska område. Åtgärdsplaner som tas fram kommer endast att gälla för Göteborgsområdet. Den in- hämtade statistiken kommer att inkludera störningar på högspänningsnätet för åren 2015-2017. Högspänningsnätet avser här spänningar över 10 kV och i den här studien ligger fokus på högspänningssidan som är en koppling mellan stamnät och lokalnät.

GENABs elnätsstruktur

GENAB äger och driver elnätsdistribution i Göteborg. Bolagets nät är anslutet till det större 130 kV-regionnätet vilket ägs av Vattenfall och Ellevio (se figur 1), där nio (9) matningspunkter ägs av Vattenfall och en (1) station av Ellevio [3].

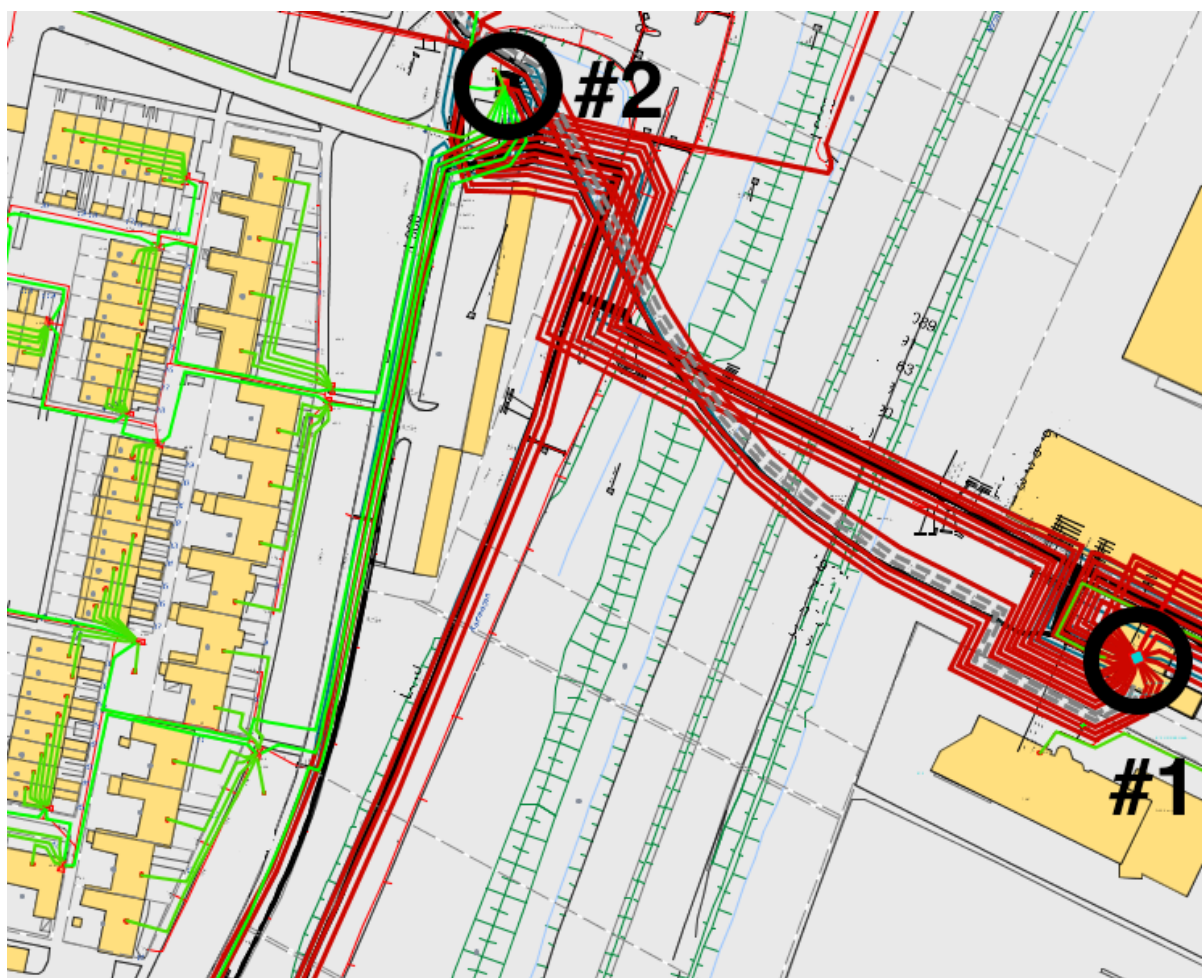


Figur 1: GENABs elnätsstruktur.

Elnätsdistributionen är uppbyggd på tre olika spänningsnivåer vilka inkluderar:

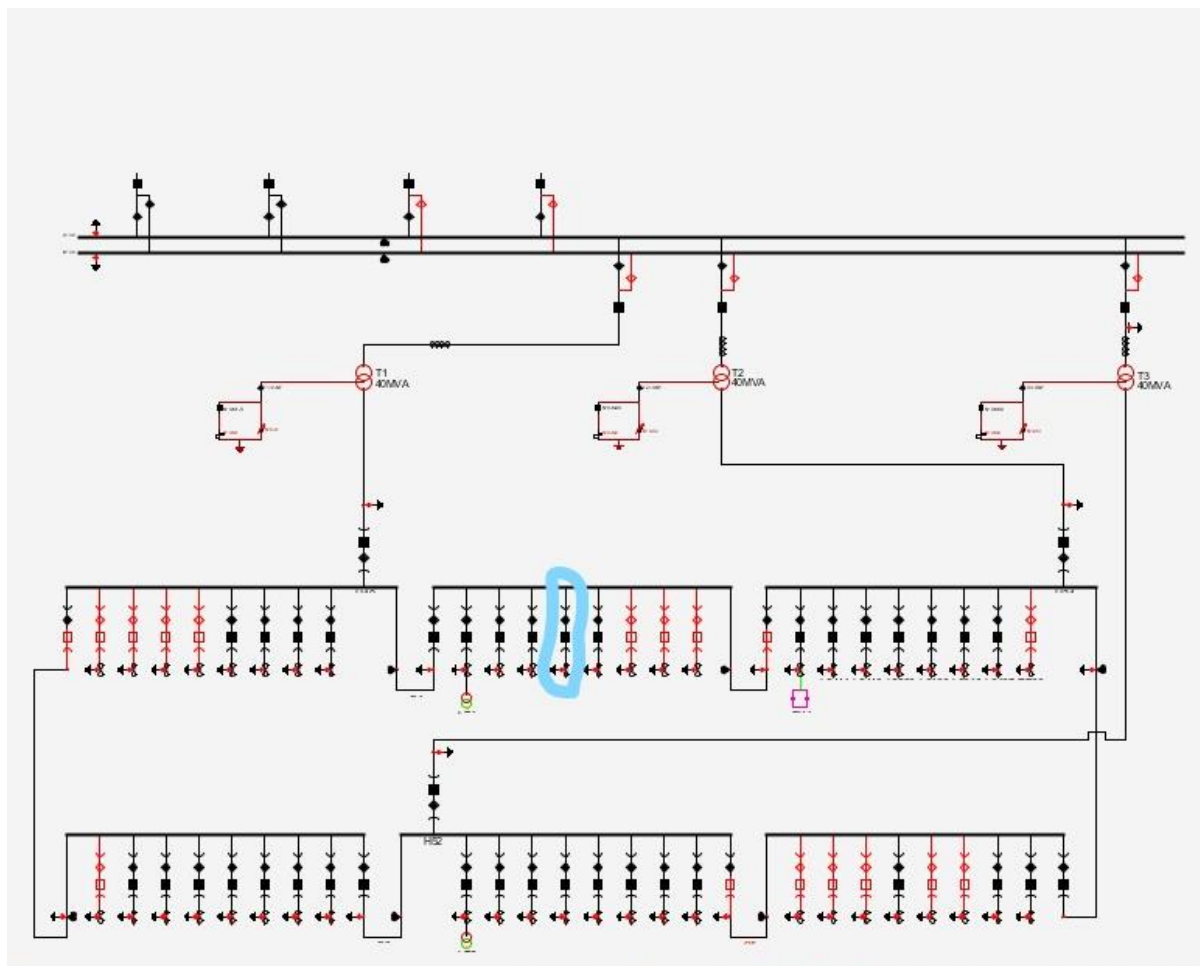
- 130 kV-nätet, vilket matar 21 K-stationer på högspänningsnätet.
- I K-stationen transformeras 130 kV till 10 kV som distribueras vidare till en nätstation.
- 130 kV-kablar som länkas K-stationer som ägd av GENAB.
- 10 kV-nätet mellanspänningsnät (mellan nätstationer).
- 0.4 kV-nätet, även kallat för lågspänningsnätet (mellan nätstationer och kunder).

I Figur 2 visas en K-station, nätstation och anknutna kunder. K-stationen matar flera nätstationer, men på bilden visas bara en 10 kV-koppling till en nätstation. K-stationen matas med 130 kV ledning (svart kabel). Nätstationen förses med 10 kV från K-stationen via de röda kablarna. Vidare från nätstationen matas kunderna via 400V gröna kablar.



Figur 2: K-stationen (#1). Nätstationen (#2). Figuren är hämtad från dpPower.

I Figur 3 visas ett exempel på hur en typisk K-station är uppbyggd. Genom att klicka sig in på det blåmarkerade hamnar man på en mer detaljerad vy, se Figur 4.



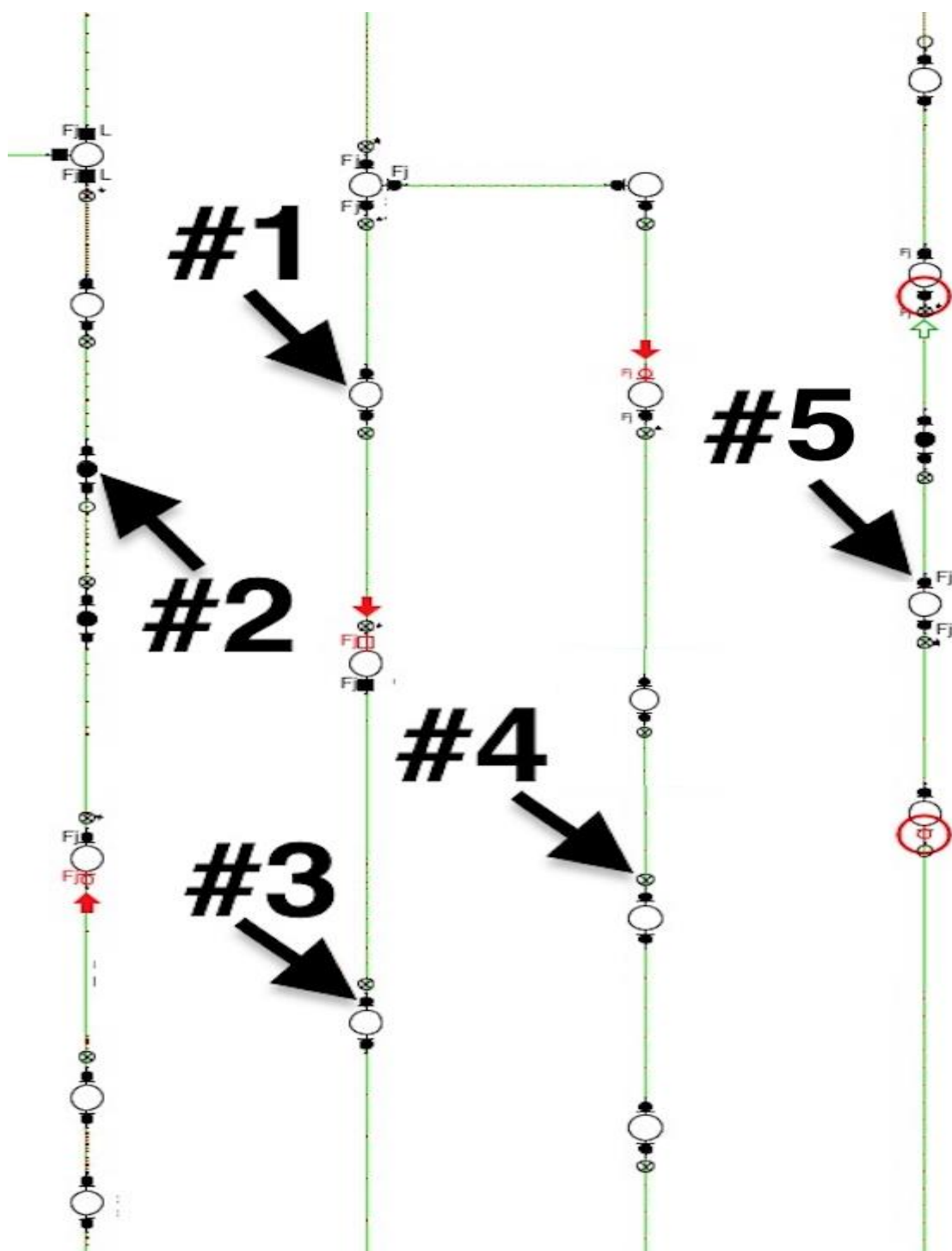
Figur 3: Figuren är hämtad från dpPower.

Det finns tre krafttransformatorer i stationen som matas av 130 kV-nätet och de är:

- 40 MVA
- 130/10 kV/kV transformator
- 10 kV nät med 6 sektioner där varje sektion är utrustad med ca 8 brytare.

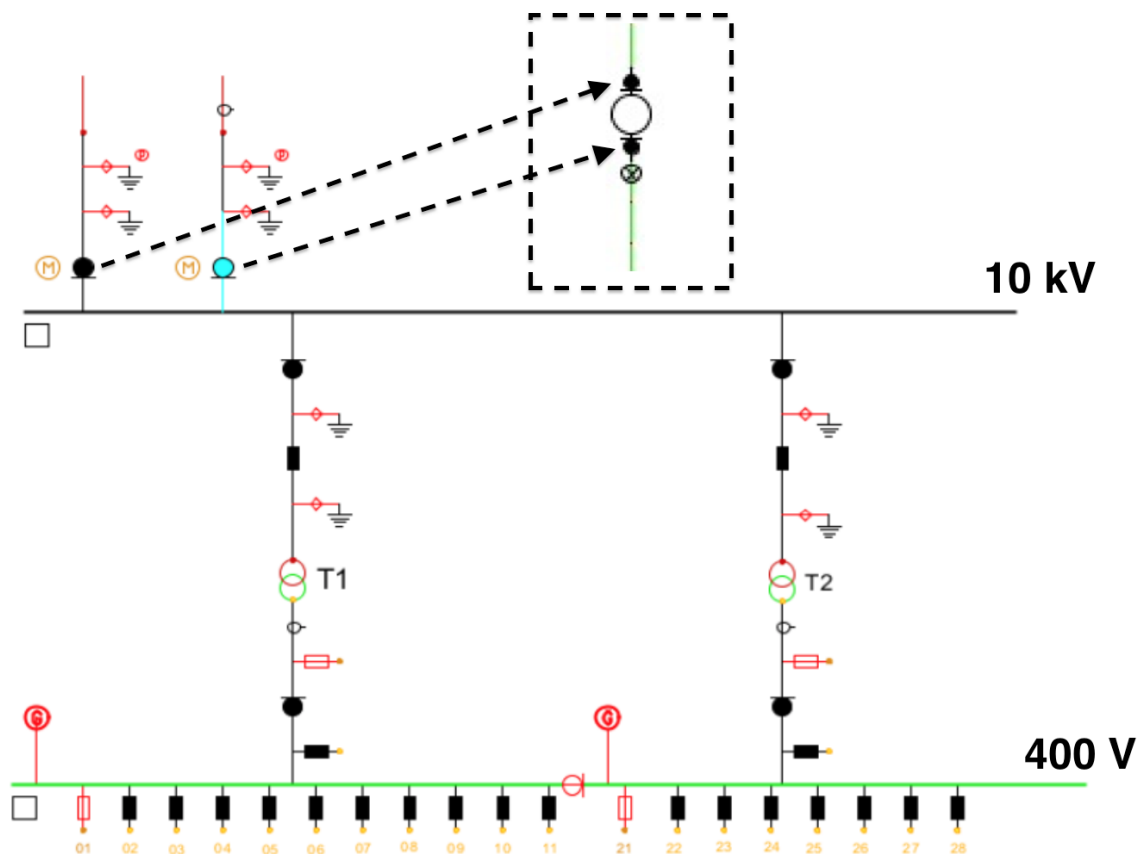
Samtliga nätstationer är antingen utrustade med två lastfrånskiljare och en eller två effektbrytare eller med en lastfrånskiljare med säkring. Vid fel på nätet finns det möjlighet att fjärrstyra nätet direkt från driftcentralen. Där kan man manuellt styra lastfrånskiljare för att begränsa störningen. Detta medför enklare hantering av avbrottet.

