

CHALMERS



Mätning i nätstationer -nyttor och problem

-En studie i samarbete med Göteborg Energi AB

Examensarbete inom civilingenjörsprogrammet Elektroteknik



ANNELIE LINDEBERG

Institutionen för Energi och miljö
Avdelning Elteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, 2009

MÄTNING I NÄTSTATIONER -NYTTOR OCH PROBLEM

- EN STUDIE I SAMARBETE MED GÖTEBORG ENERGI AB

ANNELIE LINDEBERG

INSTITUTIONEN FÖR ENERGI OCH MILJÖ
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
GÖTEBORG 2009

Mätning i nätstationer - nyttor och problem

- En studie i samarbete med Göteborg Energi AB

Annelie Lindeberg

© Annelie Lindeberg, 2009

Göteborg Energi AB

Göteborg, Sverige

Institutionen för Energi och miljö

Chalmers tekniska högskola

SE-412 96 Göteborg

Sverige

Telefon +46 31 772 10 00

DISTRIBUTION SYSTEM METERING
-ADVANTAGES AND PROBLEMS

-A STUDY IN COOPERATION WITH GÖTEBORG ENERGI AB

ANNELIE LINDEBERG

DEPARTMENT OF ENERGY AND ENVIRONMENT
CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
GÖTEBORG, SWEDEN 2009

Distribution system metering - advantages and problems

-A study in cooperation with Göteborg Energi AB

Annelie Lindeberg

© Annelie Lindeberg, 2009

Göteborg Energi AB

Göteborg, Sweden

Department of Energy and Environment

Chalmers University of Technology

SE-412 96 Göteborg

Sweden

Telephone +46 31 772 10 00

Förord

Rapporten är uträttad för GENAB:s räkning. I rapporten identifieras, värderas och analyseras nyttor och problem som mätning i nätstationer (0,4kV) medför. Syftet med att analysera nyttor och problem i förväg är för GENAB intressant information då resultatet av rapporten kan komma att ligga till grund för huruvida installation av mätning i nätstationer ska genomföras och i så fall vilket slag av mätning som är relevant. Kapitel 5 och 6 är kärnan i rapporten och beskriver vilka nyttor och problem som har identifierats. Upplägget för nyttorna och problemen tar sin utgångspunkt i GENAB:s olika processområden. Nyttorna beskrivs för var och en av processerna. Detta kan innebära att en viss nytta, som berör flera olika processer, också beskrivs flera gånger.

Under arbetets gång har jag varit i kontakt med många olika personer som genom stor entusiasm och trevligt bemötande hjälpt mig med att slutföra min rapport. Ett stort varmt tack till alla er. Jag vill rikta ett extra tack till företaget METRUM och särskilt Robert Olofsson på företaget som varit till min hjälp och bidragit med sin kunskap. Ett väldigt stort tack till Sven Pålsgård och Kent Ossiansson på Tranås Energi som har hjälpt mig med information och mätvärden.

Jag vill tacka alla de personer på GENAB och Göteborg Energi som med sina gedigna kunskaper bidragit till att arbetet kunnat genomföras. Ett särskilt tack till mina handledare Niklas Carlsson och Per-Anders Gustavsson som har hjälpt mig i mitt arbete och tagit sig tid för mina frågor. Jag vill även tacka min examinator Daniel Karlsson som guidat mig genom arbetets gång och bidragit till arbetets resultat.

Till min far, Per Lindeberg, vill jag rikta ett speciellt tack. Du har varit en klippa för mig med all din underbara kunskap du innehar. Jag vill även tacka mina andra familjemedlemmar för att ni varit så förstående och stöttat mig genom arbetets gång.

Tack!

Abstract

The purpose of this study has been to investigate advantages and problems with distribution system metering in substations. This report is a study in cooperation with Göteborg Energi. The analyses in this report are made for GENAB, a subsidiary company of Göteborg Energi. To analyse advantages and problems in advance is interesting information for GENAB. The result of the report could be based upon whether installation of metering in distribution substations will be implemented and in that case which kind of measurement that is relevant.

The most relevant and strategic place to implement measurement is at the distribution substations on the secondary side (400V), this is due to the placement of the current transformers. The measurements in this study involve current, voltage, power, power factor, temperature, energy and power quality.

Measuring instruments that are relevant to implement are intended to measure current, voltage, power, power factor, energy and, possibly, power quality in the same measuring unit. It is desirable to have a measuring instrument that measures both energy and power quality but since it is most often a cost question, it can be established that energy meters have a lower cost.

Metering in distribution substations gives a better illustration of the power network. This results in many advantages for GENAB. Approximately 30 advantages are identified in this report. The advantages and problems are rated on the basis of the different areas of activity at GENAB. The problems in this report are of general nature and they are not attached to a special area of activity. The advantages and the problems were evaluated according to GENAB's overall objective.

Since the report is delimited to only evaluate the economic benefit and not those economic costs that the measurement brings, it is still unclear which type of measurement that is economically viable for GENAB. What can be established is that metering in distribution substations gives possibilities to gain a more oriented picture of how the power distributes in the net. Metering in distribution substations results in both net- and customer advantages for GENAB. The measurements give GENAB better conditions to meet authority requirement in terms of power quality. With measurements, transformers and cables can be used more efficiently, which gives an improved power and energy balance. It also gives a better control over energy losses. Measurements contribute to an improved operation monitoring and also an improved customer service by giving information about discrepancies in the power network to those who are interested. General problems in form of disorder functions, rounding problems, program problems et cetera can appear but despite of that, the advantages outweigh the problems and the costs. This report has become the basis for a future pilot project that will be started at GENAB.

Sammanfattning

Studien behandlar ämnet mätning i nätstationer och har utförts i samarbete med Göteborg Energi AB. Analyserna i rapporten är gjorda för GENAB, ett dotterbolag till Göteborg Energi. Syftet med rapporten är att undersöka vilka nyttor och problem som mätning i nätstationer kan medföra. Att analysera nyttor och problem i förväg är för GENAB intressant information då resultatet av rapporten kan komma att ligga till grund för huruvida installation av mätning i nätstationer ska genomföras och i så fall vilket slag av mätning som är relevant. Det mest relevanta och strategiska stället att sätta upp mätningen på är i nätstationer på lågspänningssidan (400V) p.g.a. befintliga strömtransformatorer. Mätningen i denna studie involverar ström-, spännings-, effekt-, effektfaktor-, temperatur-, energi- samt elkvalitetmätning. Mätinstrument som är relevanta att implementera avses kunna mäta ström, spänning, effekt, effektfaktor, energi samt eventuellt elkvalitetparametrar i en och samma mätenhet. Önskvärt vore att ha mätinstrument som mäter både energi och elkvalitet men eftersom det oftast är en kostnadsfråga kan konstateras att energimätningen har en lägre kostnad.

Med implementering av mätning i nätstationer fås en bättre informationsbild av elnätet. En bättre informationsbild över hur nätet ser ut medför ett antal olika nyttor för GENAB. Cirka 30 stycken nyttor är identifierade i rapporten. Dessa är värderade utifrån de olika verksamhetsområdena hos GENAB. Vidare tas ett antal övriga problem av generell karaktär upp i rapporten som inte är knutna till något särskilt verksamhetsområde. Nyttorna och problemen värderades enligt GENAB:s övergripande mål.

Eftersom rapporten är avgränsad till att enbart värdera den ekonomiska nyttan och inte de ekonomiska kostnader som mätningen medför, är det ännu oklart vilken sorts mätning som är ekonomisk försvarbar för GENAB. Vad som kan konstateras är att mätning i nätstationer ger möjlighet till att få ut en mer orienterad bild av hur elen fördelas i distributionsnätet. Mätning medför både nätnyttor och kundnyttor för GENAB. Mätningen ger GENAB bättre förutsättningar att möta myndighetskrav gällande elkvalitet. Med mätning kan bättre transformatorutnyttjande samt kabelutnyttjande uppnås vilket i sin tur ger en förbättrad effekt och energibalans. Det ger också en bättre kontroll över förlustenergier samt olaga kraftavledning. Mätning bidrar till en förbättrad driftövervakning och även en förbättrad kundservice genom att ge information om avvikelser i elnätet till intressenter. Generella problem i form av mängder med data, klockfel, störfunktioner, avrundningsfel, programfel etc. kan tillkomma men trots att det medföljer en del problem med mätning i nätstationer väger nyttorna tyngre än problemen och kostnaderna. Denna rapport har blivit underlag för ett framtida pilotprojekt som ska dras igång hos GENAB.

Innehållsförteckning

KAPITEL 1: INLEDNING.....	1
1.1 BAKGRUND	1
1.2 SYFTE	2
1.3 INTRESSEENTER	2
1.4 AVGRÄNSNINGAR / OMFATTNING	2
1.5 METOD.....	3
1.6 RAPPORTENS DISPOSITION	3
 KAPITEL 2: GENAB	 5
2.1 FAKTA OM GENAB.....	6
2.1.1 SLINGSTRUKTUR.....	8
2.2 VERKSAMHETSOMRÅDEN.....	9
 KAPITEL 3: TEKNIK OCH BAKGRUNDSINFORMATION	 11
3.1 MÄTOSÄKERHET.....	11
3.1.1 MÄTFEL	12
3.2 STRÖMTRANSFORMATORER.....	12
3.3 BESLUTSFÖRFARANDE.....	14
3.4 ELKVALITET.....	15
3.4.1 ÖVERTONER.....	15
3.4.2 TRANSIENTER	16
3.4.3 SPÄNNINGSVARIATIONER – SNABBA OCH/ELLER LÅNGSAMMA	16
3.4.4 OBALANS I ELNÄTET.....	17
3.5 ANSVAR FÖR EL OCH ELKVALITET	18
3.5.1 STRIKT ANSVAR.....	18
3.5.2 PRODUKTANSVAR.....	18
3.5.3 ALLMÄNNA AVTALSVILLKOR.....	19
3.6 ENERGI OCH EFFEKT	20
3.6.1 EFFEKTFÖRBRUKNING	20
3.6.2 EFFEKTFAKTOR	20
3.6.3 ENERGIFÖRBRUKNING	21
3.7 SAMMANLAGRING.....	22
3.7.1 VELANDERS FORMEL	22
3.8 LASTFAKTOR.....	23
3.9 HOTSPOTS I TRANSFORMATORER.....	24
3.10 BEFINTLIG TEMPERATURMÄTNING	25
3.11 TREBENSKOPPLING.....	27
3.12 KOMMUNIKATION.....	29
3.12.1 SCADA	29
3.12.2 ZIGBEE	30
3.12.3 STYRKABLAR.....	30
3.12.4 GSM/GPRS	31