Figuren nedan visar en tydligare vy på de olika slingorna och allt anknutet till dem.



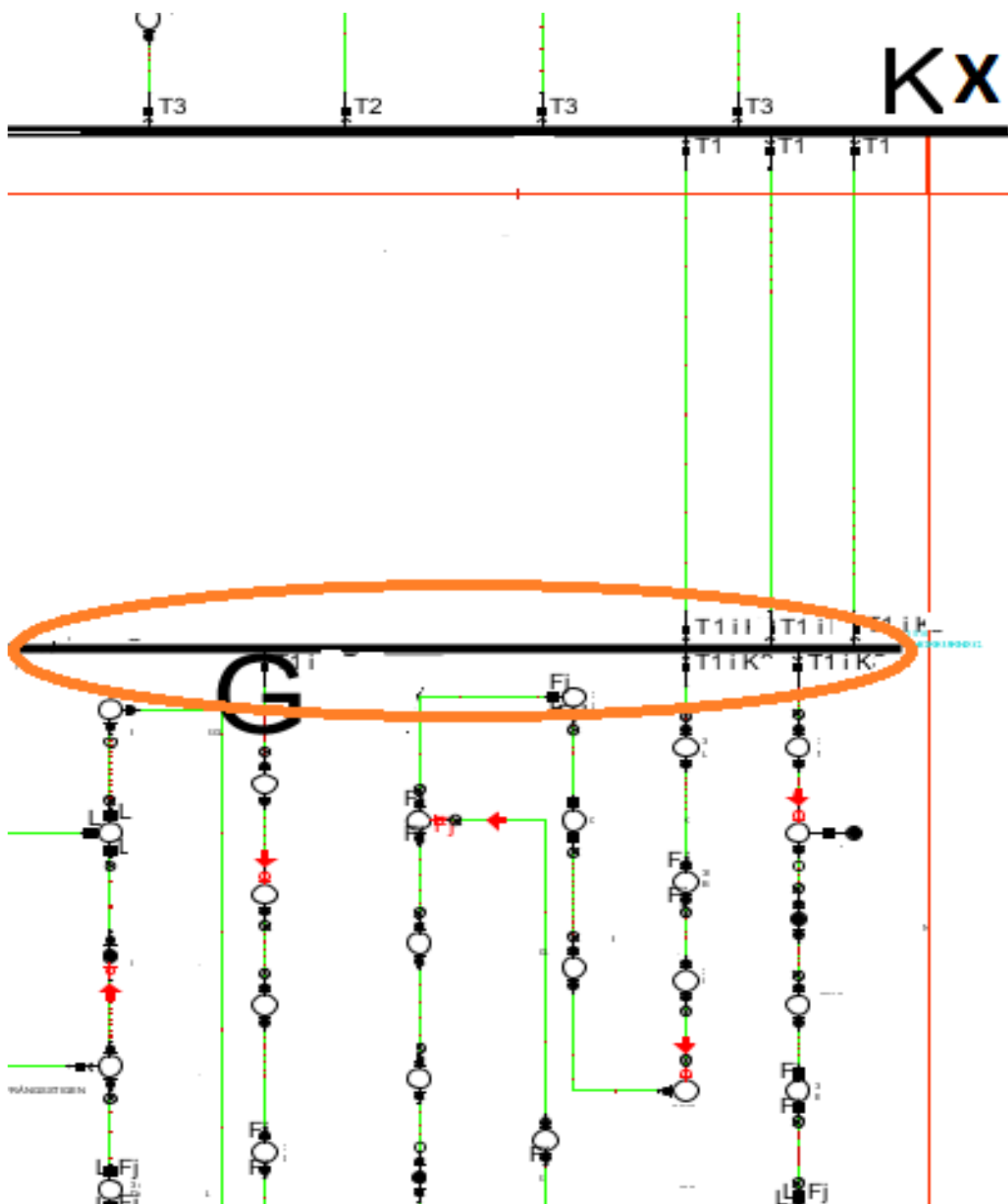
Figur 4: Nätstationer (#1). Kundnätstationer (10 kV) (#2). Lastfrånskiljare (#3). Indikeringsutrustningar (#4). "Fj" (#5), möjlighet att fjärrstyra från DLC. Figuren är hämtad från dpPower.

I Figur 5 visas en detaljerad vy av en typisk nätstation som är utrustad med två transformatorer (T1 & T2) som transformerar ner en inmatning på 10 kV till 400 V som vidare går till kund. På 10 kV skenan finns det två lastfrånskiljare som kan frånskilja nätstationen från en av de utgående ledningarna till nätet.



Figur 5: Figuren är hämtad från dpPower.

Figuren nedan visar en hur en fördelningsstation (10 kV-10 kV) ser ut på driftschemat (orangemarkerat) som DLI arbetar med. Kx motsvarar en K-station. Fördelen med att använda en fördelningsstation är möjligheten att minska längden på de kraftkablar som matar nätstationer.



Figur 6: Figuren är hämtad från dpPower.

Brytare:

- Används i högspännings- och lågspänningsnät för att undvika höga strömmar vid kortslutningstillfällen samt bryta och sluta en elektrisk krets vid exempelvis underhållsarbete eller en uppkommande ljusbåge. [4]

Lastfrånskiljare:

- För användning av lägre spänningar (12–52 kV) används en lastfrånskiljare istället för en brytare, vilket är en frånskiljare som kompletteras med en enkel form av brytkammare. Lastfrånskiljare bryter inte vid kortslutningsströmmar utan klarar endast att bryta strömmen som är mindre än dess märkström. [5]

Frånskiljare:

- Används för att underlätta vid underhållsarbete, förändringar i drifanläggningar och isolering av kraftutrustningen från nätet. Dessutom används det som en synlig frånskiljning och manövreras därför vid lägre strömmar. Den placeras ofta innan brytaren från den matande sidan, men om matningen sker från båda håll placeras den från båda sidor. [6]

Överliggande nät:

- Inmatningspunkter till GENABs nät består av:
 - 9 st. inmatningar från Vattenfall
 - 1 st. inmatning från Ellevio

GENABs kundtäthet

I Sverige finns cirka 160 elnätsföretag som överför el till konsumenter på lokal nivå. De tre största företagen äger hälften av lokalnäten och matar ungefär 50 procent av elnätskunderna [7]. Energimarknadsinspektionen grupperar lokalnätsföretag med avseende på antal kunder, ägandeform och geografi. Denna klassificering kallas för kundtäthet, T [7]. Kundtäthet definieras som antal kunder delat med ledningslängd och är viktigt att ta hänsyn till. Detta då ett elnät med varierande kundtäthet har olika förutsättningar gällande leveranssäkerhet.

Tabell 1: Tabellen visar antalet kunder för respektive elnätbolag och hur långa ledningskablar de har i km. Källa: Ei[7]

Elnätsföretag	Antal kunder	Ledningslängd [km]
Ellevio	890 000	60 000
E.ON Elnät Sverige	1 000 000	120 000
Vattenfall Eldistribution	860 000	110 000
Göteborgs Energi AB	261 563[1]	7 161[8]

$$T = \frac{\text{Antal kunder i nätet}}{\text{Sammanlagda ledningslängd i km}} \text{ [kunder/km]} \quad [1]$$

Ekvation 1: Ekvation visar hur kundtätthet beräknas. Källa: Ei [7].

GENABs täthet i nätet 2017:

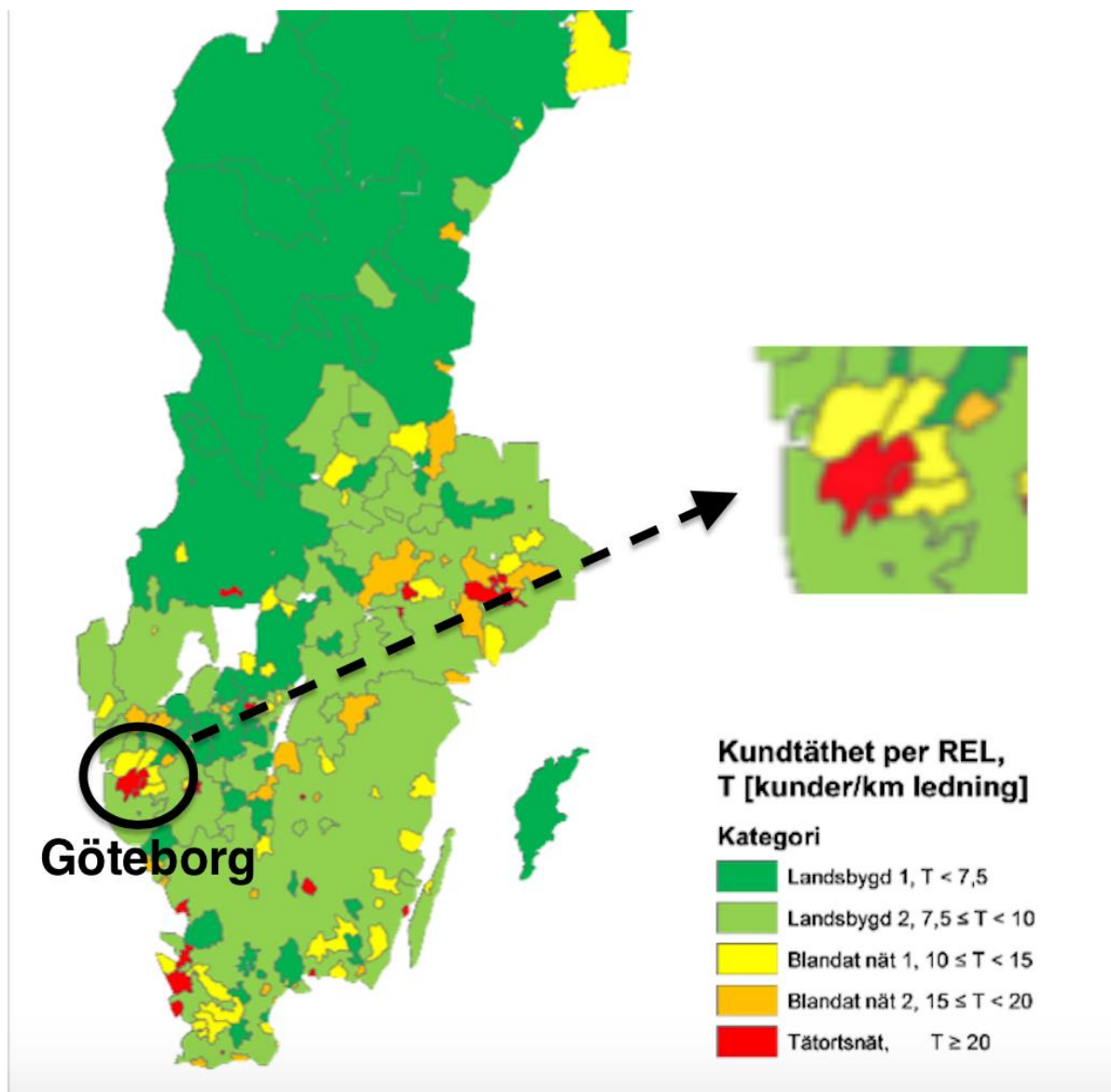
- Sammanlagda ledningslängden i km: 7161 km[8]
- Antal kunder i nätet - tätortsområde: 256403[1]
- Antal kunder i nätet - landsbygd: 5160[1]

Beräkningar på tätortsområde och landsbygd med hjälp av Ekvation 1.

$$T_{\text{tätortsområde}} = \frac{256403}{7161} = 35,80 \text{ [kunder/km]}$$

$$T_{\text{landsbygd}} = \frac{5150}{7161} = 0,72 \text{ [kunder/km]}$$

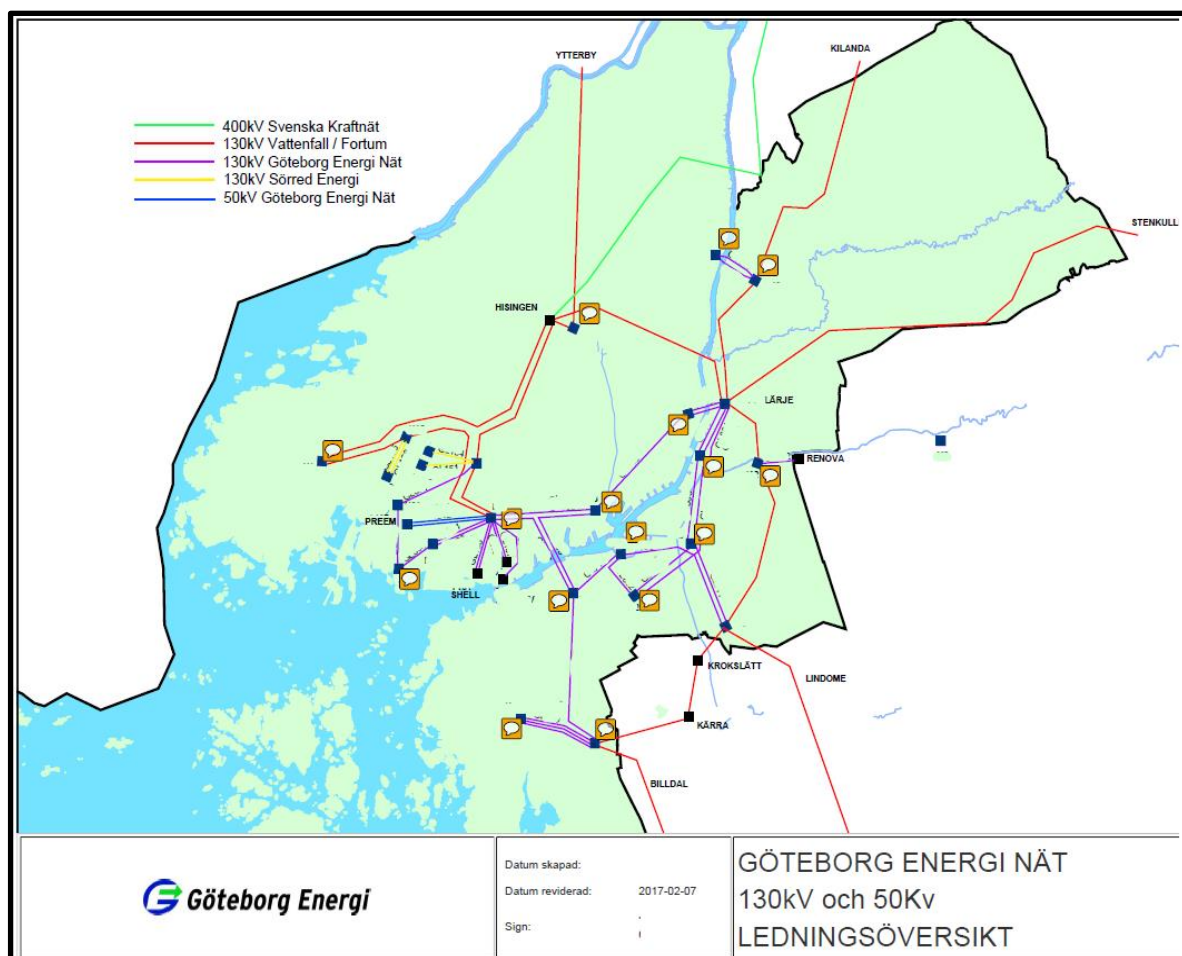
Kartan nedan (Figur 7) visar Sveriges geografiska yta där kundtätheten, T , är graderad ($T < 7,5$ till $T > 20$ [kunder/km]) för ledningskablar. Respektive värde motsvarar en färgkulör på figuren nedan. Göteborg tillhör både 20+ och 10–15 på täthetsskalan beroende på hur centralt beräkningarna görs.