KAPITEL 4: STATISTIKMÄTNING PÅ ELNÄTET 33

4.1 MÄTNINGAR PÅ ELNÄTET.....	33
4.1.1 SYSTEMLÖSNING	36
4.1.2 KOMMUNIKATIONSSÄTT OCH INFRASTRUKTUR	36
4.2 EKONOMISKA BERÄKNINGAR.....	37

KAPITEL 5: IDENTIFIERADE NYTTOR 39

5.1 MÄTA- OCH TA BETALT- PROCESSEN	41
5.1.1 MER KONTROLLERAD BILD ÖVER FÖRLUSTENERGIN	42
5.1.2 ÖKAD INFORMATIONSBILD AV NÄTSTATIONENS EGENFÖRBRUKNING.....	42
5.1.3 BÄTTRE UNDERLAG FÖR HUR ELNÄTKOSTNADERNA SKA FÖRDELAS	43
5.1.4 EFFEKTIVARE ÅTKOMST AV PERSONER SOM BRUKAR OLAGA KRAFT	44
5.1.5 KVALITETSSÄKRARE MÄTVÄRDEN.....	45
5.2 PLANERAPROCESSEN	47
5.2.1 ENKLARE ATT ANSKAFFA NÄTSTATIONERNAS BELASTNING.....	48
5.2.2 UPPNÅ EN BRA OCH JÄMN TRANSFORMATORBELASTNING	48
5.2.3 ERHÅLLA EN MER KONTROLLERAD BILD ÖVER DEN REAKTIVA EFFEKTEN.....	49
5.2.4 BÄTTRE BESLUTSUNDERLAG MED MÄTVÄRDESSTATISTIK OCH MOMENTAN AVLÄSNING.....	50
5.2.5 ÖKAD LIVSLÄNGD HOS TRANSFORMATORER	51
5.3 ANSLUTA ELKUND / BYGGA –PROCESSEN	53
5.3.1 MER KONTROLL ÖVER BELASTNINGSUTVECKLINGEN/FÖRBRUKNINGSUTVECKLINGEN	54
5.3.2 OPTIMALT TRANSFORMATORUTNYTTJANDE GENOM EFFEKTSTYRNING	54
5.3.3 MINSKAD TRANSPORT- OCH MILJÖBELASTNING	55
5.4 DRIFTPROCESSEN.....	57
5.4.1 ÖKAD INFORMATION GÄLLANDE OMKOPPLINGSMÖJLIGHETER	58
5.4.2 BÄTTRE KUNDBEMÖTANDE GENOM EN EFFEKTIVARE AVBROTTSPLANERING	59
5.4.3 SÄKERHETEN ÖKAR GENOM BÄTTRE SKALSKYDD	60
5.4.4 ÖKAD INFORMATION OM TRANSFORMATORNS BELASTNING OCH LIVSLÄNGD	60
5.4.5 BÄTTRE PLANERING AV RESERVKRAFTAGGREGATFÖRSÖRJNING.....	61
5.4.6 ÖKAD KUNDNYTTA VID OPLANERADE AVBROTT	62
5.4.7 ÖKAD INFORMATION OM KORTA AVBROTT ENLIGT STEMFS 2007:7	62
5.4.8 NYTTOR SOM BERÖR ELKVALITET	63
5.5 FÖREBYGGANDE UNDERHÅLL –PROCESSEN	65
5.5.1 UNDERHÅLLET AV TRANSFORMATORERNA UNDERLÄTTAS	66
5.5.2 ERHÅLLA ETT EFFEKTIVARE ARBETSSÄTT INOM PROCESSEN	66
5.5.3 BÄTTRE UNDERLAG VID VAL AV RESERVKRAFTAGGREGAT	66

KAPITEL 6: IDENTIFIERADE PROBLEM 67

6.1 MÄNGDER MED DATA	67
6.2 MÄTDATAFEL	67
6.3 SÄRBARHET	67
6.4 UTRYMME /PLATS	68
6.5 KLOCKFEL	68
6.6 STÖRFUNKTIONER	69
6.7 AVRUNDNINGSFEL.....	69
6.8 PROGRAMFEL	70

KAPITEL 7: OMVÄRLDSANALYS 71

7.1 BERÄKNINGAR MED STATISTIKMÄTARE 71

7.1.1 FÖRLUSTER I ELNÄTET 71

7.2 BERÄKNINGSRESULTAT 72

KAPITEL 8: DISKUSSIONER OCH SLUTSATSER 77

KAPITEL 9: DEFINITIONER 81

REFERENSER 83

BILAGOR 85

A. FÖRLUSTENERGIKOSTNAD 87

B. KOSTNADSKALKYL FÖR KONTINUERLIG TEMPERATURMÄTNING 89

C. BESLUTSFÖRFARANDEN 91

D. INBJUDAN TILL WORKSHOP 95

E. INBJUDAN TILL PRESENTATION AV EXAMENSARBETE 97

F. INBJUDAN TILL PRESENTATION AV EXAMENSARBETE ”EXTRA TILLFÄLLE” 99

FIGURER

- FIGUR 1: Göteborg Energis koncessionsområde.
FIGUR 2: GENAB:s nätstationer och dess geografiska placeringar.
FIGUR 3: Exempel på matningsprinciper som GENAB använder sig utav.
FIGUR 4: Bild över strömtransformatorer monterade på lågspännings sidan i en nätstation.
FIGUR 5: Hierarkiskt diagram över Sveriges regelverk.
FIGUR 6: Relationen mellan skenbar, aktiv och reaktiv effekt.
FIGUR 7: Aktiv effektfördelning över en viss tid.
FIGUR 8: En illustration på var hotspots oftast förekommer i en oljeisolerad transformator.
FIGUR 9: Kopplingsschema innan trebenskoppling.
FIGUR 10: Kopplingsschema med trebenskoppling.
FIGUR 11: Generell styrning av elnätet med SCADA.
FIGUR 12: Mätningens placering i nätstationen.
FIGUR 13: Förenklad bild över hur sektionering i lågspänningsnätet kan se ut.
FIGUR 14: Två olika typer av reservkraftaggregat som används inom koncessionsområdet.
FIGUR 15: Solceller och vindkraftverk anslutna till lågspänningsnätet.
FIGUR 16: Aktiv förbrukning per timme under ett dygn i nätstation T109.
FIGUR 17: Aktiv förbrukning under ett dygn i nätstation T109 visad i en annan diagramform.
FIGUR 18: Medelvärde av aktiv förbrukning under ett dygn för nätstation T109.
FIGUR 19: Procentuell förlustenergi i nätstation T109 under ett dygn.
FIGUR 20: Medelvärde av aktiv förbrukning under ett dygn för nätstation T105.
FIGUR 21: Procentuell förlustenergi i nätstation T105 under ett dygn.
FIGUR 22: Effektfaktorns dygnsmedelvärde för de två nätstationerna.
FIGUR 23: Aktiv och reaktiv effekt som dygnsmedelvärde för station T105.
FIGUR 24: Samrådsförfarande - beslutsprocess.
FIGUR 25: Medbeslutandeförfarande - process.
FIGUR 26: Sveriges riksdag och regering deltar i olika stadier av beslutsprocessen.

TABELLER

- TABELL 1: Största tillåtna fel vid mätning för respektive kategori.
TABELL 2: Excel 1 som består av 10 mätvärden.
TABELL 3: Excel 2 som består av 110 mätvärden.

EKVATIONER

- EKVATION 1: Aktiv effekt 3-fas AC.
EKVATION 2: Reaktiv effekt 3-fas AC.
EKVATION 3: Skenbar effekt.
EKVATION 4: Effektfaktor.
EKVATION 5: Tidsintegralen av effekt.
EKVATION 6: Effektnedförbrukningen under 1 timma.
EKVATION 7: Velanders formel.
EKVATION 8: Lastfaktor.
EKVATION 9: Effektförlust.
-

Kapitel 1: Inledning

Detta Examensarbete har genomförts på Göteborg Energi Nät AB under delar av år 2008/2009 i samverkan med Chalmers tekniska högskola, Göteborg. Inledningskapitlet ger bakgrundsinformation till det här examensarbetet. I kapitlet beskrivs syftet med studien samt omfattning och avgränsningar. Kapitel 1 tar också upp vilka metoder och tillvägagångssätt som används under arbetets gång. Slutligen finns även en disposition av rapporten i kapitlet.

1.1 Bakgrund

Den första januari år 1996 omreglerades den svenska elmarknaden och begreppen elhandelsföretag, elproduktions- och eldistributionsföretag kom att skiljas åt. Elhandeln och elproduktionen sattes naturligt i konkurrens med varandra i och med att marknaden blev öppen för flera aktörer. Elnätsföretagen däremot fortsatte på en monopolmarknad inom sina områden, koncessioner.

Göteborg Energi Nät AB (GENAB) ansluter elkunder och elproducenter till elnätet och överför el till olika kundkategorier så som hushåll, kontor och industrier inom koncessionsområdet. För att kunna göra detta äger, förvaltar och utvecklar företaget elnät.

I syfte att kunna ta betalt för den överförda elen samt fördela kostnader för överföring används mätning. Mätningen underlättar bl.a. kostnadsfördelningen mellan elproducenter, elsäljare, nätägare och slutförbrukare eller kunder. Enligt 3 kap. 10 § ellagen avseende mätning och rapportering av el, är den som innehar nätkoncession skyldig att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden. År 2003 fattades ett riksdagsbeslut om månadsavläsning av Sveriges samtliga energimätare som används för debiteringsmätning av slutkund (har en ström på $< 80\text{A}$). Detta ledde till en febril aktivitet med implementering av automatiska mätvärdesinsamlingsystem och byte av energimätare överallt i landet eftersom arbetet skall vara slutfört 1 juli 2009. Det åligger också nätkoncessionsinnehavaren att rapportera resultaten av mätningar och beräkningar av överförd el. Krav på dessa mätningar framgår av STEMFS 2003:2. Den här förändringen öppnar upp för en annan sorts teknik vid avläsning av energimätarna som ger möjlighet till en mer orienterad bild av hur elen fördelas i distributionsnätet.