Figur 7: Kartan är hämtad från Ei årsrapport 2016[7].

Karta över K-stationer

Kartan nedan ger oss en mer detaljerad vy över var Göteborg Energi har sina olika K-stationer placerade i Göteborg. Tillsammans med Figur 7 syns det att områden där kundtätheten är mellan T [10–15] finns det enbart få K-stationer placerade (se Figur 8), medan områden där kundtätheten är större än 20 medför det att det finns betydligt fler stationer.



Figur 8: Geografisk karta på Göteborg där GENAB har sina K-stationer placerade. Källa: [9].

Energimarknadsinspektionen

Ei är en tillsynsmyndighet för el-, naturgas- och fjärrvärmemarknaden [7]. Deras huvuduppgift är att kontrollera elnätsföretagens elleverans genom årlig rapportering från elnätsbolagen.

I de rapporter som skickas till Ei framgår det hur många avbrott samt hur långa elavbrott elnätsföretagen haft i sitt nät under det gångna året. Dessa rapporter ger en övergripande bild för hur den nuvarande situation ser ut och vilka tydliga brister på elnätet som finns med avseende på leveranssäkerhet. Analysen som görs i den här rapporten är avsedd för att förbättra leveranssäkerheten. Detta sker bland annat genom att ställa olika krav på hantering av avbrott och att företaget följer regelverken från Ei.

Leveranssäkerhet

Enligt Ei:s leveranssäkerhetsföreskrifter för ett så kallat godnät gäller följande: Överföringen av el är av god kvalitet när antalet oaviserade långa avbrott per kalenderår inte överstiger tre (3) stycken i anläggningspunkten. Om avbrotten överstiger elva (11) stycken är överföringen inte av god kvalitet [7]. Leveranssäkerhet talar om hur bra eldistributionen är till kund. Det påverkar samhället på två olika sätt, direkt- och indirekt kostnad. Den direkta kostnaden inkluderar viktigare kunder som är särskilt känsliga för långa eller korta avbrott, exempelvis industri. Medan indirekt kostnad är svårt att värdera och skapar missnöje hos kund. För att analysera leveranssäkerheten för ett enskilt elnät använder Ei etablerade kvalitetsindikatorer på kundnivå som ett verktyg. För att elnätsföretag ska uppnå sina mål för eldistributionen och ha en god leveranssäkerhet behöver följande tre steg bestämda av Ei följas [7]:

1. Minimikrav

- Ett elavbrott får inte vara längre än 24 timmar.
- Maximalt antal avbrott som får förekomma per anläggningspunkt får inte överstiga 11 avbrott per år.
- Utökade funktionskrav för högre lastnivåer.
- Trädsäkringar för ledningar med stor betydelse är ett krav från Ei och kan innebära två saker. Antingen att oisolerade luftledningars ersätts med markledningar, eller att säkra luftledningarna från trädfall genom att ta bort träd som utgör en risk för närliggande ledningar [10].

2. Incitament

- Elnätsföretagens leveranssäkerhet påverkar storleken på företagets intäktsram.
- På kundnivå finns möjligheten för kunden att få skadestånd eller avbrottsersättning vid längre avbrott än 12 timmar.

3. Information

- Rapport om leveranssäkerheten i elnäten.
- Publicering av statistik över elnätsföretagens avbrott.

Leveranssäkerhetsindikatorer

Analyser som görs på systemets leveranssäkerhet utnyttjar informationen från nedan nämnda indikatorer. Det ger en bild på hur nätet uppför sig och var det uppstår problem. Dessa indikatorer är på kundnivå vilket gör analysen mer precis och noggrann för vidare analys av avbrotten inom ett enskilt elnätsföretag.

Vid hög SAIDI innebär det att kunden har hög avbrottstid vilket bland annat orsakas av att avbrottshanteringen tar lång tid. SAIFI däremot berättar hur många kunder som drabbas av avbrott, vilket exempelvis kan bero på bristande kvalitet på kablar eller andra materialfel.

SAIDI; *System Average Interruption Duration Index* [7].

SAIDI ger medelvärdet av avbrottstiden som en kund upplever under ett år. Det räknas ut enligt:

$$SAIDI = \frac{\text{Avbrottstid i minuter för långa avbrott}}{\text{Antal kunder}} [\text{min/kund/år}] \quad [2]$$

Ekvation 2: Ekvation visar hur SAIDI beräknas. Källa; Ei [7]

SAIFI; *System Average Interruption Frequency Index* [7].

SAIFI ger information om hur ofta kunden upplever ett avbrott under ett år. Det räknas ut enligt:

$$SAIFI = \frac{\text{Antal långa avbrott}}{\text{Antal kunder}} [\%] \quad [3]$$

Ekvation 3: Ekvation visar hur SAIFI beräknas. Källa; Ei [7].

SAIDI och SAIFI för hela nätet samt SAIDI per K-station

SAIDI och SAIFI är två viktiga nyckeltal för elnätbolagen då dessa värden visar hur väl eldistributionen fungerar och hur bra bolagets leveranssäkerhet är.

Det här projektet har bland annat analyserat den avbrottsstatistik som GENAB varit ansvariga för. Med hjälp av historik från tidigare oaviserade avbrott har nyckeltalen SAIDI och SAIFI räknats ut.

Dessa nyckeltal har räknats fram för två fall. Det ena fallet är för enskilda K-stationer med avseende på alla kunder på nätet (261 563 kunder). Det andra fallet tittar enbart på antalet kunder som är anknutna till respektive station (ex. K20 = 21 895 kunder år 2017).

Efter genomförd analys på avbrottsstatistiken har det beslutats att följande K-stationer ska genomgå en vidare undersökning: K20, K12 och K8. Anledningen till att dessa specifika stationer valts ut är eftersom de har störst påverkan på nyckeltalen SAIDI och SAIFI. Värdena för dessa översteg det totala medelvärdet för år 2017, vilket innebär att medelvärdet kommer minska betydligt vid förbättring av dessa stationer i år.

Samband mellan SAIDI och SAIFI

Tabell 2: Antalet anknutna kunder till K13 samt antal kunder som matas från respektive transformator i K-stationerna. Statistiken är hämtad från dpPower.

K – Station	Trafo	Antal kunder
EH. K13	T1	1876
	T2	1198
		3074

Beräkningar på enskilda stationer ger en mer detaljerad analys för hur frekventa och långvariga avbrott kunderna upplever (se diagram nedan). Ett exempel är K13 som har det högsta värdet på SAIDI år 2017, vilket uppmättes till 51 minuter [min/kund/år] avbrott som en kund upplever. I samband med ett högt värde på SAIFI som motsvarar 158 [%] (med avseende på K13 kunder), visar undersökningen att anknutna kunder till K13 upplever många och långa avbrott jämfört med resterande kunder på nätet. Observera att station K13 enbart matar cirka 3100 (se tabell 2) av 260000 kunder från hela nätet, vilket motsvarar 1.2%. En förbättring på K-stationen skulle dock inte påverka nyckeltalen tillräckligt mycket för att sänka medelvärde för hela nätet då andelen kunder endast utgör en liten del. Därmed har K-stationer med fler anknutna kunder en större påverkan på statistiken. När SAIDI och SAIFI för K13 jämförs med hela nätet visar det att dessa värden är under det totala medelvärdet, trots att de var höga när beräkningar gjordes

med avseende på anknutna kunder till stationen. Därför kommer undersökningen inte analysera vidare på station K13 och stationer av samma karaktär.

SAIDI och SAIFI är två indikatorer som är beroende av varandra. Ju högre värde SAIFI har desto viktigare blir det att avbrotten hanteras fort då en liten ökning i SAIDI kan ge ett stort utslag på resultatet om SAIFI är stort. Exempelvis om 500 kunder är strömlösa under 2 minuter resulterar det att totala avbrottet blir 1000 minuter ($500 \cdot 2$). Skulle avbrottet skulle istället ske under 3 minuter resulterar det att avbrottet blir totalt 1500 minuter ($500 \cdot 3$). Och detsamma gäller om SAIFI skulle öka till exempelvis 750 strömlösa kunder.

SAIDI per K-station

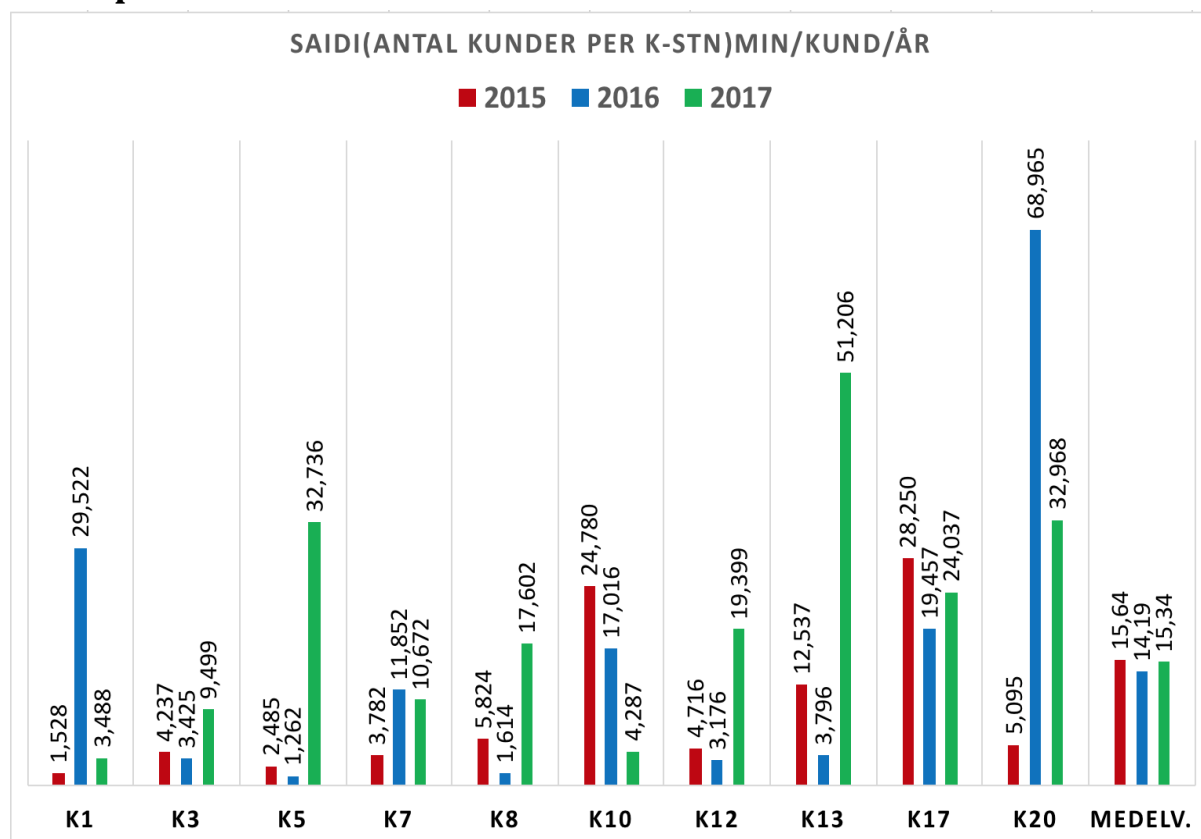


Diagram 1: Antal minuter avbrott per kund för respektive år. Statistiken är baserad på antalet anknutna kunder för respektive K-station.

OBS! Diagrammen 1–3 inkluderar inte ALLA K-stationer, utan enbart de stationer som projektet anser ha ett tillräckligt betydande värde för SAIDI och SAIFI. Medelvärde är beräknat på ALLA K-stationer.

SAIDI för K20-station: Varje kund på K20 upplevde cirka 5 minuter avbrott under år 2015. År 2016 låg värdet istället på cirka 69 minuter, vilket är väldigt högt SAIDI. År 2017 minskas värdet vilket gjorde att avbrottstiden hamnade på cirka 33 min. Detta är

fortfarande långt över medelvärde som i snitt ligger på cirka 15 [min/kund/år]. Därför ska avbrotten analyseras vidare och förslag på förbättring ska presenteras. Detta sker under nästa kapitel (avbrott) i rapporten och i rapportens avslutande delar under diskussion och resultat.

SAIDI för K12-station: År 2015 och 2016 hade SAIDI ett lågt värde som motsvarade 5 och 3 [min/kund/år]. År 2017 ökade SAIDI till 19.4 [min/kund/år], vilket överskred medelvärde. Även här ska avbrotten analyseras och undersökning göras.

SAIDI för K8-station: Viktigt att notera för åren 2015 och 2016 är att SAIDI var väldigt lågt med avseende på antal kunder för K-stationen, speciellt år 2016 med endast 1.6 [min/kund/år]. År 2017 ökades det till 17.6 [min/kund/år]. Värdet avviker dock minst från medelvärde jämfört med de två andra K-stationerna. Anledningen till att stationen har blivit utvald att genomgå en vidare undersökning är eftersom den erhåller en stor kundkrets vilket medför stor påverkan på SAIDI. Detta kommer förklaras mer utförligt under avsnitt "SAIDI för hela nätet".

SAIDI för hela nätet

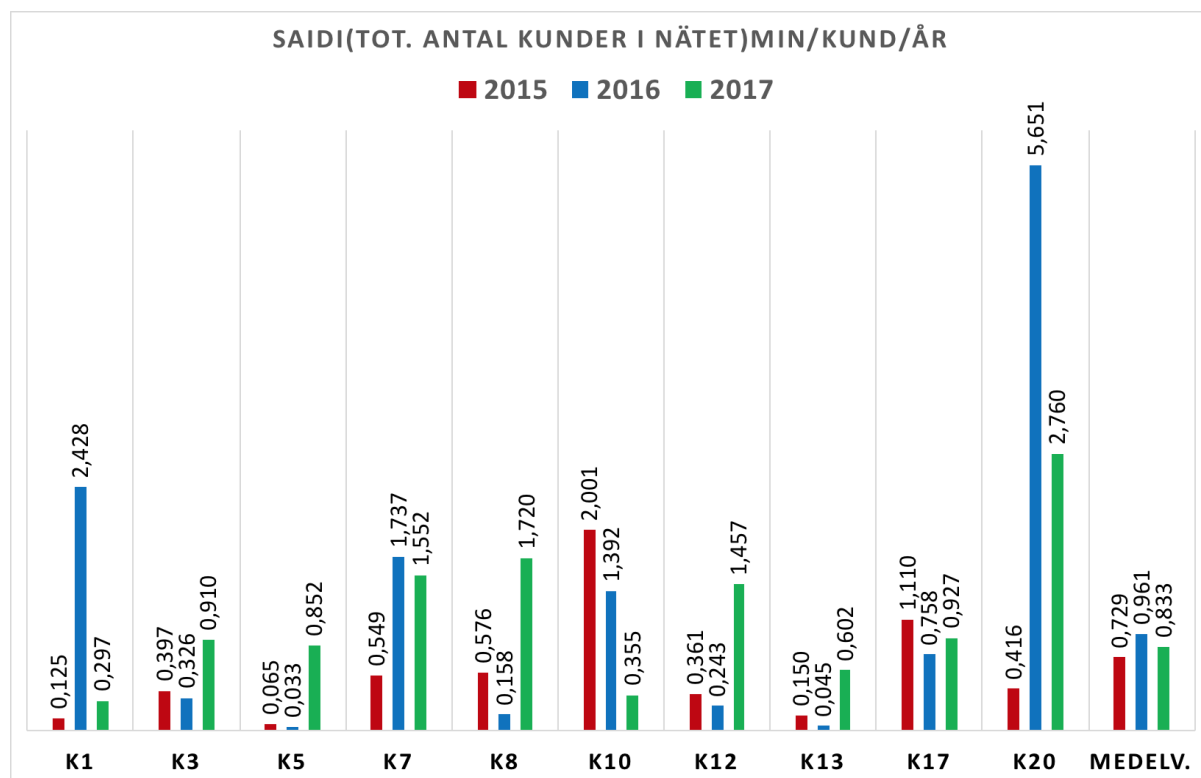


Diagram 2: Antal minuter avbrott per kund för respektive år. Statistiken är baserad på antal anknutna kunder till nätet (261 563).