Att mäta effekt, energi m.m. i olika delar av nätet är ett sätt att skaffa information som underlag för åtgärder och för att kunna fatta rätt beslut i olika frågor. För närvarande pågår som nämndes ovan, installation av teknisk utrustning för avläsning vid samtliga uttagspunkter i nätet. Detta gör att informationsbilden kraftigt kommer att förändras de närmaste åren. För att kunna optimera, få ut mer av dagens informationsbild krävs ytterligare mätning på nätet. Ett sätt att möjliggöra detta är att installera mätning i nätstationer.

1.2 Syfte

Syftet med studien är att identifiera, värdera och beskriva de nyttor som mätning i nätstationer medför för GENAB, samt att identifiera, värdera och beskriva eventuella negativa aspekter av att implementera mätning i nätstationer. Tanken med att analysera nyttor och problem i förväg är för GENAB intressant information då resultatet av rapporten kan komma att ligga till grund för huruvida installation av mätning i nätstationer ska genomföras och i så fall vilket slag av mätning som är relevant. Nyttorna och problemen värderas enligt GENAB:s övergripande mål.

1.3 Intressenter

Denna studie har utförts i samarbete med Göteborg Energi AB. Analyserna i rapporten är gjorda för GENAB, Göteborg Energikoncernens dotterbolag. Rapporten vänder sig dock även till andra eldistributionsföretag som är intresserade av hur mätning i nätstationer kan komma att förändra dagens information om eldistributionsnät.

1.4 Avgränsningar / omfattning

Arbetet utfördes inom ramen för ett examensarbete på 30 högskolepoäng, vilket motsvarar 20 veckors heltidsarbete.

Eftersom syftet med studien är att analysera vad mätning i nätstationerna innebär för GENAB, kommer fokus att ligga på nyttor och problem som främst gäller företagets uppbyggnad av det framtida distributionsnätet.

Parallellt med denna rapport pågår installation för månadsavläsning i uttagspunkterna på nätet runt om i Sverige. Detta p.g.a. en ny lag som träder i kraft i juli 2009. Likheter existerar mellan ovan nämnda projekt och denna rapport men även en hel del olikheter. Denna rapport är ej att förknippas med mätning i uttagspunkterna då det inte är rapportens syfte.

En omvärldsanalys har utförts men eftersom studiens fokus ligger på GENAB:s nät kommer informationen från denna att vara begränsad.

Rapporten behandlar inte hur en eventuell implementering av mätning i nätstationer ska realiseras. Rapporten tar upp men analyserar inte hur mätvärdesinsamling, kommunikationssystem, etc. ska utföras.

Vidare analyseras enbart den ekonomiska nyttan med mätning i nätstationer eftersom det är svårt att uppskatta ekonomiska kostnader som mätningen medför innan implementering realiserats.

1.5 Metod

Först analyserades de olika verksamhetsområdena på GENAB. Analysen utfördes genom intervjuer med olika personer samt studier av olika texter och datablad. För att få en ökad förståelse för eldistributionsnät, stationer, mätningar m.m. genomfördes även studiebesök på olika ställen. För att ytterligare öka förståelsen och kunskapen har utöver detta även närvaro och deltagande på olika möten ägt rum.

Informationen till arbetet är insamlad med hjälp av litteraturstudier, intervjuer, deltagande observation, benchmarking, telefonmöten, Internet, mailkontakt m.m. För att på ett tillförlitligt och opartisk sätt bedöma de nyttor och problem som framkom i studien utfördes en workshop. I workshopen deltog personer som arbetar inom GENAB:s olika processområden.

1.6 Rapportens disposition

Kärnan i rapporten är kapitel 5 och 6 där de framkomna nyttorna och problemen identifieras och behandlas. Kapitel 5, Identifierade nyttor, ger förklaringar och beskrivningar inom vilka verksamhetsområden nyttorna identifierats samt deras betydelse. Kapitlet Identifierade problem beskriver vilka komplikationer som kan uppstå i samband med implementering av mätning i nätstationer. I kapitlet Diskussioner och Slutsatser diskuteras och analyseras framkomna nyttor och problem med implementering av mätning i nätstationer.

I inledningskapitlet finns bakgrund och syfte, till att rapporten utträttats. Kapitlet innehåller också en problemställning som sedan besvaras i kapitlet Diskussioner och Slutsatser. I kapitlet Omvärldsanalys uppmärksammas området Mätning i nätstationer. En jämförelse över olika mätvärden utträttats. Teorikapitlet i rapporten är till för att underlätta för läsaren och förklarar svåra begrepp, metoder, system etc. Om det finns ord som inte definieras klart i den löpande texten finns en definitionslista till hands i det sista kapitlet.

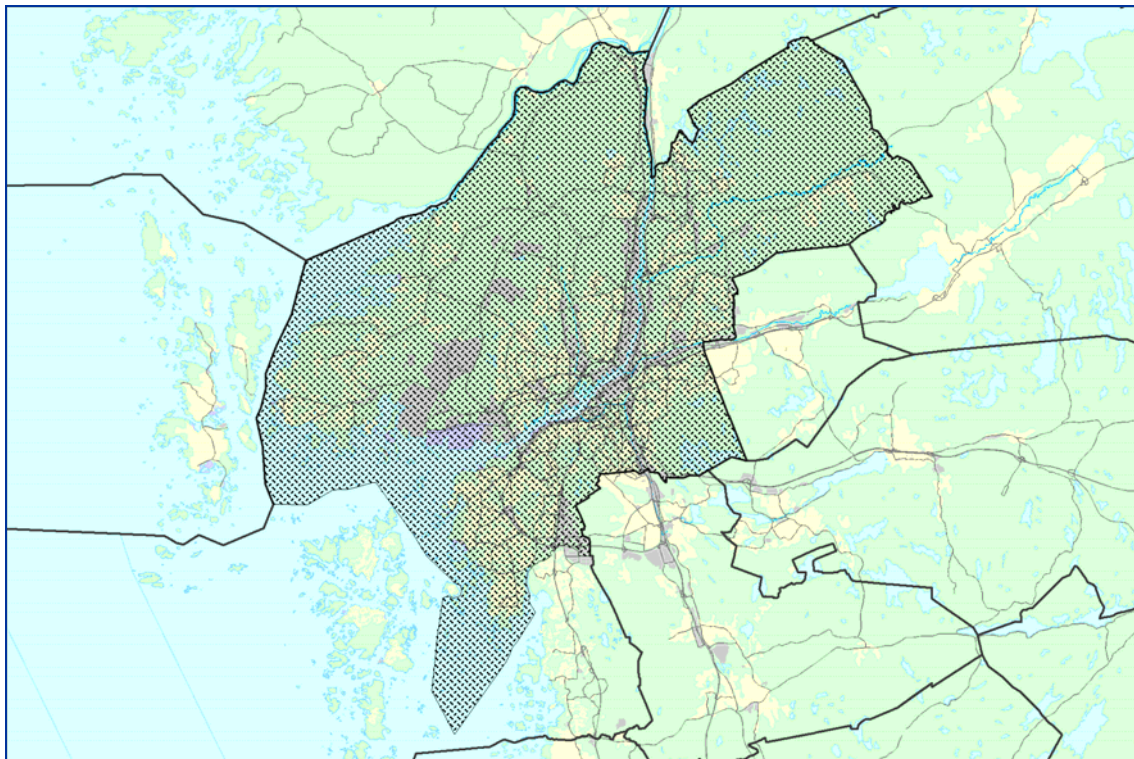
Rapporten är uppbyggd så att en läsare som är insatt i ämnet enbart behöver läsa kapitel 1, 5, 6 och 8 för att tillgodogöra sig rapporten.

Kapitel 2: GENAB

GENAB är ett företag som äger, förvaltar och utvecklar elnät. Detta kapitel ger information om GENAB som ex koncessionsområde, nätomfattningsdata och matningsprinciper. Vidare beskrivs i detta kapitel vilka olika verksamhetsområden inom GENAB som tas upp i rapporten.

2.1 Fakta om GENAB

GENAB (Göteborg Energi Nät AB) är ett dotterbolag till Göteborg Energi. Bolaget äger och förvaltar distributionsnätet i Göteborgstrakten. GENAB har idag ett elnät vars totala längd uppgår till 6 631 km låg- och högspänningsledningar.



Figur 1: Göteborg Energis koncessionsområde.

GENAB ser till att elleveranserna fungerar och ansvarar för underhåll och investeringar i nätet. Elnätsföretaget är ägare av ledningar, stolpar och annan utrustning som behövs för en fungerande elleverans. GENAB ansvarar också för att läsa av elmätare, byta ut mätarna till nya fjärravlästa elmätare och att fakturera kunders nätavgift.

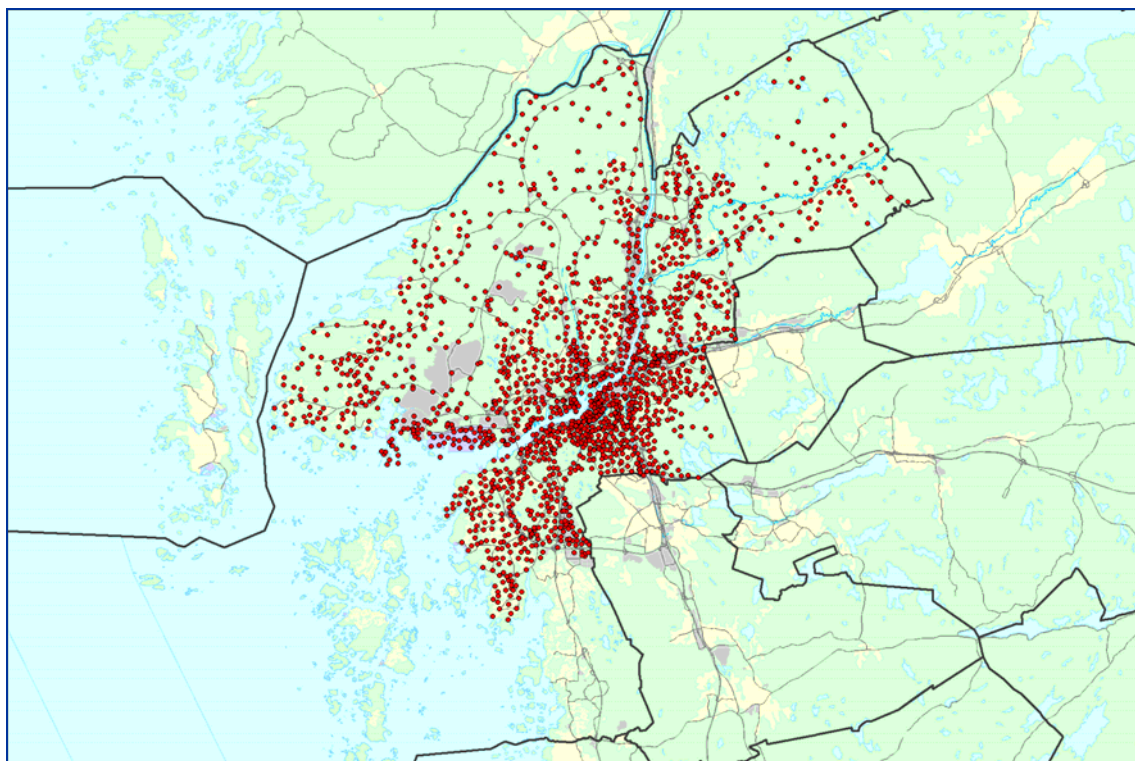
Alla elkunder är kunder både hos ett elnätsföretag och hos ett elhandelsföretag. Alla elnätsföretag har ensamrätt på nätet inom sitt geografiska område. För själva elanslutningen är du således hänvisad till ditt lokala elnätsföretag oavsett vilket bolag elen köps ifrån.

GENAB jobbar för att ha en trygg och säker elförsörjning, därför har nätområdet inmatningspunkter från regionnätet i alla väderstreck. GENAB har även möjlighet till att försörja kunder med el från Rya KVV¹.

¹ Rya Kraftvärmeverk.

Inom GENAB:s nätområde transformeras spänningen ner i kopplingsstationer från 130 kV till 50 kV eller 10 kV. Vidare transformeras spänningsnivån ner ytterligare i nätstationerna till 400 V, vilken är den spänning som försörjer de flesta av GENAB:s kunder.

I koncessionsområdet finns ca 1500 nätstationer utplacerade i nätet.



Figur 2: GENAB:s nätstationer och dess geografiska placeringar.

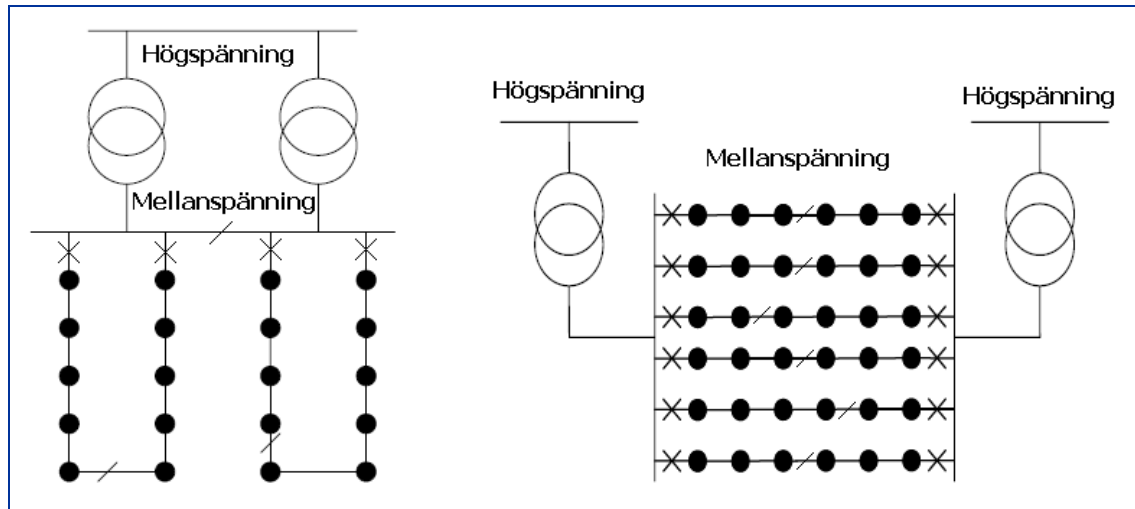
Bolagets kunder består av näringsidkare och konsumenter. I dagsläget uppgår antalet abonnemang till ca 251 500 stycken, varav ca 360 stycken är mellanspänningsabonnemang.

Omfattningsdata nät

- 1500 Nätstationer
- 2700 Transformatorer
- 17 000 Kabelskåp
- 18 Kopplingsstationer
- 15 Fördelningsstationer

2.1.1 Slingstruktur

Vanligaste matningsprincipen som GENAB använder sig av är slingnät och variationer utav slingnät. Det som kännetecknar ett slingnät är att nätstationerna har möjlighet till reservmatning. Reservmatningen sker från antingen samma K-station² eller en annan K-station. Sker matningen från två olika K-stationer kallas matningsprincipen även strängnät.



Figur 3: Exempel på matningsprinciper som GENAB använder sig utav. De svarta prickarna representerar nätstationer.

Slingnät och dess varianter drivs öppna och slingorna är bara slutna under korta tider, i samband med omkopplingar. Den högra principen i figur 3 är den GENAB använder mest.

² Kopplingsstation. Inmatningspunkt av el till Göteborg Energis distributionsnät.

2.2 Verksamhetsområden

Verksamheten på GENAB går ut på att utveckla elsystemet på ett optimalt sätt och att erbjuda säkra, prisvärda och miljöriktiga elleveranser med så få avbrott som möjligt. Elnätet övervakas och styrs dygnet runt av personal i bolagets driftledningscentral. Vidare arbetar också ett antal andra personer med elnät och dess omfång. Företaget har ca 57 personer anställda.

GENAB arbetar processororienterat och har ett antal olika verksamhetsområden. De verksamhetsområden som behandlas i rapporten är:

- Mätaprocessen
- Ta betalt processen
- Planeraprocessen
- Ansluta Elkund / Bygga processen
- Driftprocessen
- Förebyggande Underhåll processen

Kapitel 3: Teknik och bakgrundsinformation

Detta kapitel är tänkt som ett informationskapitel av de olika tekniker som tas upp i rapporten. Kapitlet tar upp nödvändig teori som behandlas i rapporten samt innehåller information som underlättar förståelsen av området mätning i nätstationer.

3.1 Mätosäkerhet

Mätning spelar en väsentlig roll på en omreglerad elmarknad. För att uppnå trovärdighet mellan marknadens aktörer ställs krav på mätningarnas kvalitet. Kraven återspeglas av myndigheternas föreskrifter gällande mätosäkerheter och tillåtna mätfel inom elmarknadsområdet.

Statens energimyndighet bestämde fram till år 2006 vilka regler och krav som ställdes på mätningarnas kvalitet. Myndighetens föreskrifter upphörde att gälla år 2006 då SWEDAC (nationellt ackrediteringsorgan) tog över ansvaret för vilka regler som ska gälla. I skrivandets stund finns inga föreskrifter gällande kategori 2 i tabell 1 nedan som är utgivna av SWEDAC. Nya föreskrifter planeras att ges ut under våren 2009. SWEDAC rekommenderar under tiden nätbolagen att följa de gamla reglerna i exempelvis STEMFS 2001:3.

Enligt statens energimyndighets föreskrift §1 STEMFS 2001:3 skall mätning utföras med sådan noggrannhet att felet vid mätningen ligger inom de gränser som anges i tabell 1.

Tabell 1: Största tillåtna fel vid mätning för respektive kategori.

Kategori	Största tillåtna fel %
1. Mätning av överförd el, lågspänning utan strömtransformator- direktmätning	± 5
2. Mätning av överförd el, lågspänning med strömtransformator	± 2

Kraven i tabellen skall uppfyllas av ett mätsystem i drift under normala driftförhållanden och med resistiv last (symmetrisk vid trefas) då energiflödet ligger inom 20-100% av mätsystemeffekten. Felet vid mätning ska ligga inom gränserna i ovanstående tabell. I GENAB:s fall är kategori 2 aktuell vid mätning i nätstationer.

3.1.1 Mätfel

Varje mätning innefattar ett mätfel. Mätfelet kan aldrig bestämmas exakt utan är alltid förknippat med en viss mätosäkerhet som ofta anges med en eller två signifikanta siffror. I energimyndighetens föreskrift nämns att mätfelet med tillhörande mätosäkerhet ska anges med konfidensintervall 95 %. Med detta menas att sannolikheten är 95 % för att täcka in det sanna värdet.

Det finns många olika typer av mätfel som kan förekomma gällande de elektroniska mätinstrument som är tänkt att implementeras i nätstationer hos GENAB. En del mätfel kan uppskattas med statistiska metoder. Dessa mätfel kompenserar ofta intelligenta mätarna för själva. Den nya generationens elektroniska mätare kan ha en mjukvara som har ställbara parametrar för kompensation. Andra typer av mätfel resulterar från den mänskliga faktorn så som felkopplingar, felavläsningar av mätutrustning m.m. Utöver dessa finns fler orsaker till att mätfel förekommer. I mätsystem kan det framkomma ytterligare felkällor såsom offsetfel, känslighetsfel, linjäritetsfel, yttre störningar, brus och hysteres.

3.2 Strömtransformatorer

Strömtransformatorer används för att transformera ner höga primärströmmar till sekundärsidan. Strömtransformatorer används i elnätet bland annat för att kunna ansluta mätinstrument till en lämplig strömstyrka. Vanlig sekundär märkström är 5 A. Direktmätning utförs på mätare i elnätet som är <80A. Det går då bra att ansluta mätinstrumentet direkt till strömledarna i elnätet.