Tabell 3: Antal anknutna kunder till K20 samt antal kunder som matas från respektive transformator i K-stationerna. Statistiken är hämtad från dpPower.

K – Station	Trafo	Antal kunder
EH. K20	T1	6717
	T2	5123
	T3	10055
		21895

SAIDI för hela nätet rörande K20: En jämförelse mellan SAIDI för K20 och K13 görs för år 2017. Den visar att K20 har bättre värden som enskild K-station med avseende på antal kunder för respektive K-station (cirka 33 [min/kund/år]) jämfört med K13 som har ett värde på SAIDI som motsvarar cirka 51 [min/kund/år] (diagram 1). Men ändå påverkar K20 nyckeltalet SAIDI (2.7 [min/kund/år]) mycket mer jämfört med SAIDI för K13 (0,6 [min/kund/år]) med avseende på antal kunder på hela nätet. Det medför att projektet behöver prioritera arbetet på K-stationer med stora kundkretsar för att kunna förbättra nyckeltalen avsevärt då dessa utgör en stor del av nätet.

Analys av K12 för SAIDI med avseende på hela nätet

Tabell 4: Antal anknutna kunder till K12 samt antal kunder som matas från respektive transformator i K-stationerna. Statistiken är hämtad från dpPower.

K – Station	Trafo	Antal kunder
EH. K12	T1	4708
	T2	14842
	T3	95
		19645

SAIDI för hela nätet rörande K12: År 2015 var SAIDI med avseende på alla kunder på nätet cirka 0.36 [min/kund/år]. År 2016 var värdet lägre, 0.24 [min/kund/år]. År 2017 skedde dock en ökning på SAIDI som resulterade i ett värde på 1.5 [min/kund/år], vilket är högre än medelvärdet för år 2017 (0.8 [min/kund/år]).

Analys av K8 för SAIDI med avseende på hela nätet

Tabell 5: Antal anknutna kunder till K8 samt antal kunder som matas från respektive transformator i K-stationerna. Statistiken är hämtad från dpPower.

K – Station	Trafo	Antal kunder
EH. K8	T1	7765
	T2	8945
	T3	8846
		25556

SAIDI för hela nätet rörande K8: År 2015 var SAIDI med avseende på alla kunder på nätet cirka 0.57 [min/kund/år]. Värdet var år 2016 lägre, 0.16 [min/kund/år]. Men år 2017 skedde en ökning på SAIDI som resulterade i ett värde på 1.72 [min/kund/år], vilket är högre än medelvärdet för år 2017 (0.8 [min/kund/år]).

SAIFI hela nätet

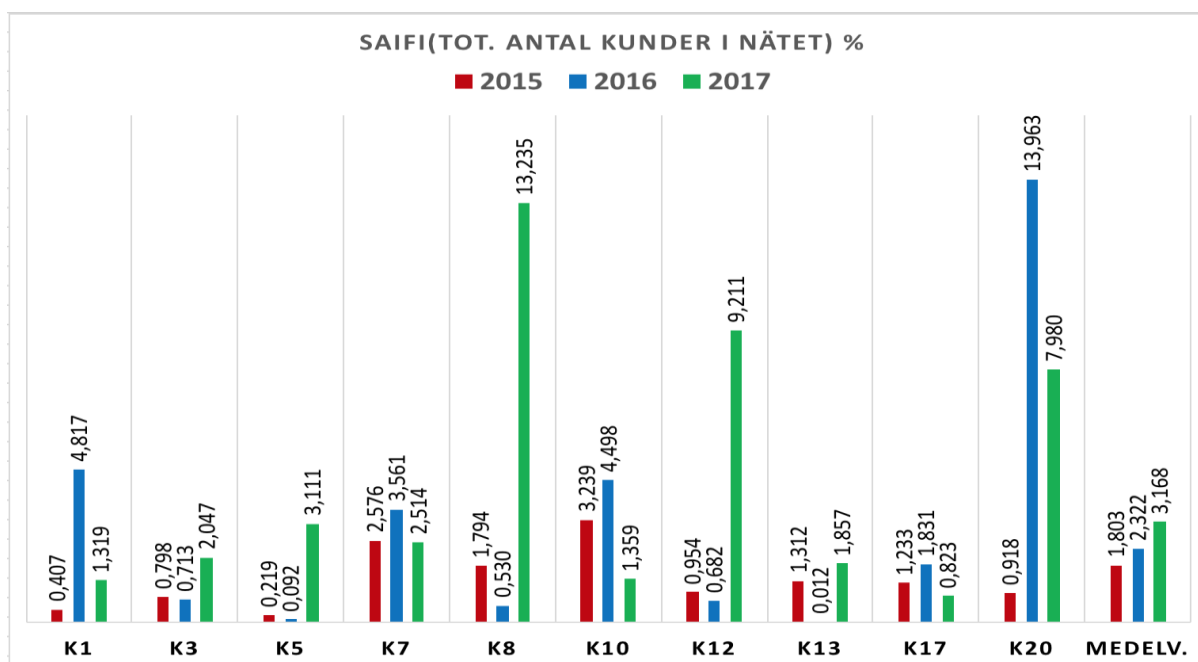


Diagram 3: Antal drabbade kunder per K-station i procent [%] jämfört med det totala antalet kunder i nätet.

Analys av K20 för SAIFI

År 2015 upplevde cirka 2600 kunder anslutna till K20 minst ett avbrott, vilket är cirka 1% av det totala antalet kunder på nätet (se Diagram 3). Då många problem inträffade år 2016 ökade det värdet till 14 [%], vilket är 13 [%] ökning i procentenheter. År 2017 minskade SAIFI och hamnade på 8 [%], vilket fortfarande är högre än medelvärdet (3,2 [%]) för det året. Detta innebär att det behövs en förbättring på stationen.

Analys av K12 för SAIFI

Åren 2015 och 2016 låg SAIFI på under 1 [%]. År 2017 ökade värdet till 9.2 [%]. Medelvärde för SAIFI var cirka 3 [%] år 2017 och för den här stationen har värdet tredubblats, och därför behövs det en förbättring på stationen.

Analys av K8 för SAIFI

År 2015 låg SAIFI under 2 [%] och 2016 var det cirka 0.5 [%]. Med tanke på antalet kunder kopplade till stationen är det imponerande siffror. År 2017 ökade dock SAIFI till 13.2 [%], vilket är den högsta procentsatsen undersökningen har under år 2017 för alla K-stationer på nätet.

Avbrott

Begreppet avbrott inom elbranschen kan ses som ett kort- eller långsiktigt tillstånd där elöverföring saknas. Området där spänningen saknas är ett givet område som alltid ska ha god leveranssäkerhet. Vid strömavbrott på nätet kan det innebära att enskilda hus, byggnader eller städer kan gå strömlösa beroende på hur allvarligt skadan är skedd på nätet [11].

Definition och olika typer av avbrott

Avbrotts definition

Tillstånd när anläggnings- eller gränspunkten är elektriskt fränkopplad i en eller flera faser, vilket innebär att det är fel på överföringen av el [12].

Aviserade avbrott

Ett aviserat avbrott är ett planerat avbrott där företaget har planerat ett underhåll på ett specifikt område. Kunderna inom det området som blir drabbade, informeras av elnätsföretaget att underhåll kommer utföras och att de kommer vara strömlösa under en bestämd tidsperiod. Dessa avbrott är inte inkluderade i avbrottsstatistiken och inte heller i rapportens nyckeltal då det inte räknas som störningar på nätet.

Oaviserade avbrott

En annan typ av avbrott är oaviserade avbrott och är vad elnätsföretagen kallar för störningar. Kunden som blir drabbad saknar information om detta då det inte har planerats i förväg, utan blir informerade strax efter avbrottets påbörjan. Det försämrar bolagets statistik för leveranssäkerhet och därför måste hantering av avbrottet prioriteras för att minska direkta och indirekta kostnader [7].

Då elnätsföretagen även har stora kunder, i form av fabriker och sjukhuset, är det ännu viktigare att avbrottet hanteras snabbt eftersom det kan leda till stora problem för kunden.

Som tidigare beskrivet i projektrapporten, sker undersökningen endast på avbrotten som klassas som störningar på högspänningsnätet. Anledningen till att undersökningen enbart kommer att se över högspänningsnätet är eftersom den delen av nätet matar större delar av Göteborg och inkluderar nästan alla kunder.

Korta och långa avbrott

Utöver kategoriseringen av aviserade och oaviserade avbrott, finns det ytterligare en till där man kan dela upp avbrott i korta eller långa avbrott. Dessa avbrott ger rapporten en mer detaljerad syn och underlättar analyser på nätet. De berör kunder på nätet och påverkar bland annat storleken på nyckeltalet SAIDI.

Kort avbrott

Ett avbrott som är längre än 100 millisekunder upp till och med tre minuter klassificeras som ett kort avbrott [7].

Långt avbrott

Ett avbrott som däremot är längre än tre minuter klassas som ett långt avbrott [7]. Det finns lagar och regler som bestämmer hur det ska hanteras beroende på hur långt det överskrider dessa tre minuter. Bland annat har Ei bestämt att ersättning ska betalas ut till drabbad kund efter att varit strömlös i 12h i sträck [2].

I statistiken för avbrott, inkluderar man hela tidsförloppet från att första avbrottet inträffat till att sista kund på det drabbade nätet återigen fått spänningen tillbaka. Det som fås är en genomsnittlig tid på avbrottet för varje drabbad kund då vissa kunder får tillbaka spänningen innan de andra på linjen. En kund kan uppleva upprepande avbrott under en två timmarperiod. Det räknas därför som ett gemensamt avbrott och adderas ihop.

Avbrottsersättning

Avbrottsersättning är ett skadestånd som elnätsföretagen betalar ut till de kunder som drabbas av elavbrott på nätet. För att företagen ska vara skyldiga att betala ut ersättning måste strömlösheten hos kund bero på elnätsbolaget och inte kundanläggningen [13]. Kunden behöver vara strömlös i minimum 12 timmar för att ha rätt till ersättning [2]. Avbrottet måste vara ske under 12 sammanhängande timmar för att kvalificeras som ett 12-timmars avbrott för att kunden ska berättigas ersättning som då ska överföras automatiskt till kunden. Det sammanhängande avbrottet slutar att gälla då kund haft tillgång till el oavbrutet under två timmar [2].

Ersättningen beräknas beroende på vad kundens årliga nätkostnad uppgår till. Under det första dygnet återbetalas 12,5 % av den årliga nätkostnaden (se Diagram 4). Den lägsta ersättningen är 900 kronor, även om den summan inte uppnås av procentsatsen. Därefter ökar ersättningen för ju längre tid avbrottet pågår. Avbrotten räknas sedan per påbörjad dygnsperiod (24H) där ytterligare 25 procentenheter adderas, det vill säga att det utbetalas en ersättning på 37,5% av den totala årliga elkostnaden som kunden har. Ersättningen ökar med minst 900 kronor för varje period, alltså ska 37,5 % motsvara minst 1800 kronor, annars får kunden 1800 kronor som garantiersättning om beloppet understiger det värdet vilket visas i diagram 4 på nästa sida.

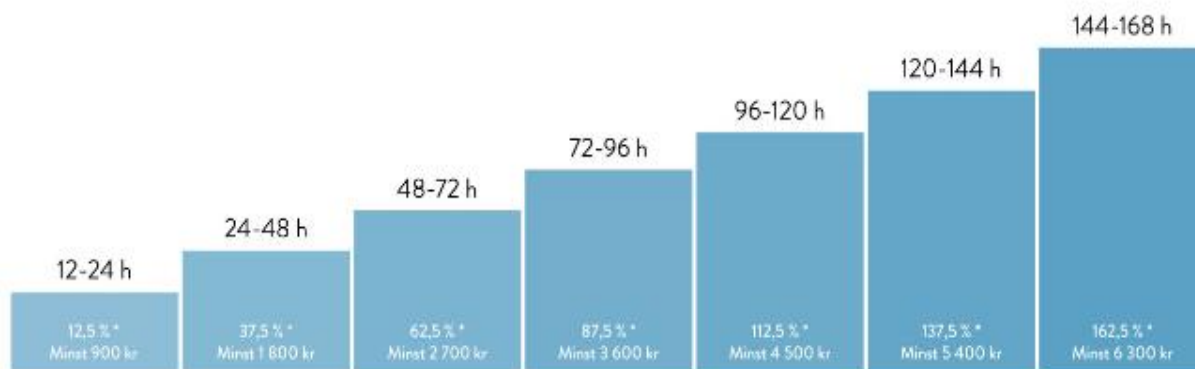


Diagram 4: Avbrottsersättningens utveckling beroende av tiden. Källa: Göteborg Energi[2].

Orsaker till avbrott

All information som presenteras under detta avsnitt har tagits fram från NIS/dpPowers historik. Syftet med undersökningen var att ta fram vad som är de mest frekventa orsakerna till att GENAB får oaviserade avbrott på sitt högspänningsnät. Undersökningen inkluderar även vilka anläggningsdelar på nätet som är mest drabbade (se Diagram 6). För att få en bra överblick och jämförelse på statistiken, studerades störningar från 2015-2017. Alla orsaker och anläggningsdelar finns inte med i diagram 5 & 6 nedan, utan projektet har enbart inkluderat de som utgör en stor del av statistiken. Studien av statistiken gav följande resultat:

ORSAKER TILL AVBROTT

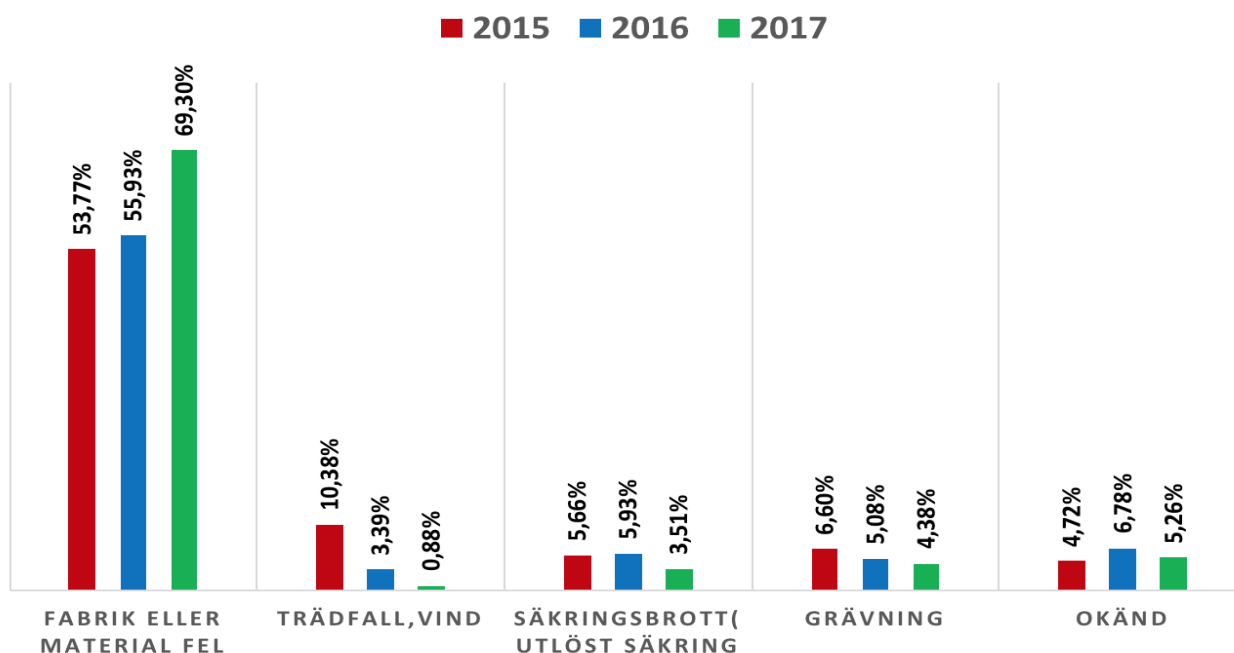


Diagram 5: Orsaker till avbrott på elnätet för respektive år uttryckt i procent [%].