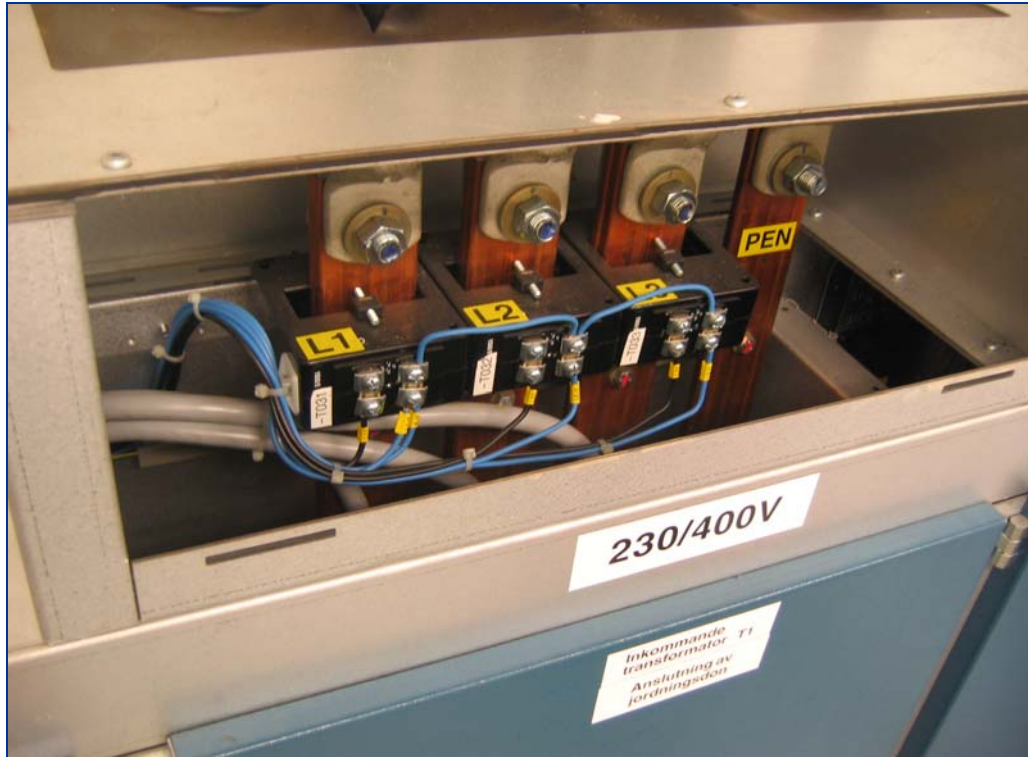
Strömtransformatorer har olika klassning. Hur de är klassade bestäms av vilka omsättningsfel de har. Ju lägre klass desto mindre är omsättningsfelet. När omsättningsfelet minskar, ökar följaktligen noggrannheten hos strömtransformatorn.

Befintlig mätning i nätstationer

- Strömtransformatorer på resp. krafttransformator på sekundärsidan (400V).
- Omsättning på strömmarna är 1500/5 eller 1000/5
- Flertalet av Klass 0,5

I nätstationerna hos GENAB är strömtransformatorerna ofta av klass 0,5 eller 1.

För debiteringsmätning krävs dock att strömtransformatorn är av klass 0,2 S men eftersom debiteringsmätning ej är syftet vid implementering av mätning i nätstationer ger strömtransformatorer av klass 0,5 eller 1 tillräckligt noggrann mätning.

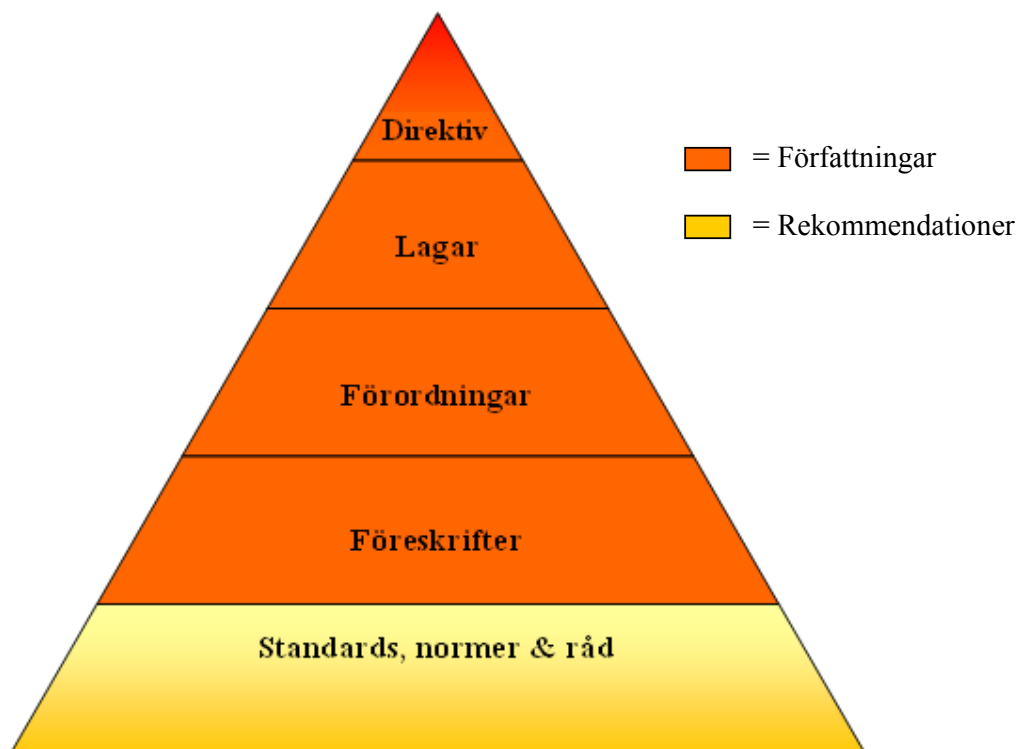


Figur 4: Bild över strömtransformatorer monterade på lågspännings sidan i en nätstation.

För mätning av elkvalitetsinformation så räcker det normalt med mättransformatorclass 0,5. Det är givetvis bra med så hög noggrannhet som möjligt men det får avvägas i förhållande till vad det kostar. Klass A mätning för elkvalitetsdata i enlighet med mätstandarden IEC 61000-4-30 ställer inte heller något krav på de externa mättransformatorerna utan endast krav på instrumentets noggrannhet och mätalgoritmer.

3.3 Beslutsförfaranden

Göteborgs Energi berörs av olika direktiv, lagar och krav som omfattar begreppet el.



Figur 5: Hierarkiskt diagram över Sveriges regelverk.

Ovanstående diagram visar i vilken hierarkisk ordning som Sveriges regelverk gällande el och dess omfång bestäms. De mörka nivåerna i diagrammet benämns författningar och dessa är elbolagen skyldiga att följa. Överst i det hierarkiska diagrammet är EU-direktiv och de gäller över alla andra författningar i diagrammet. Det ljusa fältet inbegrips under rekommendationer. Rekommendationer skall eftersträvas men är ej lag³. Beslutsförfaranden tas upp i rapporten för att skapa en förståelse för Sveriges regelsystem och vilka faktorer som påverkar när det är tal om exempelvis nya föreskrifter gällande elkvalitet eller mätning. För mer information om beslutsförfaranden se bilaga C.

³ [4] Jurist på Göteborgs Energi Nät AB, november 2008.

3.4 Elkvalitet

Det blir mer och mer fokus på elkvaliteten rent allmänt i takt med att konsumenter och näringsidkare blir mer sårbara och känsliga för bristande elkvalitet. Vid inkoppling av olika apparater till elnätet måste hänsyn tagas till att inte annan utrustning störs samt att elkvaliteten i nätet hålls inom rimliga gränser. Begreppet elkvalitet är fortfarande ett något diffust begrepp, därför ges förklaringar till några vanliga elkvalitetsparametrar nedan.

3.4.1 Övertoner

En överton är en ton (ström/spänning) som förekommer tillsammans med en grundton (50 Hz) men som har högre frekvens. Moderna elektronikkonstruktioner så som datorer och varvtalsstyrningar drar inte lika mycket ström under hela perioden på sinuskurvan. Strömkurvan kan exempelvis få höga toppar och är då inte längre en ren 50 Hz sinusvåg utan blir distorderad. På så vis uppstår övertoner som kan vara 100 Hz, 150 Hz, 200 Hz etc.

3:e tonen (150 Hz) har nollföljdskaraktär. Med det menas att de tre 150 Hz strömmarna i respektive fas inte kommer att vara förskjutna i förhållande till varandra. Så istället för att strömmarna "tar ut" varandra adderas de i nollan och den totala strömmen blir summan utav de tre fasströmmarna. Detta fenomen gäller för alla så kallade trippelövertoner så som 9:e, 15:e samt den 21:e tonen.

Om det är symmetri i nätet bland alla tre faserna är allt harmoniskt men när osymmetri förekommer bland de tre faserna kan den 3:e övertonen medverka till att ström uppstår i nolledaren. Högre ström i nollan leder till uppvärmning av ledaren som oftast inte är dimensionerad för detta. I symmetriska trefassystem kommer inte heller strömmar som avviker från grundfrekvensen att "ta ut" varandra, som nämndes ovan, utan åstadkommer en sammanlagd returström i nolledaren. Om det händer kan elektrisk utrustning förstöras, transformatorn kan ta skada, nolledaren kan brinna av p.g.a. värmeutvecklingen av den höga strömmen och det i sin tur för med sig extrema konsekvenser. I ett TN-C nät kan avbrott i PEN-ledaren äventyra elsäkerheten. Farlig beröringsspänning kan uppstå på utsatta delar. Det finns många konsekvenser detta kan bespegla och alla medför de kostnader och problem.

Några exempel på ett antal oönskade inverkningar på elsystem:

- Övertonsströmmarna kan ge upphov till varmgång och missljud p.g.a. oönskade svängningar i trefasmotorer med onormalt slitage och haverier som följd.
- Matande transformatorer kan överhettas av övertonsströmmarna varvid effektuttaget ibland måste sänkas till hälften för att transformatorn inte ska skadas.
- Överhettning i kondensatorer med brand eller explosion som följd vid faskompensering i lysrörsarmaturer, kondensatorbatterier mm.
- Störda funktioner hos datorer och annan elektronik kan orsakas av övertoner p.g.a. felfunktioner i nätdelen.