ANLÄGGNINGSDEL

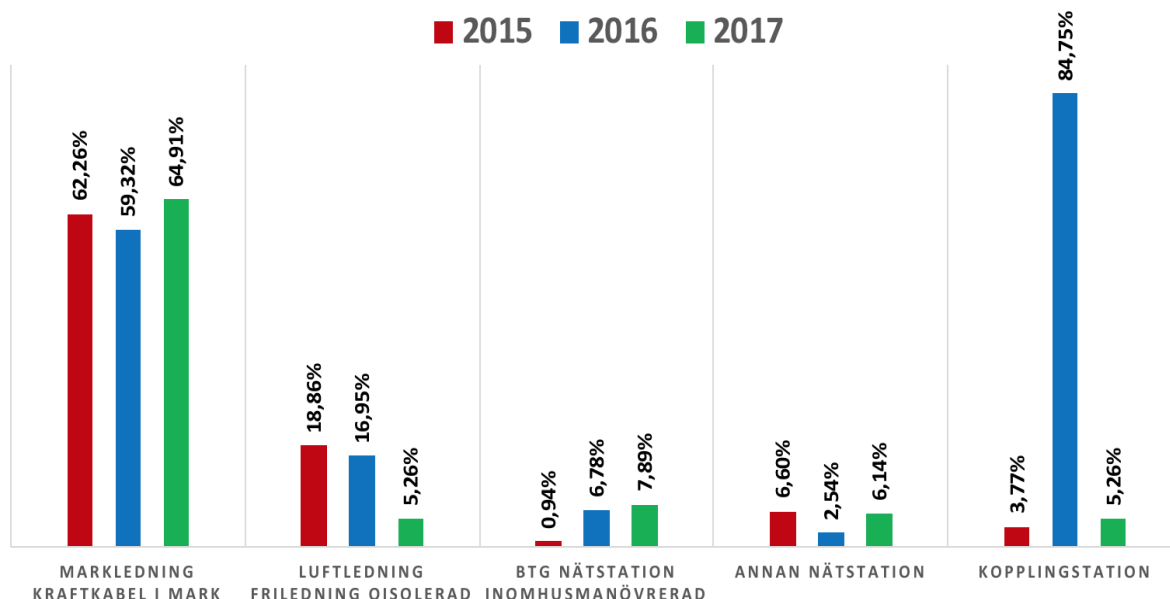


Diagram 6: Anläggningsdelar på nätet där avbrott uppstår mest för respektive år uttryckt i procent [%].

Resultatet som redovisas i tabell 6, baseras på en undersökning av totalt 338 stycken störningar på högspänningsnätet:

Tabell 6: Antal störningar (oaviserade avbrott) på nätet för respektive år.

År	Antal fel
2015	106
2016	118
2017	114

Enligt undersökningen orsakas det största antalet störningar som leder till avbrott av "fabrik eller materialfel" där medelvärdet för de tre åren (2015–2017) visar att dessa störningar motsvarar nästan 65 % av samtliga avbrott. Anläggningsdelen som blir mest drabbad är markledningar som motsvarar 60 % av det totala nätet. Enligt David Selins rapport [14] är orsaker till avbrott på komponentnivå mest framkallat av skarvar och kraftiga kablar. År 2017 fanns totalt 16 132 skarvar i GENABs nät vilket ökar risken för uppkomst av avbrott. Antalet skarvar jämfört med exempelvis antalet säkringar i nätet, som är betydligt lägre än 16 132, visar att risken för säkringsbrott blir lägre. En annan anledning till att kabelavbrott är ett vanligt problem är eftersom de inte befinner sig i en skyddad miljö. Därmed utgör kabelavbrott en större risk då den mänskliga faktorn som

exempelvis grävning och trädfällning kan påverka. Däremot sitter säkringar i en skyddad miljö, oftast i en nätstation, vilket gör att den mänskliga faktorn kan bortses och därmed minskar risk för avbrott.

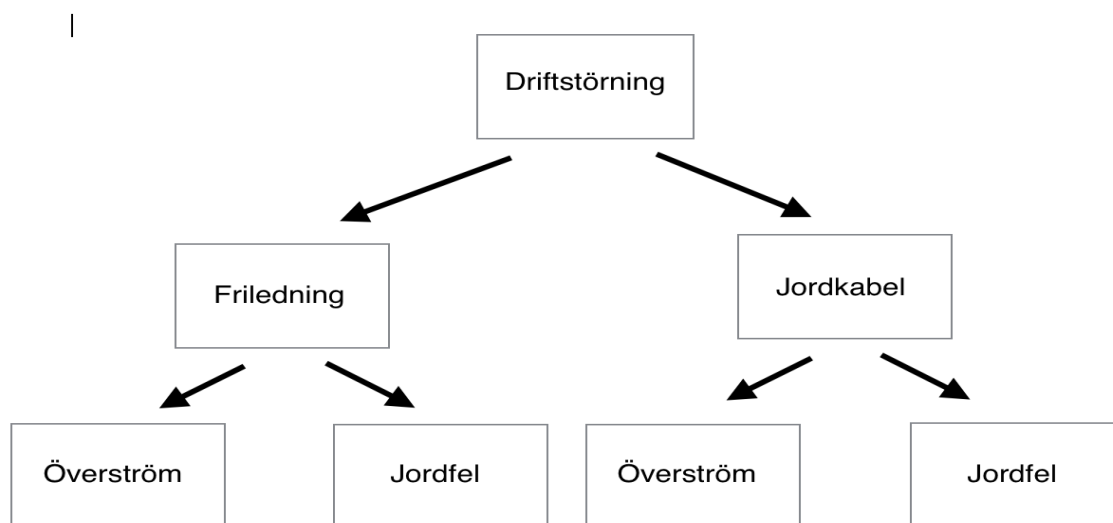
Anläggningar med luftledningar är de mest väderpåverkade på elnätet och på grund av detta har denna anläggningsdel ersatts med kraftledningskablar i mark. Genom analysering av diagram 6, kan det konstateras att antalet fel på luftledningar har minskat efter 2015. Rapporteringen av avbrott på de tre valda kopplingsstationer visar följande resultat på komponentnivå:

Tabell 7: Andelen komponentfel uttryckt i procent [%] för år 2017 för respektive K-station K20, K12 och K8.

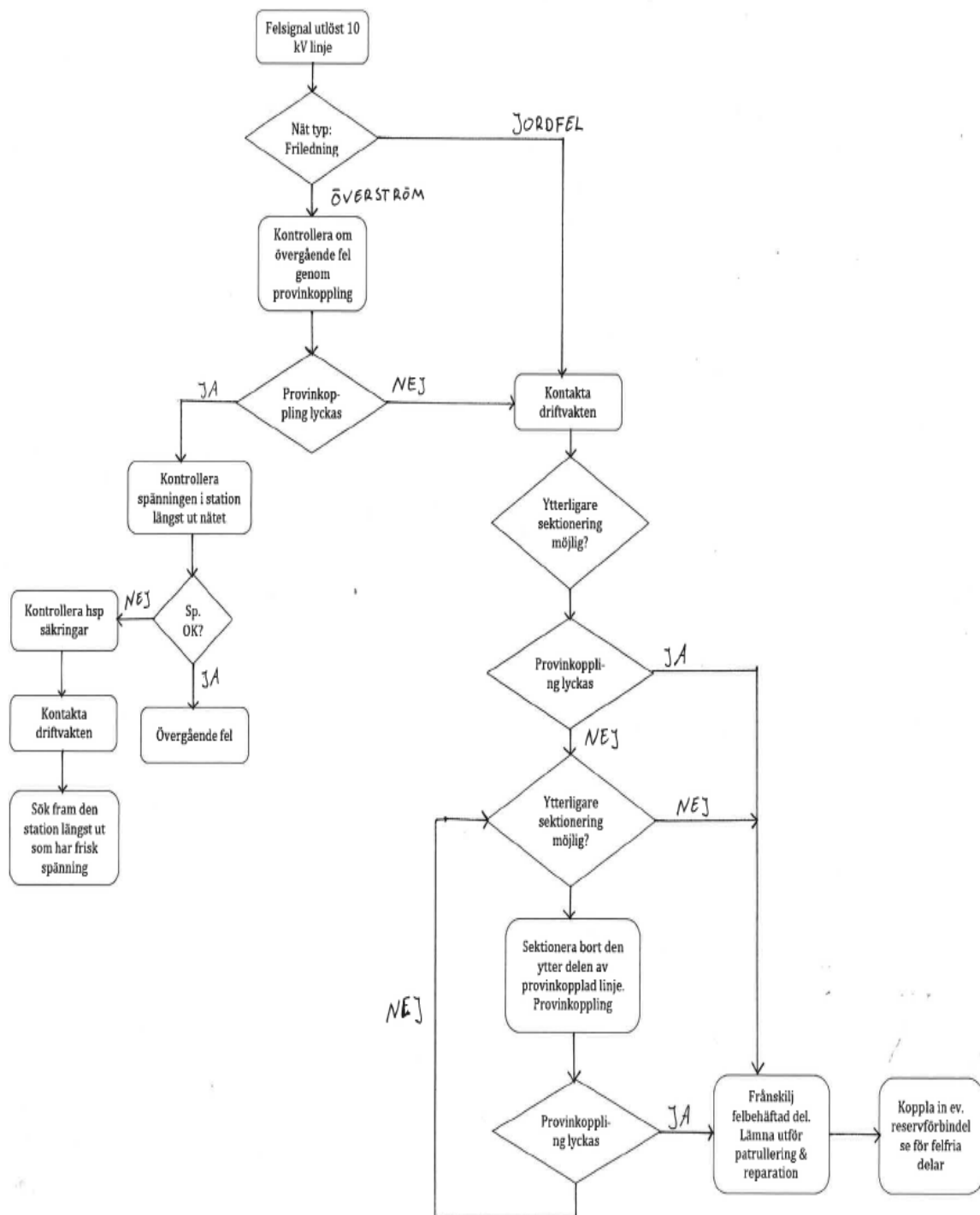
K-station	Komponentfel
K8	85 %
K12	43,4 %
K20	82,2 %

Avbrottshantering

Avbrottshanteringen i detta projekt beskriver hur GENAB hanterar oaviserade avbrott på högspänningsnätet. Processen består av olika moment som tillsammans leder till att återställa problemet som uppstått på nätet. Enligt avbrottsundersökningen ligger de flesta fel på friledning eller jordkabel där de fel som är mest relevant är överström eller jordfel (se Figur 9).



Figur 9: Driftstörningens träddiagram



Figur 10: Från figur 9, är figur 10 en mer detaljerad karta på "friledning" och dess undre grenar. Den här kartan används av DLI vid avbrottshantering.

Friledning - Överström

Inkommande felsignal visas i SCADA på driftcentralen. Signalen visar att problemet är på en friledning och orsakas av överström. När den informationen kommer in, kan man gå

vidare med avbrottshantering. En sådan incident hanteras av en driftledarenjör (DLI).

Det första steget är att utföra provinkopplingar på det påverkade området genom att testa olika sektioner på nätslingan. Den typen av testning sker genom användning av SCADA och resultatet visas samtidigt på dpPower. Om man får ett negativt resultat på provinkopplingen blir nästa steg att kontakta en driftvakt som då ska åka till det drabbade området. Processen hanteras på samma sätt som om det vore ett jordfel, vilket kommer beskrivas mer i nästa avsnitt.

Om provinkopplingen ger ett positivt resultat, övergår DLI:n till att spänningskontrollera nätslingans sista station genom att använda mätningssystemet AIMIR. Om spänningen är inom de godkända ramarna, kan det bekräftas att det inte saknas någon fas och felsökningen är färdig.

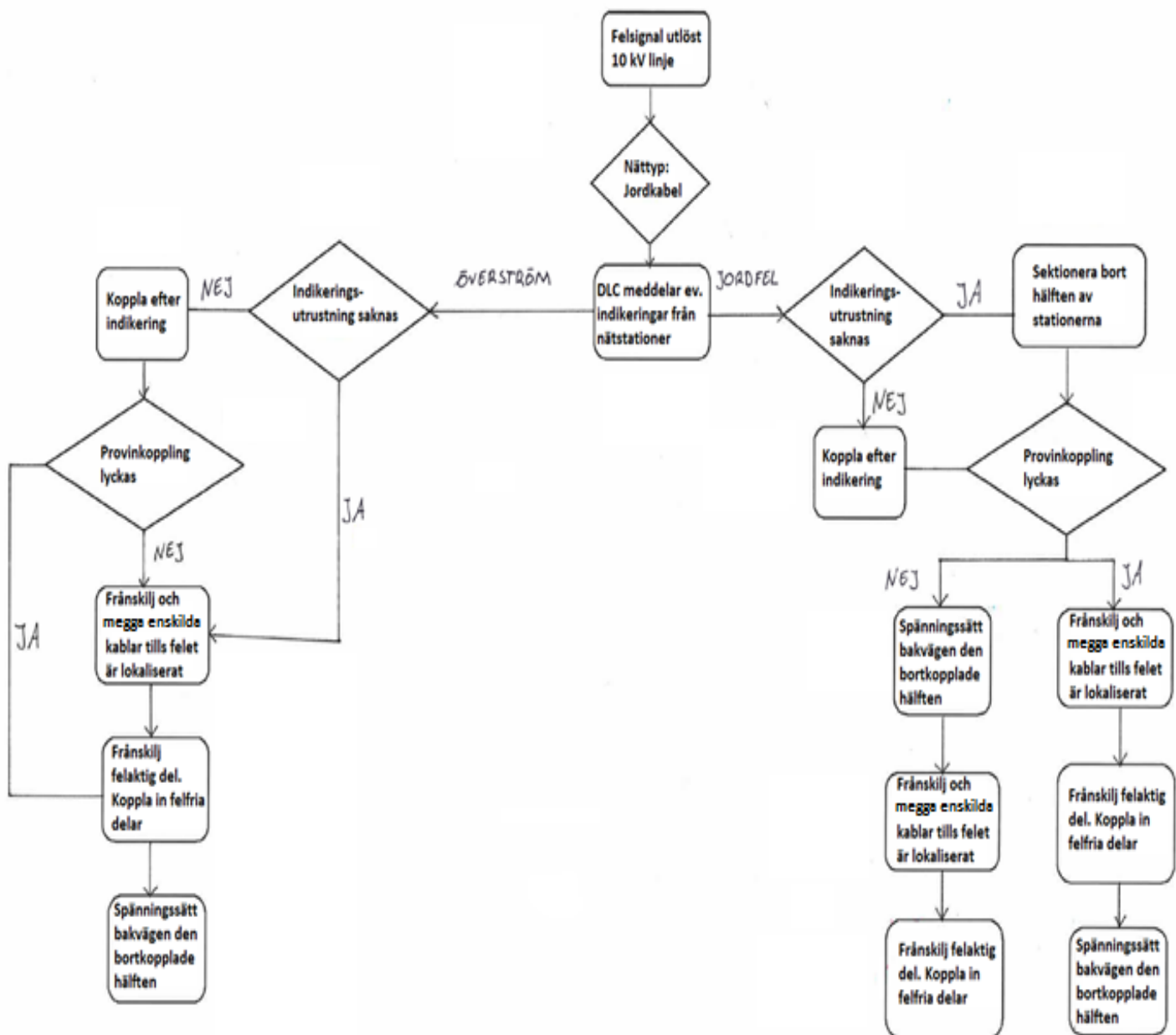
Om spänningen är utanför de godkända ramarna är nästa steg att kontrollera säkringarna på nätet genom användning av AIMIR och se om det fattas en eller flera faser på ledningen. När felet är lokaliserat kontaktas driftvakten som ska åka till plats och frilägga ledningen. Efter att sektionen är frilagd, spänningssätts det drabbade området från de närmsta fungerande stationer, vilket är en tillfällig lösning tills den skadade ledningen är återställd.

Friledning - Jordfel

Inkommande felsignal visas i SCADA på driftcentralen. Signalen visar att problemet är på en friledning och orsakas av jordfel. När den informationen kommer in, kan man gå vidare med avbrottshantering som hanteras av en DLI.

Denna typ av avbrott hanteras på samma sätt som när avbrottet orsakades av överström på friledningen och provinkopplingen gav negativt resultat.

Avbrottshantering börjar med att DLI:n kontakter driftvakten som har i uppgift att manuellt söka fram den station längst den drabbade linjen som har friskspänning. Man utför en provinkoppling efter varje möjlig sektionering på linjen. Om resultatet är negativt, utför man ytterligare en sektionering. Provinkopplingens resultat kontrolleras i SCADA och där visas bland annat om en säkring har gått eller om det finns tillgång till alla faser. Detta görs tills att det inte är möjligt att utföra ytterligare sektionering på linjen. När felet är lokaliserat frånskiljer DLI:n den felaktiga komponenten från linjen och lämnar det vidare till nästa ansvarig för reparation. DLI:n kopplar sedan in eventuella reservförbindelser för att spänningssätta drabbade kunder på linjen.



Figur 11: Från figur 9, är figur 11 en mer detaljerad karta på "jordkabel" och dess undre grenar.

Jordkabel – Överström

Inkommande felsignal visas i SCADA på driftcentralen. Signalen visar att problemet är på en jordkabel och orsakas av överström. När den informationen kommer in, kan man gå vidare med avbrottshanteringen som hanteras av en DLI.

Avbrottshanteringen börjar med att DLI meddelas om eventuella indikeringar från nätstationer i SCADA. Om indikeringsutrustning finns, kopplar DLI efter indikeringen. Där-efter sker en provinkoppling. Om resultat från provinkopplingen är positiv, frånskiljs den kabeln från linjen och DLI kopplar in felfria delar som skall ersätta det felaktiga.

Om indikering saknas eller att provinkopplingens resultat visar negativt, frånskiljer och isolationstestar personalen på DLC enskilda kablar tills felet har lokaliserats. Därefter utförs samma process som om provinkoppling lyckats.

I sista steget spänningssätter DLI de bortkopplade stationerna från andra hållet.

Jordkabel - Jordfel

Inkommande felsignal visas i SCADA på driftcentralen. Signalen visar att problemet är på en jordkabel och orsakas av jordfel. När den informationen kommer in, kan man gå vidare med avbrottshanteringen som hanteras av en DLI.

Avbrottshanteringen börjar med att DLI meddelas om eventuella felindikeringar från nätstationer i SCADA. Om indikeringsutrustning finns, kopplar DLI efter indikeringen. Därefter sker en provinkoppling. Om resultatet från provinkopplingen är positiv, frånskiljer och isolationstestar personalen på DLC enskilda kablar tills felet har lokaliserats. När det är gjort, frånskiljs de felaktiga delarna och de felfria kopplas in.

Om indikering saknas, sektionerar DLI bort hälften av stationerna och utför sedan en provinkoppling. Om provinkopplingens resultat visar negativt, spänningssätter DLI den bortkopplade hälften från andra hållet. Sedan frånskiljer och isolationstestar man enskilda kablar tills felet är lokaliserats. När det är gjort, frånskiljs de felaktiga delarna och de felfria delarna kopplas in.

Intervju med DLI

DLI sitter i driftcentralen och övervakar nätet dygnet runt via diverse bevakningssystem. Genom avläsning av fel som uppstår i SCADA, analyserar DLI:n störningen och uppskattar tidsåtgången för reparation. Sen meddelar DLI den uppskattade tidsåtgången till MKA och drabbade kunder via mail. För att lokalisera den inkommande störningen kör DLI en provinkoppling med hjälp av SCADA och dpPower från driftcentralen. Samarbetet mellan DLC och kopplingsbiträdet gör att det är möjligt att uppskatta vilken del av nätet som blivit drabbat av störningen. Efter att spänningen återställts till alla drabbade kunder, rapporterar DLI i en störningsrapport och skriver en driftorder i samband med störningen. Driftordern är en instruktion som följs vid varje störning för att åter driftsätta en trasig komponent på distributionsnätet. Driftordern som skrivs av en DLI, behöver bli godkänd av en annan DLI. DLI:n informerar sedan PiB om problemet som i sin tur tar hand om felsökningen med hjälp av en mätbuss. Mätbussens huvuduppgift är att åka till det drabbade området och ta reda på var på ledningen som problemet finns. Detta sker genom att bussen kopplar upp sig och skickar pulser på ledningen varpå ansvarig personal går ut med ljudkänslig utrustning och lyssnar efter pulsen för att identifiera var

problemet finns. Datorn på bussen visar grafer, likt ett oscilloskop, som uppger var problemet eventuellt har inträffat och hur långt bort på ledningen det är. Men för att vara säkra på att arbetet utförs på rätt sätt, går personalen ut och letar efter felet manuellt. Det kan krävas flera omgångar i det manuella sökandet för att garantera att felet är korrekt lokaliserat. Ärendet lämnas sedan vidare, efter att ha lokaliserat felet, till montören som reparerar och sätter nätet i drift igen.

Frågor som ställdes till DLI för bättre förståelse:

Dessa frågor berör störningar på högspänningsnätet:

- Hur hanterar ni en störning?
- På vilket sätt utnyttjas informationen som SCADA förser er med?
- Tar DLI hänsyn till antal drabbade kunder?
- Vilken är den viktigaste punkten för DLI vid strömavbrott?

Generellt sett hur processen hanteras på DLC:

1. Larmet om störningar kommer i SCADA och ska då tolkas på rätt sätt.
2. Efter tolkning av SCADAs information, uppskattar DLI:n en tid för reparation och mailar störningsinformationen till MKA.
3. Nästa steg är att börja provinkoppling med hjälp av SCADA och dpPower.
 - Provinkopplingen börjar med avseende på indikeringsutrustning.
 - Det är till driftledaringenjörers fördel om det finns möjlighet att manövrera vissa delar på det drabbade området fjärrstyrt. Det hjälper till att enkelt manövrera vissa brytare och lastfrånskiljare för att hantera störningen på ett smidigt sätt från DLC.
 - På de delar av nätet som saknar fjärr, måste kopplingsbiträdet åka till det drabbade området och utföra provinkopplingar.
4. En lyckad provinkoppling visar var felet är beläget. Därefter ska det jordas och blockeras.
5. Avslutningsvis skriver DLI:n en störningsrapport och skicka den vidare till PiB.

Vidare lämnas störningsrapporten till PiB för att planera en reparation angående komponenten som orsakade avbrottet så att denna blir permanent driftsatt igen.

Genomsnittlig tid mellan avbrott (MTBF)

MTBF är ett verktyg som hjälper de olika avdelningarna att förutse när fel potentiellt kan inträffa i elnätet. Det är en viktig aspekt att ha i åtanke som företag då man vill maximera leveranssäkerheten. Genom att vara beredd på potentiella avbrott, kan man reparera ledningar i förväg för att minska exempelvis SAIDI, vilken i sin tur leder till stora besparingar för elnätsbolaget.

MTBF står för Mean Time Between Failure och är den genomsnittliga tid som det tar mellan att avbrotten uppstår. Avbrotten kategoriseras i fyra grupper:

- Aviserad(planerad) på högspänningsnätet
- Oaviserad(störning) på högspänningsnätet
- Aviserad(planerad) på lågspänningsnätet
- Oaviserad(störning) på lågspänningsnätet

Tabell 8: Värdet i tabellen är antalet dagar det tar innan ett nytt avbrott uppstår, vilket är vad MTBF står för.

År	Aviserad <i>HSP</i>	Oaviserad <i>HSP</i>	Aviserad <i>LSP</i>	Oaviserad <i>LSP</i>
2015	5,214	3,443	1,197	0,578
2016	3,443	3,093	1,052	0,613
2017	3,802	3,202	0,619	0,654

Genomsnittlig tid för reparation av avbrott (MTTR)

MTTR, Mean Time To Repair, innebär den genomsnittliga tid det tar att reparera ett fel vid avbrott. Det finns olika metoder för att beräkna MTTR, där de alla medför för- och nackdelar. Metoderna används främst för att få en överblick på avbrotts- hanteringen och hur det kan effektiviseras.

Data samlas in från olika källor som dpPower, störningsrapporter och driftordrar. Störningarna är från januari 2016 till december 2017 och de inkluderas enbart om informationen är tydlig nog för att uppfatta det exakta problemet då de tydligt ska gå att referera

till. Rapporten undersökte enbart åren 2016 och 2017 eftersom arbetet annars hade varit för omfattande för den tidsperiod som fanns att tillgå. MTTR är beräknad med avseende på tiden mellan sluttid på störningen (efter att alla drabbade kunder fått elen åter) och tiden då den felaktiga komponenten åter blir driftsatt.

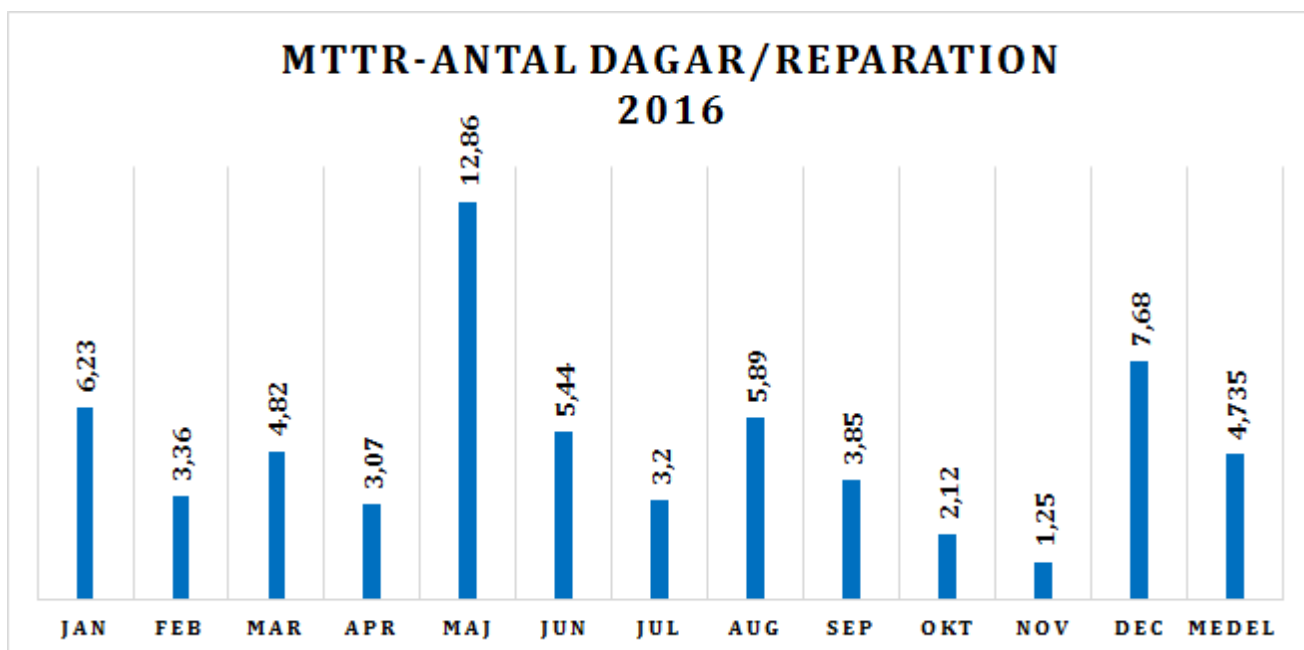


Diagram 7: Diagrammet beskriver den tid det tar att reparera en felaktig komponent för respektive månad år 2016, uttryckt i dagar.

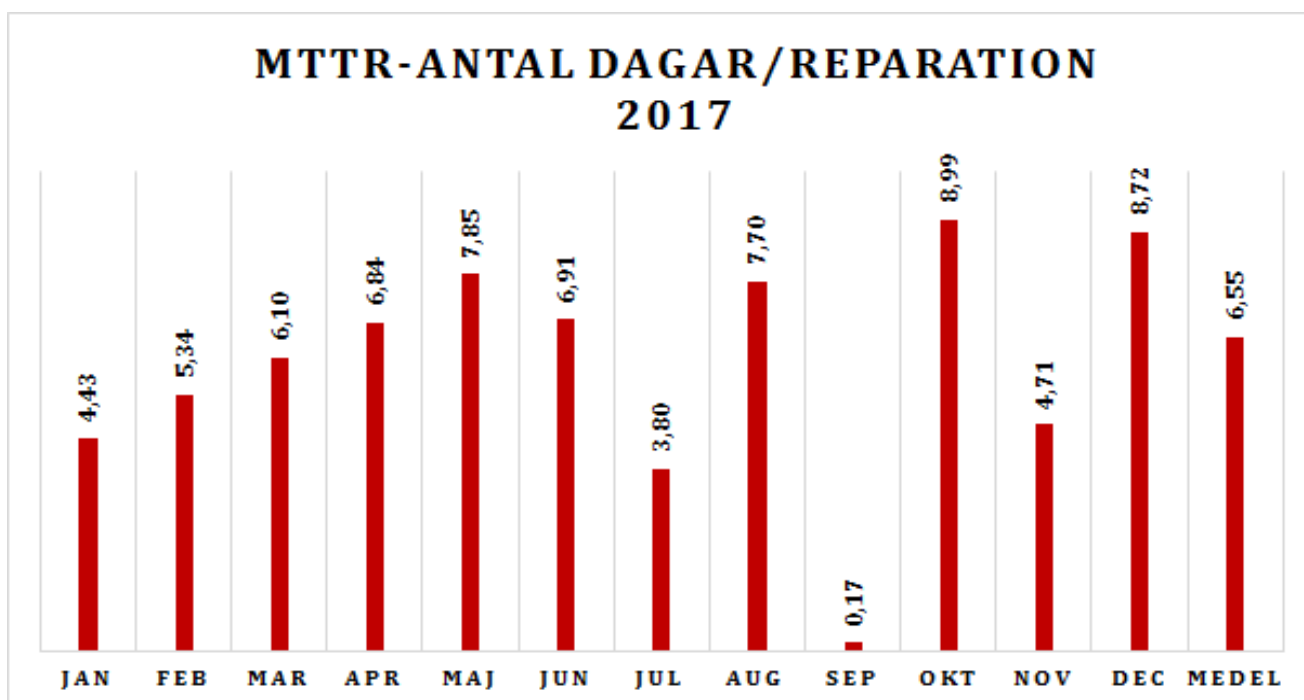


Diagram 8: Diagrammet beskriver den tid det tar att reparera en felaktig komponent för respektive månad år 2017, uttryckt i dagar.

Resultaten enligt diagrammen ovan visar att MTTR för 2016 var i genomsnitt 4,75 dagar och att MTTR för 2017 var i genomsnitt 6,55 dagar. Dessa skillnader kan delvis förklaras genom väderförhållande under dessa två år. Resultatet enligt diagram 8 visar att avbrottshanteringen tar längre tid under nästan hela 2017. Det kan tolkas som att arbetsmetoden under 2017 försämrades.

Diskussion och resultat

Studiens syfte var att ta fram de faktorer som var mest gynnsamma för elnätsbolagen och vilken betydelse de hade för leveranssäkerheten. Detta gjordes för att sedan ge förslag på förbättringar för bristerna på elnätet. Undersökningen tog hänsyn till samspelet mellan energimarknadsinspektionens (Ei) regelverk och GENABs tekniska system. Dessa regelverk från Ei hjälpte till att förbättra leveranssäkerheten på en mängd olika sätt varav vissa av dessa var sammanhängande. Ett av de större kraven berör avbrott och bestämmer diverse gränser som avgör vad som får kallas för god-/dåligt nät, vilket medför att dessa krav påverkar leveranssäkerheten betydligt.