3.4.2 Transienter

Transienter beskrivs som en ström eller spänningsspik på grund av dess spikliknande kurvform. En transient är en kortvarig ändring av en ström eller en spänning. Transientens amplitud är avgörande för om en transient kan orsaka skada. Transienta förlopp uppstår ofta vid starter och omkopplingar av generatorer, vid inkoppling av kondensatorbatteri för reaktiv kompensering samt vid all lastinkoppling. Transientförloppet varierar från några tiotal nanosekunder upp till några millisekunder.

Det finns två kategorier av transienter:

- Impulstransienter
- Oscillatoriska transienter

Impulstransienter är positiva eller negativa spikar som har en stigtid på ca 1 mikrosekund och varaktighet på 50ns–1ms. Impulstransienter påverkar endast utrustning i närheten till störkällan, bortsett ifrån transienter orsakade av blixtnedslag. Oscillerande transienter karaktäriseras av mycket snabba ändringar i strömmens eller spänningens polaritet. Oscillerande transienter orsakar vanligtvis mer skada i en elanläggning än impulstransienter p.g.a. de har högre energiinnehåll, bortsett från åskströmmar.

Exempel på transienters inverkan vid skada:

- Problem kan uppkomma i form med att transformatorer och stora motorer kan få kortslutningar mellan lindningsvarven om de utsätts för branta transienter.
- Elektronisk utrustning är känslig för transienter. Speciellt näringsidkare har ofta datorer, teleutrustningar och olika typer av styrsystem som kan skadas och därmed orsaka allvarliga störningar i verksamheten.

3.4.3 Spänningsvariationer – snabba och/eller långsamma

Spänningsdippar definieras den sänkning som är större än 10 % utav den nominella spänningen och har en varaktighet mellan 10ms-90sek. Vanliga orsaker till spänningsvariationer är åsknedslag, jordfel, strömriktardrifter eller start av stora motorer.

Spänningsvariationer kan förorsaka problem i form av bland annat:

- Elektronikproblem
- Flimmer i belysningen
- Driftstörning i frekvensomriktare m.m.

3.4.4 Obalans i elnätet

Införandet av allt mer elektronik i elektriska apparater har medfört att elnätet drabbas av nya former av störningar från anslutna laster. Exempel på dessa störningar kan vara införandet av en mängd nya enfas-laster vilket leder till obalans i nätet.

3.5 Ansvar för el och elkvalitet

Kraven förutspås öka i Sverige när det gäller elkvalitet. Det finns olika sorters ansvar och avtal gällande elkvalitet idag i Sverige.

3.5.1 Strikt ansvar

Det strikta ansvaret är bundet till innehavaren av den starkströmsanläggning från vilken elen senast kommit och gäller endast vid person- och sakskada. För att ansvaret ska gälla, måste skadan ha uppkommit genom inverkan av el. Med detta menas att orsaken till skadan måste bero på den elektriska strömmen. Gällande det strikta ansvaret finns det skäl att understryka att det existerar många undantag från lagen.

3.5.2 Produktansvar

Det finns bestämmelser om ansvar för s.k. produktskador i produktansvarslagen (1992:18). En produktskada förekommer när en vara (lös sak) som på grund av säkerhetsbrist förorsakat personskada eller egendomsskada. Dessa bestämmelser omfattar ej el, eftersom el inte anses vara en lös sak. Regler om produktansvar för elektrisk ström finns i den nu gällande ellagen (1997:857)⁴.

Enligt ellag (1997:857) 3 kap. 9 § är den som har nätkoncession skyldig att på skäliga villkor överföra el för annans räkning. Vidare nämns att överföringen av el skall vara av god kvalitet. Definitionen ”god kvalitet” är i dagsläget under utredning i Sverige. Framtagning av nya föreskrifter gällande elkvalitet pågår. I skrivandets stund gäller än så länge standarden EN 50 160. Den beskriver samt specificerar huvudegenskaperna hos spänningen i en elnätanvändares anslutningspunkt i ett allmänt distributionsnät för låg- och mellanspänning under normala driftförhållanden. Standarden beskriver gränser eller värden mellan vilka spänningens egenskaper kan förväntas vara godtagbara. Exempelvis att spänningsvariationen inte får överstiga $\pm 10\%$ av den nominella spänningen 230V.

⁴ [4] Jurist på Göteborg Energi Nät AB, november 2008.

3.5.3 Allmänna avtalsvillkor

Det finns allmänna avtalsvillkor för anslutning av elektriska anläggningar till elnät och överföring av el till sådana anläggningar. Dessa avtalsvillkor gäller lågspänning som brukas av konsumenter och näringsverksamhet eller likartad verksamhet. De allmänna avtalsvillkoren är utarbetade av Svensk Energi. Svensk Energi och Konsumentverket har beslutat om nya allmänna avtalsvillkor för överföring av el (NÄT 2009 N och NÄT 2009 K) som börjar gälla 1 juli 2009. Då upphör de tidigare allmänna avtalsvillkoren (NÄT 2004 N och NÄT 2004 K) att gälla.

Villkoren avser anslutning av elektriska anläggningar och överföring av el till konsumenter samt näringsidkare. Enligt villkoren bestämmer nätägaren spänning och strömart till uttagpunkten d.v.s. den punkt där en kund, som har ett avtal med innehavaren av nätkoncession, tar ut el för förbrukning. Ibland händer det att det uppstår elkvalitetavvikelser på nätet. Med det menas t.ex. spänningsdippar, transienter, övertoner m.m. Det är då inte alltid uppenbart vem som orsakat felet/felen på nätet. Ovannämnda fel kan få förödande konsekvenser. Maskiner/utrustning kan gå sönder eller en näringsidkare får produktionsstopp och förlorar pengar o.s.v. En sak är säker, om ett stort fel inträffar medför det kostnader. Det är inte alltid lätt att fastställa vem som är ersättningsskyldig. För konsumenter och näringsidkare (lågspänning 400V) skiljer sig villkoren för ersättning vid skada åt.

3.5.3.1 Näringsidkare

För skada orsakad genom inverkan av el finns bestämmelser om strikt ansvar i ellagen. I de fall bestämmelserna inte gäller har kunden rätt till ersättning av nätägaren för avbrott, inskränkning eller annan störning i överföringen endast om detta förorsakats av vårdslöshet eller försummelse från nätägarens sida⁵.

3.5.3.2 Konsumenter

Kunden har rätt till ersättning för skada av nätägaren om inte nätägaren visar att avbrottet berott på ett hinder utanför nätägarens kontroll som nätägaren inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars följder nätägaren inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit⁶.

Vidare nämns i de allmänna avtalsvillkoren att parterna inte får använda sina anläggningar så att skada kan uppkomma på motpartens anläggningar, eller att störningar kan uppstå i nätet för andra kunder.

Om misstankar riktas mot en kund, att denna medvetet eller omedvetet skulle orsaka elkvalitetstörningar på nätet, har kunden skyldighet att på nätägarens begäran lämna uppgifter om antalet anslutna apparater och bruksföremål samt om deras beskaffenhet och effektbehov. Vidare har nätägaren rätt att kräva att kunden ändrar sin elanläggning så betryggande driftförhållanden uppnås samt att gällande bestämmelser uppfylls.

⁵ [6] Avtal NÄT 2004 N

⁶ [7] Avtal NÄT 2004 K

3.6 Energi och effekt

Nedan beskrivs lite kortfattat hur effektmätning (kW) och energimätning (kWh) sker samt hur vissa storheter och begrepp definieras.

3.6.1 Effektförbrukning

Effekt är produkten av ström och spänning. Enheten i elnätssammanhang är oftast (kW) för aktiv effekt P och (kvar) för reaktiv effekt Q . Aktiv och reaktiv effekt ger en bild av vad som händer i en krets eller ett nät vid en given tidpunkt.

3-fas AC:

$$P = \sqrt{3} * U * I * \cos \varphi \quad \text{Ekvation 1}$$

$$Q = \sqrt{3} * U * I * \sin \varphi \quad \text{Ekvation 2}$$

Skenbar effekt S kan delas upp i både aktiv och reaktiv effekt enligt ekvationerna nedan:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{Ekvation 3}$$

eller

$$S = P \pm jQ$$

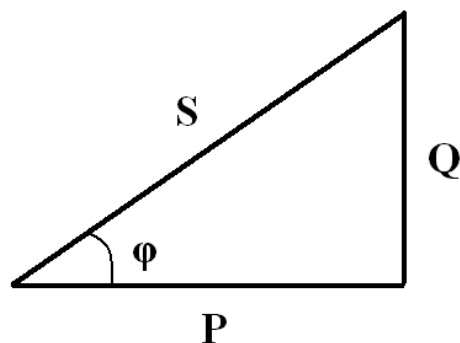
Ekvation 3 är härledd ur figur 6.

3.6.2 Effektfaktor

Effektfaktorn är ett mått på fasförskjutningen mellan ström och spänning. Effektfaktorn $\cos \varphi$ kan beräknas då både aktiv och reaktiv effekt mäts. Effektfaktorn är förhållandet mellan aktiv och skenbar effekt.

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad \text{Ekvation 4}$$

Ekvation 4 är härledd ur figur 6.



Figur 6: Relationen mellan skenbar, aktiv och reaktiv effekt.

3.6.3 Energiförbrukning

I matematiska sammanhang är energi tidsintegralen av effekt. Energiförbrukning i elnätssammanhang räknas oftast i kilowattimmar (kWh). För att räkna ut hur mycket energi som förbrukas multipliceras effekten med tiden enligt ekvation 5.

$$W = \int_0^t p(t)dt = [p(t)] = P \int_0^t dt = P * t \quad \text{Ekvation 5}$$

Mängden energi (kWh) är summan av all effekt (P) som är inkopplad under en given tid (t).