GENAB strävar efter bästa möjliga leveranssäkerhet, som även medför en förbättring på leveranskvalitén. Ett sätt att mäta detta var analysering av nyckeltalen SAIDI och SAIFI, vilket har utförts tidigare i rapporten. Dessa nyckeltal är viktiga för elnätsbolagen då det ökar förtroendet hos kund och gör så att nätet uppfattas som ett "godnät" hos Ei, vilket i sin tur leder till ett större intresse hos nya kunder.

En granskning på diagram 1 och 3 visar ett högt värde på SAIDI och SAIFI för K20. Detta innebär att den stationen har bland de mest drabbade kunderna i nätet. År 2017 skedde en förbättring på nyckeltalen jämfört med föregående år men trots det låg SAIDI på nästan 33 min/kund för år 2017. Det stora antalet anknutna kunder till stationen (21 895 stycken), medförde en total avbrottstid på 722 535 min ($21\,895 \cdot 33$) eller 12 042 h, vilket var ett oerhört stort värde. Även SAIFI var väldigt högt där 7.98% motsvarade 20 873 stycken drabbade kunder för den specifika K-stationen år 2017.

Ett sätt att förbättra SAIFI och SAIDI för GENAB är att dela av långa kablar genom att investera i fler 10 kV fördelningsstationer. Felsökningen blir då smidigare och även antalet drabbade kunder minskar vid varje avbrott. Exempel på en lång ledning är LXX som tillhör K20 och sträcker sig mer än 5 km. Här finns mer än 60 skarvar totalt, där vissa är från montering av kabeln (år 1974) och andra från reparation. Enligt David Selin [14] är äldre kablar med många skarvar en stor risk för avbrott på ledningen då konstruktionen är försvagad. Anledningen till behovet av de långa kablarna för K20 är att eldistributionen sträcker sig över en större geografisk yta. Urbaniseringen till storstaden Göteborg har skett mer centralt och det kan ses på kartan då fler K-stationer finns placerade centralt. I utkanten av centrum finns det färre stationer på större ytor. Jämfört med

andra stationer centralt, har stationerna utanför centrum ungefär lika många anknutna kunder till sig. Detta innebär att det inte är lika tätbefolkat på utkanten av Göteborg, vilket i sin tur medför att ledningskablar måste vara längre för att mata hela området. Därför föreslås en investering där ytterligare 10 kV fördelningsstationer byggs för att undvika de långa kablar som finns i dessa områden. Fördelen är att underhållsarbetet blir smidigare, en del av avbrottshanteringsprocessen går snabbare samt att SAIDI och SAIFI minskar.

Anledningen till att det enbart diskuteras om K20 i resultatet, även om rapporten inkluderar K12 och K8 i arbetet, är eftersom alla stationer har en sak gemensamt och det är att majoriteten av avbrotten har avbrottsorsaken "fabrik eller materialfel". Därför gjordes valet att enbart diskutera om en av stationerna för att slippa upprepandet då den här informationen gäller samtliga stationer. Enligt personalen på DLC, är "fabrik eller materialfel" en väldigt bred felorsak och nästan omöjlig att tyda utan att behöva gå djupare in på detalj för specifika avbrott.

Vidare analys på avbrott och avbrottshantering visade att den mest drabbade anläggningsdelen var kraftiga kablar i mark och orsakades av komponentfel. Det finns flera möjliga förklaringar till detta resultat men beror sannolikt på att dessa kraftiga kablar ligger i en oskyddad miljö som är lättåtkomliga för alla externa faktorer som exempelvis grävning. Under studiens gång framgick det att orsakerna till avbrotten inte är tydliga när det gäller komponenter och det visade sig vara svårt att ge en faktisk förklaring till detta då det råder brist på dokumentation av dessa avbrott. Resultaten från denna undersökning rörande denna del, överensstämmer med vad David Selin [14] fann under sitt examensarbete (2017).

Avbrottshanteringens syfte var att undersöka samarbetet mellan DLC, kopplingsbiträde och PiB. Samspelet mellan dessa parter är bra men dess kvalitet påverkades av tekniska och icke-tekniska brister på systemet. Angående frågan om provinkopplingar på DLC och felsökning som utförs av PiB, visade studien att den utrustning som båda parterna arbetar med inte är tillräcklig för att utföra ett effektivt arbete, vilket har en negativ påverkan på samarbetet.

Alla kopplingsstationer är bemannade med tillgång till fjärrstyrning till skillnad från många nätstationer eller fördelningsstationer. Analysering av driftscheman visade att stora delar av nätet inte är utrustat med indikeringsutrustning, och tillsammans med avsaknad av fjärr gör detta att provinkopplingen blir väldigt tidskrävande för DLC. En annan brist som påverkar felsökningen är utrustningen relaterad till mätbussen som används vid sökandet av felet på kabeln samt att schaktare inte kan påbörja en ny grävning innan förgående grävning är avklarad.

Ett intressant resultat från intervjun med DLI:n var att de inte tog hänsyn till antal drabbade kunder vid avbrott samt de var inte medvetna om hur detta påverkar SAIDI och SAIFI. Detta ger ett negativt utslag på SAIDI och SAIFI eftersom det inte finns någon koll på antal kunder vid oaviserade avbrott på DLC.

Vidare ses det att värdet på MTTR ökades under 2017 jämför med 2016. En förklaring till förändringen skulle kunna bero på olika faktorer, så som samspelet mellan olika avdelningar, påverkas av hanteringsprocessen. Analyseringen av störningsrapporter visade att det fanns en stor dötid mellan olika delar av hanteringsprocessen. Efter varje störning där en reparation behövs, skrivs en driftorder utav DLI vad gäller störningen som måste bli godkänd av en annan DLI. Efter att kunden har återfått spänning, lämnar DLI ärendet vidare till PiB för att planera en felsökning för mätbussen. En del av reparationstiden går åt för att hitta felet med hjälp av mätbussen och reparationsprocessen sker med hjälp av schaktning. Det allra tydligaste som framträdde ur detta var bristen på utrustning inom mät- och reparationsavdelningen samt brist på dokumentation. Mer förvånande var hur mycket tid som gick åt för mätbussen att lokalisera felet, vilket nästan tog i genomsnitt 6,7 dagar under 2017. En möjlig förklaring till detta kan vara att mätbusspersonalen skjuter fram inkommande ärende och inte jobbar i fas med andra under hanteringsprocessen.

MTBF var det ett annat nyckeltal som räknades fram för att kunna förutse tiden mellan oaviserade avbrott. Denna faktor ändrades inte mycket under de tre åren 2015-2017. På grund av detta gjordes ingen djupare analys för MTBF såsom det gjordes för MTTR. I framtiden rekommenderas därför ytterligare studier i detta ämne.

Slutsats

Under slutsats sammanställs huvudtanken med projektet och ger en återblick till syftet. Utgångspunkten för studien var att uppfylla Eis krav angående leveranssäkerhet. Denna uppsats har argumenterat för att nyckeltal är ett lämpligt instrument för att utveckla distributionsnätet. En viktig slutsats vad gäller nyckeltal är dessa faktorer är bra att involvera vid kvalitetsanalyser. Syftet med kvalitetsindikatorerna var att bestämma vilka åtgärder som behöver vidtas för att minska antalet oaviserade avbrott samt antal minuter som en kund upplever strömlöshet på GENAB.

De samlade resultaten beaktas och tyder det på att mer fjärr- och indikeringsutrustning utvecklar hanteringsprocessen markant. Vilket innebär att med bättre utrustade stationer medför det att drabbade kunder får spänning åter mycket snabbare. Studien ger ytterligare bevis vad gäller komponentfel på nätet och stärker tidigare forskningsresultat från David Selin [14]. Ett förslag för att minska SAIDI och SAIFI med avseende på antalet komponentfel på K20, är att investera i fler 10 kV fördelningsstationer vilket kan

förkorta långa kablar och minska antal skarvar. En av de viktigaste och mest betydelsefulla slutsatserna består av två delar:

- Investering på den tekniska delen av nätet
- Utveckling av arbetssättet

Investeringar på det tekniska området omfattar olika delar av nätet vilket leder till utveckling av SAIDI och SAIFI på GENAB. En del av utvecklingen måste utföras på nätet, exempelvis att utrusta alla nätstationer med mer fjärr- och indikeringsutrustningar vilket leder till smidigare avbrottshantering på DLC och bättre precision angående var avbrottet är inträffat.

GENAB har en befintlig projektplan för investeringar på vissa delar av nätet och det kan förväntas att denna utveckling ingår i deras investeringar. Resultatet från intervjun med PiB pekar mot att de inte rapporterar hur lång tid det tar att lokalisera ett fel. En annan viktig punkt är det enbart finns en aktiv schaktare som jobbar för GENAB vilket påverkar reparationsprocessen negativt då en schaktare endast kan gräva på ett ställe åt gången. Det är en av anledningarna som bidrar till ett högre värde på MTTR för åren 2016–2017.

En mycket intressant generell frågeställning som kan skapas utifrån slutsatserna är huruvida man kan implementera dokumentation av mätbussens aktiviteter för att kunna göra effektiviseringar utifrån den information som idag är dold.

Utveckling av arbetssättet innebär att driftledaringenjörerna får en standardiserad arbetsinstruktion där alla arbetar lika för att dokumentationen ska kunna läsas av alla. Informationen bör förmedlas i form av interna kurser om avbrottshantering på GENAB. Framtida projekt bör inrikta sig på att förbättra instruktionerna som utförs på DLC angående avbrottshantering, såsom vilka instruktioner de ska följa och hur ska de skriva en bra störningsrapport. Undersökningsresultaten tyder på att det råder brist på information om komponenter vilket fördröjer avbrottshantering. Ett förslag på förbättring av denna process är att sätta krav på att dokumentationsavdelningen inte ska lämna några tomma fält på dpPower. Detta medför bland annat en mer detaljerad dokumentation och som gynnar framtida projekt då god historik finns.

Undersökningsresultaten visar även att det råder brist på störningsrapporter vilket leder till att framtida undersökningar blir svårare att utföra. En av de stora bristerna är att DLI inte följer samma metod för inrapportering av en störning. Ett förslag för detta kan det vara att en störningsrapportsmall uppdateras till en version som upptäcker avvikelser (se bilaga 1 & 2).

Ett förslag för att minska SAIDI och SAIFI är att DLI tar hänsyn till antal anknutna kunder vid de drabbade nätstationerna. Under intervjun påstod de att det tar tid att hitta vilken nätstation som har flest antal kunder. Därför är en lösning att vidareutveckla driftschemat för att få en snabb överblick på sådan information (se bilaga 3).

Resurser

- dpPower (dpSpatial)
- AIMIR
- Energimarknadsinspektionen
 - Ei R2017:4
 - EIFS 2015:4
- Svensk Energi
 - Darwin rapport
- Leveranssäkerheten
- Göteborg Energi Nät AB driftinstruktioner
- David Selins Examensarbete

Referenslista

- [1] Göteborg Energi Nät AB, CAB (Customer And Bills) system, Hämtad:2018-04-28
- [2]Göteborg Energi Nät AB, “ Allmänna avtalsvillkor för anslutning av elektriska anläggningar till elnät och överföring av el till elnät och överföring av el till sådana anläggningar”, Allmänna avtalsvillkor NÄT 2012 K(rev). [Online]. Tillgänglig: https://www.goteborgenergi.se/Kundservice/Dokument_Blanketter/Avtalsvillkor Hämtad:2018-04-24.
- [3] Göteborg Energi Nät AB, SCADA system(network manager-WS500), Hämtad:2018-05-29
- [4]H. Blomqvist, ELKRAFTSHANDBOKEN: ELKRAFTSSYSTEM 1. Stockholm: Författarna och Liber AB, Land: Sverige, 1997, S. 171.
- [5]H. Blomqvist, ELKRAFTSHANDBOKEN: ELKRAFTSSYSTEM 1. Stockholm: Författarna och Liber AB, Land: Sverige, 1997, S. 184.
- [6]H. Blomqvist, ELKRAFTSHANDBOKEN: ELKRAFTSSYSTEM 1. Stockholm: Författarna och Liber AB, Land: Sverige, 1997, S. 180.
- [7] C.J. Wallnerström, M. Seratelius, Y. Huang, “Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2016- Statistik och analys av elavbrott”, Energimarknadsinspektionen.[Online]. Tillgänglig: https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202017/Ei_R2017_11.pdf. Hämtad:2018-05-20.
- [8] Göteborg Energi Nät AB, Nätplanering, 2018-05-08
- [9]. Göteborg Energi Nät AB. “Göteborg Energi Nät: 130 kV och 50 kV, ledningsöversikt”, Göteborg, Sverige, 2017.
- [10] T. Svensson. “Luftledning eller markkabel: Hur ska framtidens regionnät byggas?”, Juridiska Fakulteten, Lund Universitet, Lund, Sverige,[Online]. Tillgänglig: <http://lup.lub.lu.se/luur/download?func=downloadFile&recordId=3047014&fileId=3047015>. Hämtad:2018-05-14.
- [11] Techopedia. “Power Outage”, 2018. [Online]. Tillgänglig: <https://www.techopedia.com/definition/13085/power-outage> 2018-05-10

[12] G. Moren. "Energimarknadsinspektionens författningskunskap", Energimarknadsinspektionen. [Online]. Tillgänglig:

https://www.ei.se/Documents/Publikationer/foreskrifter/EI/EIFS_2015_4.pdf. Hämtad:2018-05-10

[13] Konsumenternas Energimarknadsbyrå, "Avbrottsersättning", 2018. [Online]. Tillgänglig:

<http://www.energimarknadsbyran.se/EI/Konsumentratt1/Klagoguide/Avbrottsersattning/>. Hämtad:2018-06-06

[14] D. Selin, "Sammanställning och analys av felstatistik på komponentnivå inom Göteborg Energi Nät ABs mellanspänningsnät", examensarbete, Högskolan Väst, Trollhättan, Sverige, 2018.

Bilagor

Bilaga 1: Ny mall för störningsrapport sida 1.



Störningsrapport

1 (2)

DLI: Förmamn Efternamn

NUD

Blad: XX

AO: YYYYYYY

Datum: YY-MM-DD

Tid: HH:MM

Station: YY

Utlöst linje: LXX (JF/ÖS)

Störda kunder: YY

Nätstationssignaler till DLC:

Nätstationssignaler observerade lokalt:

Störningsbeskrivning:

Larmlista Scada:

2018-06-01 22:54:08
2018-06-01 22:54:13
2018-06-01 22:54:16
2018-06-01 22:54:18
2018-06-01 22:54:22
2018-06-01 22:55:07
2018-06-01 22:55:07

2018-06-01 22:54:08
2018-06-01 22:54:13
2018-06-01 22:54:16
2018-06-01 22:54:18
2018-06-01 22:54:22
2018-06-01 22:55:07
2018-06-01 22:55:07

Kopplingsedel:

Strömlösa kunder: 0

Rad	Operati...	ID	Faktisk tid	Pla...	Bes...	Placering	Utförd	Kun...	K...	Ursprung	
1	Slå från	L88-S	180601 22:54:16				✓	+22	22	SCADA	SCADA
2	Öppna	L88-SF	180601 22:58:12				✓	0	22	SCADA	SCADA
3	Slå till	L88-S	180601 22:58:31				✓	0	22	SCADA	SCADA
4	Slå från	L88-S	180601 23:03:22				✓	0	22	SCADA	SCADA
5	Slut	L88-SF	180601 23:04:29				✓	0	22	SCADA	SCADA
6	Öppna	L261-SF	180601 23:43:07				✓	0	22	Operator	PCANDJ
7	Slå till	L88-S	180601 23:43:44				✓	-17	5	SCADA	SCADA
8	Öppna	L261-SF	180601 23:48:39				✓	0	5	Operator	PCANDJ
9	Slut	L878-SF	180601 23:48:40				✓	-5	0	Operator	PCANDJ

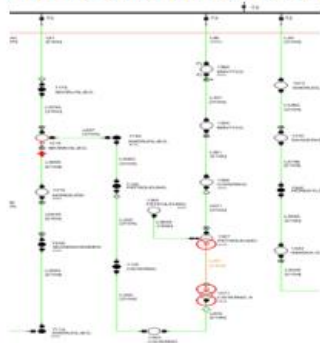
De gjordes en okulär inspektion i stn. 1327 och 1371 innan inkoppling (ställverk och transformator)

Felaktigt objekt: L XX

Tid där del av kunderna blir återinkopplade: HH:MM

Bilaga 2: Ny mall för störningsrapport sida 2.

Tid när alla kunder återinkopplats: HH:MM



Har samma störning inträffat under de senaste 12 månaderna:

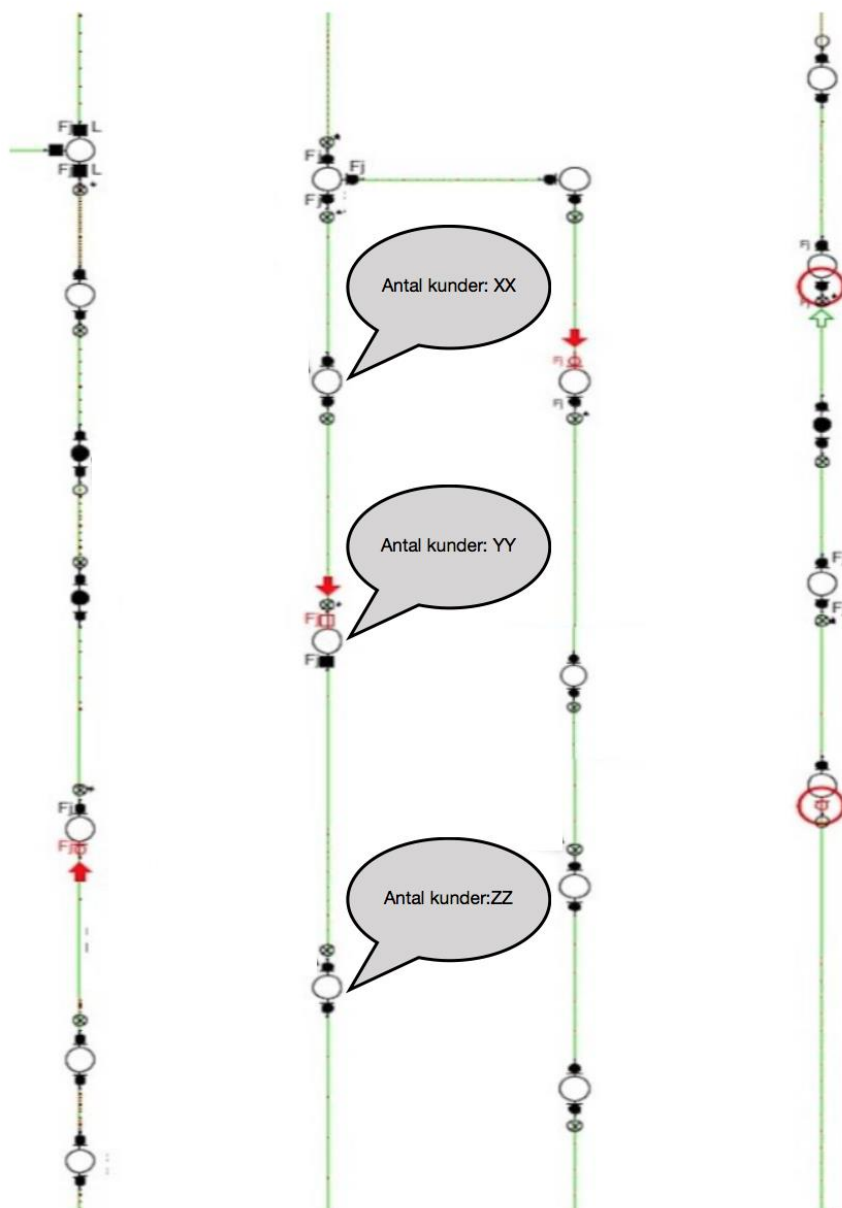
- ☐ Nej
- ☐ Ja. Hur många gånger och finns det behov av ytterligare åtgärder:

Övrig information:

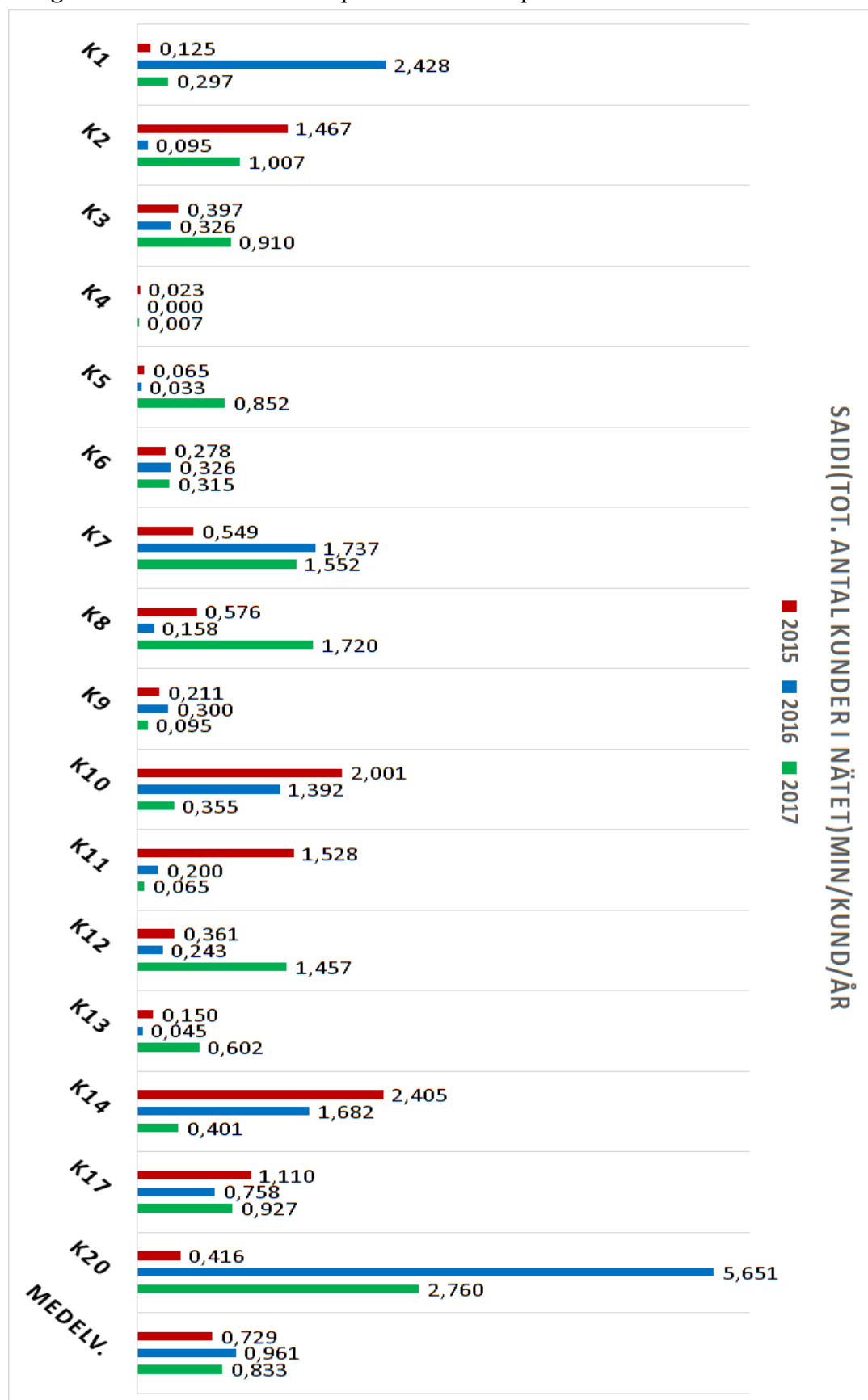
Driftkarta över område:



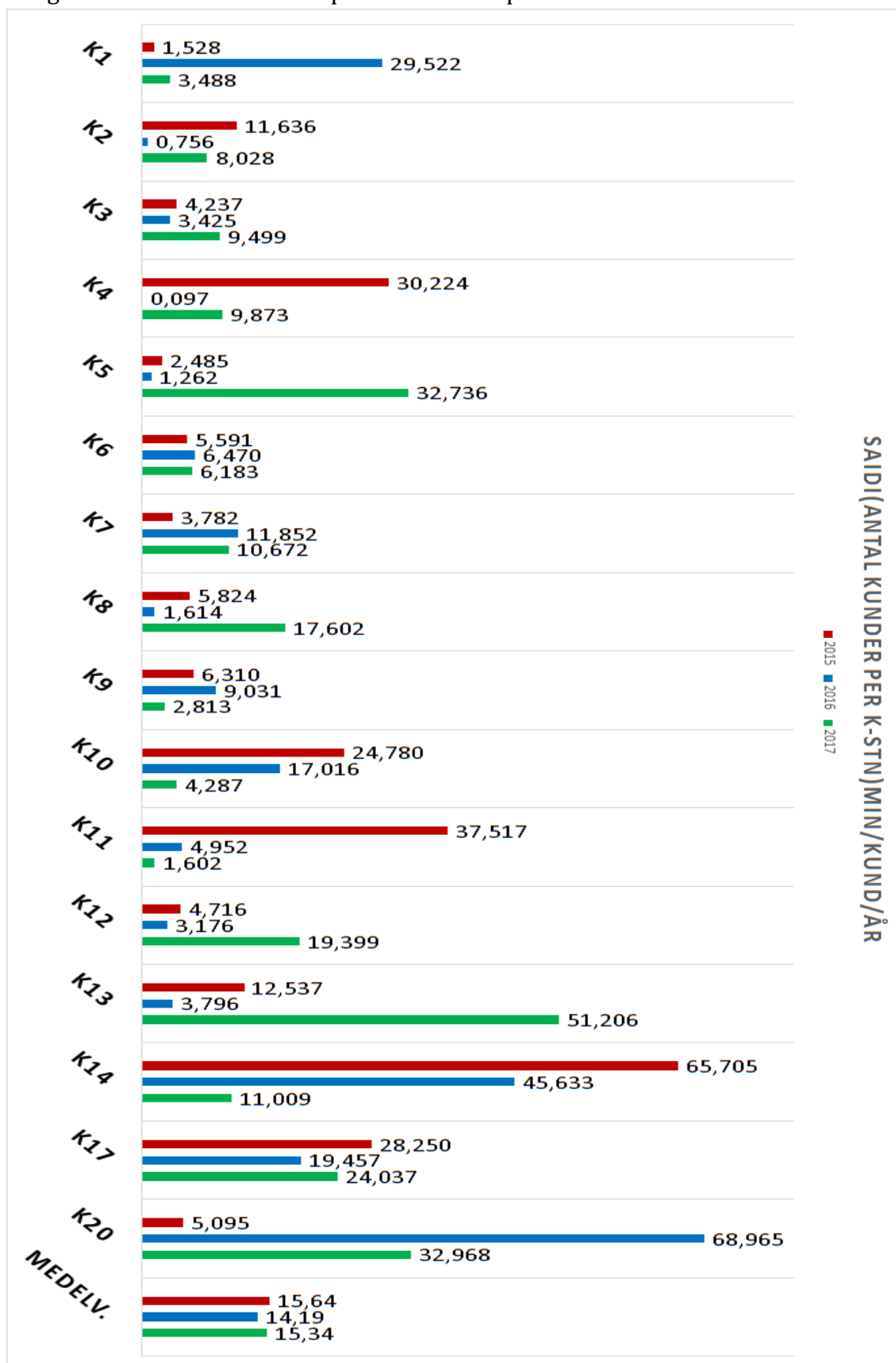
Bilaga 3: Förslag till förbättring på dpPower där antalet kunder visas.



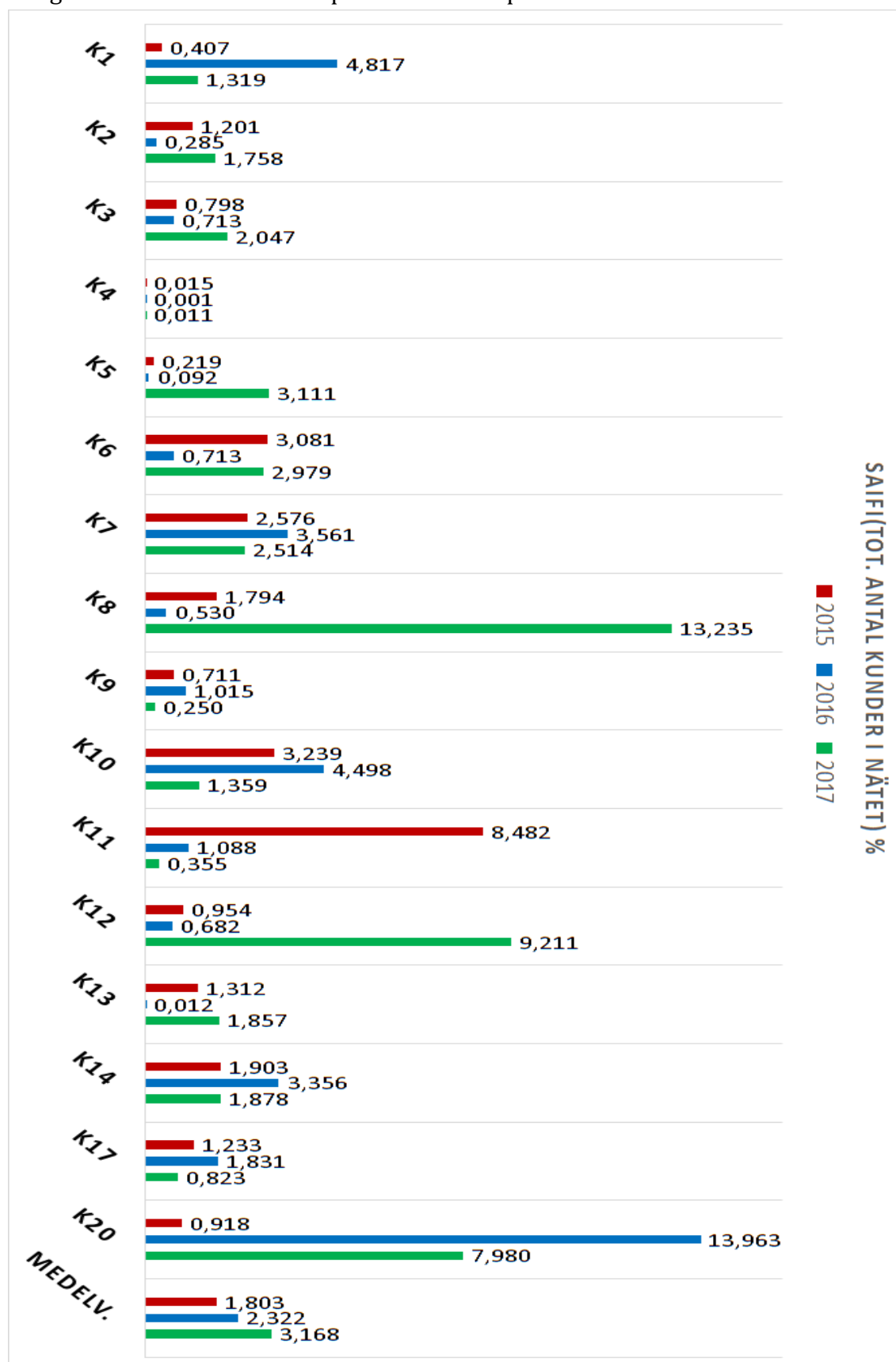
Bilaga 4: SAIDI med avseende på antal kunder på hela nätet.



Bilaga 5: SAIDI med avseende på antal kunder per K-station.



Bilaga 6: SAIFI med avseende på antal kunder på hela nätet.



Bilaga 7: SAIFI med avseende på antal kunder per K-station.