Det är viktigt att tänka på sammanlagring och exempelvis Velanders formel⁷ när det är frågan om effektberäkningar. Effektmätningen i nätstationer är tänkt att rapporteras som timavlästa värden. Det timavlästa värdet av effekten resulterar från att förbrukad energi under timmen läses av [kWh] och sedan blir detta siffervärde då lika med medeleffekten under timmen enligt följande:

$$\frac{\text{Uppmätt_energi[kWh]}}{\text{mättid[h]}} = \text{medeleffekt[kW]} \quad \text{Ekvation 6}$$

När automatisk avläsning av energiförbrukningen (kWh) sker varje timme kallas detta ibland för effektaavläsning (kW) eftersom en timbaserad avläsning ger effektmedelförbrukningen under 1 timma i kilowatt. Se ekvation 6.

⁷ Se avsnitt 3.7 Sammanlagring

3.7 Sammanlagring

Inom eldistribution används sammanlagring som ett uttryck för summering av effektförbrukningar. Sammanlagring bygger på en praktisk tillämpning av sannolikhetsläran anpassad till det mänskliga beteendet vid slumpmässiga belastningar och korrelationer gällande elförbrukningar. Metoden bygger på att maxbelastningen från ett antal elabonnenter är mindre än summan av deras största uttag. Detta p.g.a. att elabbonnenterna oftast inte tar ut maxeffekt samtidigt. Sammanlagring är en av de viktigaste men även svåraste delarna vid kalkylering av de olika förbrukningarna. Det finns olika metoder för att beräkna sammanlagringar inom elbranschen. En av de vanligaste formlerna för att dimensionera ledning är "Velanders formel".

3.7.1 Velanders formel

$$P = k_1 \sum W + k_2 \sqrt{\sum W} \quad \text{Ekvation 7}$$

$P = \text{Maxeffekt}$

$W = \text{Energi}$

k_1 och $k_2 = \text{Konstanter}$

Formeln baseras på erfarenhetsmässigt valda konstanter. Den används för att beräkna maxeffekten för exempelvis ett område då områdets energiförbrukning är känd. Med Velanders formel blir den resulterande effekten (P) en approximation utav den verkliga maxeffekten.

Konstanterna i formeln har olika värden beroende på vilken abonnenttyp som studeras. Exempelvis lägenhetsabonnenter tillhör en kategori och fabriker tillhör en annan kategori.

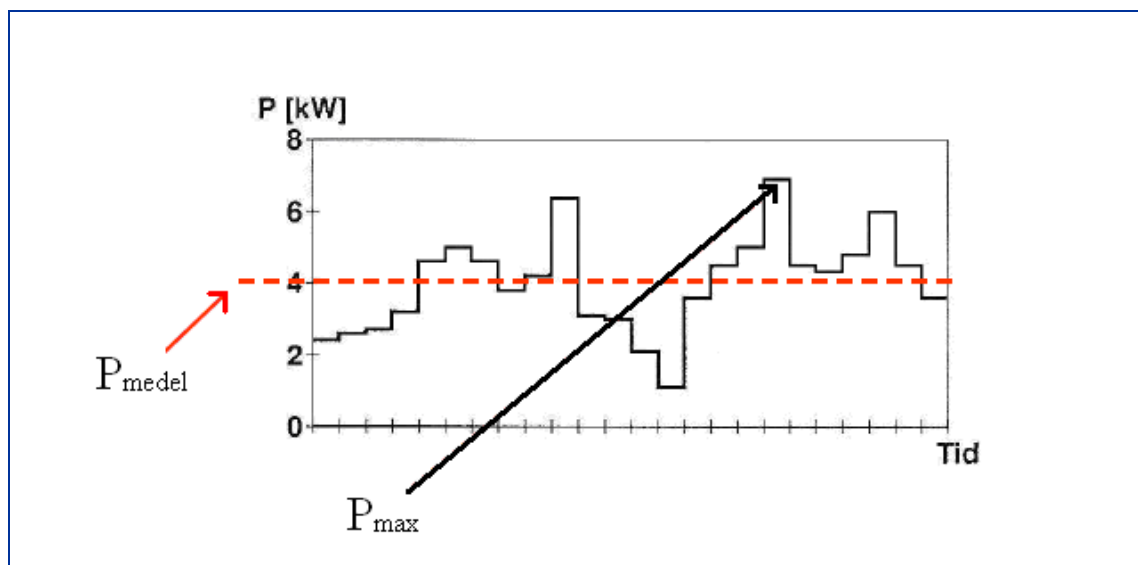
Tanken med Velanders formel är i första hand att använda den för grupper av kunder som är likartade, alltså kunder vars energibehov är relativt lika. Det kan vara villor utan elvärme, elvärmda villor, lägenheter med fjärrvärme, o s v. För de här kundkategorierna ger Velanders formel ett ganska bra resultat. För stadsbebyggelse, centrumkärnor med bostäder, kontor, affärer och övriga verksamheter är ekvationen däremot inte lämplig. Resultatet blir en mycket grov approximation och i vissa fall direkt missvisande. Det gäller att finna ett lämpligt dimensioneringsunderlag där kunderna har relativt likartade energiförbrukningar.

3.8 Lastfaktor

Lastfaktorn är kvoten mellan medeleffekten, P_{medel} , och maxeffekten, P_{max} .
I detta arbete är lastfaktorn en intressant variabel när ett områdes last studeras som exempelvis nätstationers underliggande kunder.

$$LF = \frac{P_{medel}}{P_{max}}$$

Ekvation 8



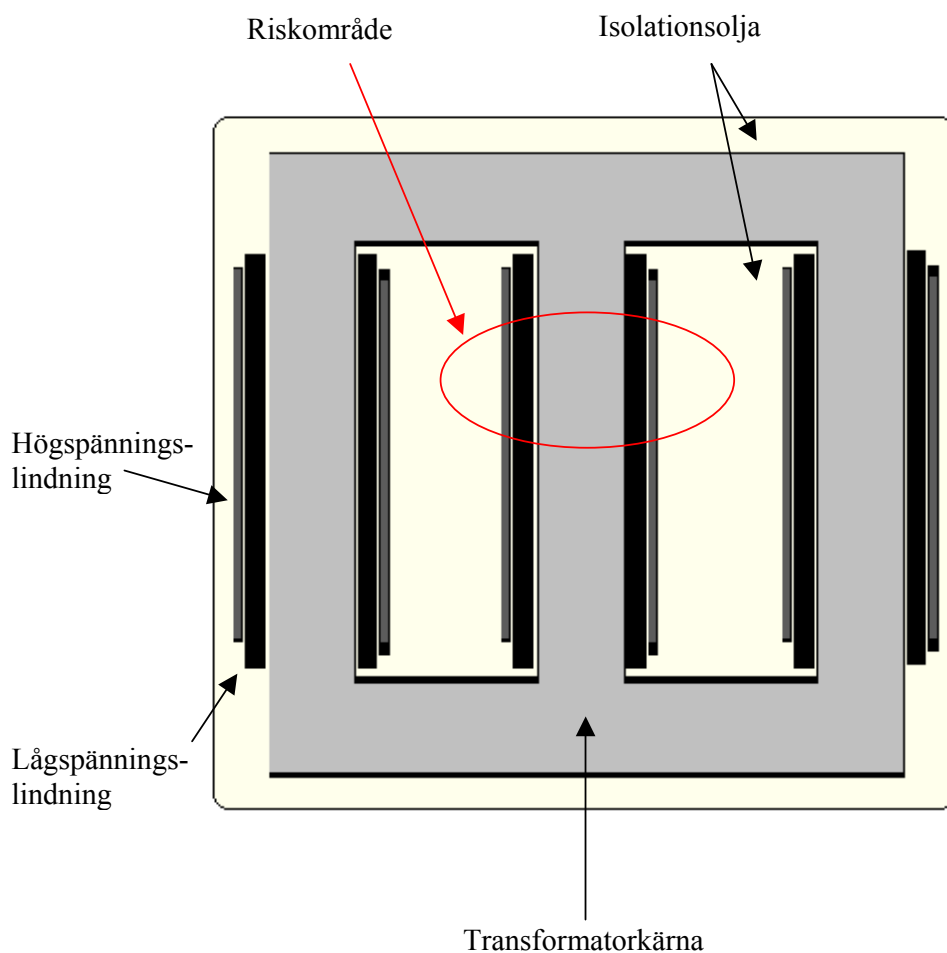
Figur 7: Aktiv effektfördelning över en viss tid.

$LF \Rightarrow 0$ Låg lastfaktor = stora effektbehovsvariationer och enstaka effekttoppar i området.

$LF \Rightarrow 1$ Hög lastfaktor = ett system/område som har en ganska jämn förbrukning.

3.9 Hotspots i transformatorer

Hotspots innebär att det blir varmare på vissa ställen/punkter i transformatorn. Att det blir varmare beror bl.a. på hur lindningarna i transformatorn är lindade. På de vanligaste distributionstransformatorerna som Göteborg Energi använder sig av är lindningarna lindade runt en så kallad trebent T-kärna, enligt figur 8.



Figur 8: En illustration på var hotspots oftast förekommer i en oljeisolerad transformator.

Det varmaste området i en cylinderlindad transformator förekommer på mittbenet i T-kärnan 2/3 upp i det innersta lindningsvarvet. Kyleffekten är där inte optimal beroende på temperaturpåverkan från de övriga benens värmeutveckling i lindningarna. Att det blir varmare i detta område innebär ökad risk för att hotspots påverkar isolationspapperet så att det kan förkolna. Papper som förkolnar resulterar i att riskerna för transformatorhaveri ökar. Hög temperatur (över 140°C) i hotspots kan även leda till bildning av gasbubblor i transformatoroljan. Dessa bubblor kan uppkomma när vattnet som finns i oljan börjar koka vilket även det medför fel på transformatorn.

3.10 Befintlig temperaturmätning

Distributionstransformatorns åldrande beror till stor del på drifttemperaturen. Ju högre drifttemperatur desto mer påskyndas åldersprocessen för bland annat isolationsmaterialet i transformatorn. Drifttemperaturen beror i sin tur av belastningsgraden i kombination med yttre temperaturpåverkan. Naturligtvis existerar det andra faktorer som påverkar transformatorns livslängd men ett bra sätt att uppskatta åldrandet hos en transformator är med hjälp av temperaturmätning (toppoljetemperatur och omgivningstemperatur).

Transformatorerna brukar delas in i två grupper, oljeisolerade och torrisolerade transformatorer.

De oljeisolerade transformatorerna är vanligast inom GENAB. Mellan lindningarna används även papper som isolationsmaterial.

I vissa typer av torrisolerade transformatorer är lindningarna impregnerade med silikonlack och huvudisolationen mellan lindningarna är av härdad glasfiber. Det finns också gjuthartsisolerade transformatorer med vakuumingjutna lindningar som är fuktsäkra vilka lämpar sig för drift i fuktiga och kraftigt förorenade miljöer. T.ex. i miljöer med luftfuktighet högre än 95 % liksom vid temperaturer ner till - 25 °C.

Livslängden hos en transformator påverkas av tid, temperatur, belastning, kortslutningar, överspänningar etc. På de oljeisolerade transformatorerna spelar även isolationsmaterialet in. Det är i Norden inte ovanligt med livslängder uppemot 30 till 50 år på transformatorer. Orsaken till den långa livslängden är genomsnittligt låg belastning (40-70 %) och låga omgivningstemperaturer.

Idag finns det temperaturmätning på de flesta distributionstransformatorer. Det som i dagsläget mäts på de oljeisolerade transformatorerna är toppoljetemperaturen. På de torrisolerade sitter en temperaturmätare i närheten av lindningarna. Funktioner tillhörande den här mätningen är en larmfunktion och eventuellt en fläktstartfunktion.

Larmfunktionen innebär att om transformatorns toppoljetemperatur överskrider ett visst kritiskt värde skickas en larmsignal till driftcentralen. Den kritiska temperaturen för oljeisolerade transformatorer är 75°C och den kritiska temperaturen för torrisolerade transformatorer är 110°C.

Fläktstartsignalen innebär att om transformatorns temperatur är högre än dess kritiska temperaturvärde, sätts fläktsystemet i nätstationen igång. Systemet används för att kyla transformatorn för att den bl.a. inte ska åldras i förtid. Temperaturmätningens signaler har bara 2 lägen, antingen larmsignal eller ingen larmsignal. För att få en mer exakt mätning krävs en variabel signal för avläsning.

Det är önskvärt att veta temperaturförloppen hos en transformator och dess omgivning för att på så sätt uppskatta den återstående livslängden hos transformatorn. I och med att livslängden uppskattas ges möjligheter till att realisera ett antal olika nyttor som gynnar GENAB. Se kapitel 5 Identifierade nyttor.

Det har i ett tidigare examensarbete hos GENAB utförts en undersökning om kartläggning och statusbedömning av distributionstransformatorer i Göteborgs elnät⁸.

I och med denna studie monterades en mätare för kontinuerlig temperaturmätning i en nätstation. Mätaren har en variabel signal som kontinuerligt mäter temperaturen både hos transformatorn samt dess omgivning. Denna typ av temperaturmätning kostar avsevärt mycket mer än den redan befintliga temperaturmätningen⁹ men den skulle medföra en ökad informationsbild gällande temperaturmätning på distributionstransformatorer hos GENAB.

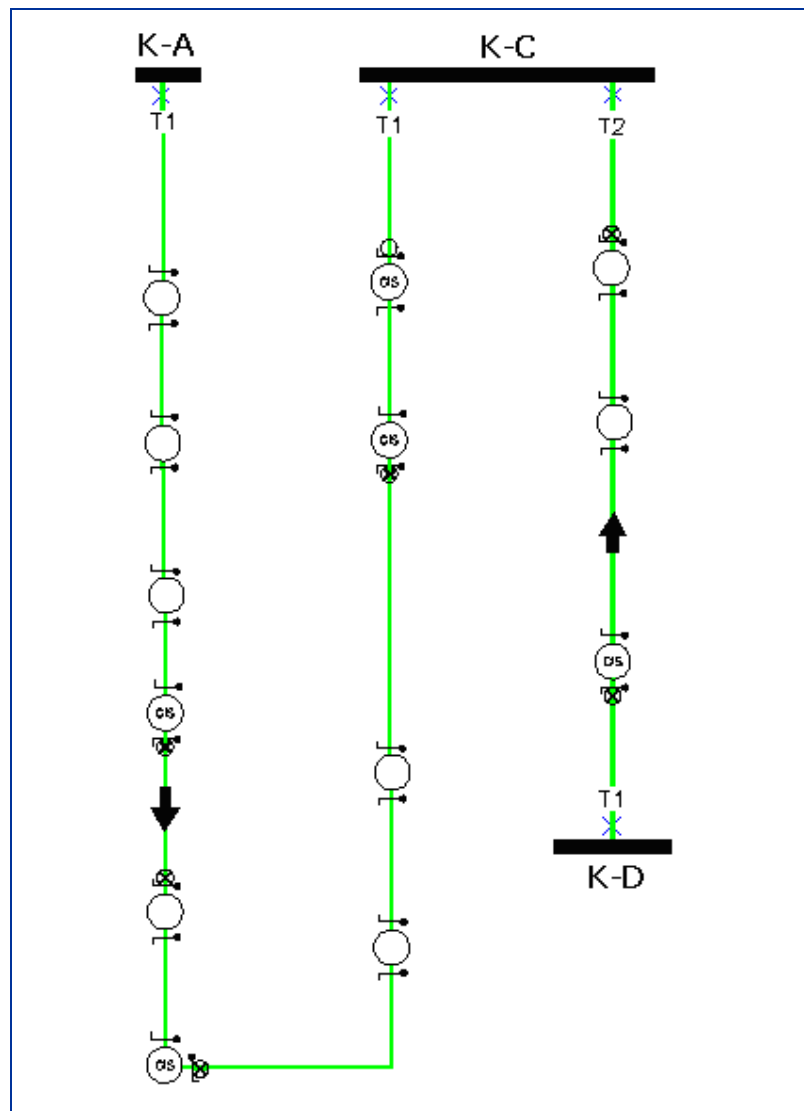
Ett annat sätt är att mäta belastningen hos transformatorn och därigenom erhålla hur länge transformators förutspås vara aktiv. En nackdel med att mäta belastningen av transformatorn är att det finns andra faktorer som också spelar roll för transformatorns livslängd. För att uppskatta transformatorers livslängd är en kombination av både belastningsmätning och temperaturmätning (toppoljetemperaturmätning samt omgivningstemperaturmätning) hos transformatorn ett bra alternativ.

⁸ [8] Kartläggning och statusbedömning av distributionstransformatorer i Göteborgs elnät.

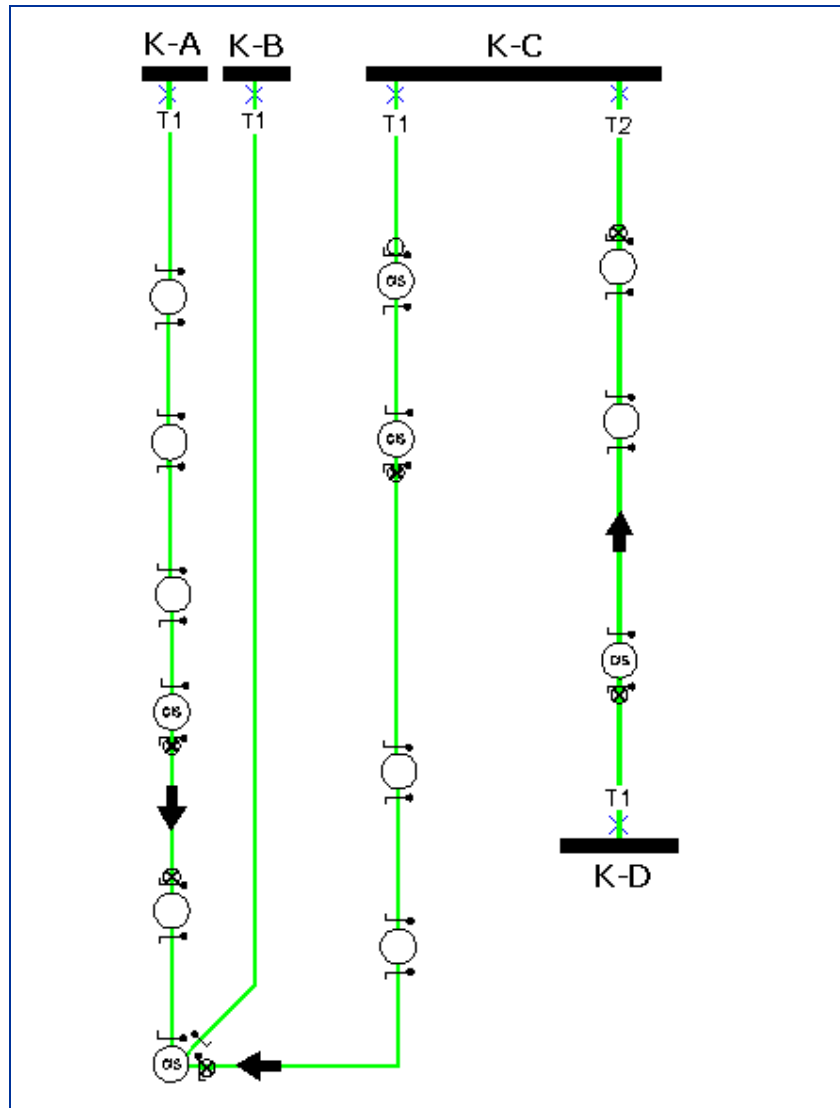
⁹ Se bilaga A, Ekonomiska beräkningar för kontinuerlig temperaturmätning.

3.11 Trebenskoppling

En trebenskoppling är när en kabel läggs för att fungera som en slags extra försörjning till en anläggning/slinga. En trebenskoppling är ett alternativ för att driftsäkra en anläggnings försörjning. Det är också ett sätt att driftsäkra en slingas försörjning.



Figur 9: Kopplingsschema innan trebenskoppling. Cirkklarna representerar nätstationer. K-A, K-C och K-D motsvarar 3 stycken kopplingsstationer. Pilarna motsvarar slingans sektioneringar i normaldriftläge.



Figur 10: Kopplingsschema med trebenskoppling. Cirklarna representerar nätstationer. K-A, K-B, K-C och K-D motsvarar 4 stycken kopplingsstationer. Pilarna motsvarar slingans sektioneringar i normaldriftläge.

3.12 Kommunikation

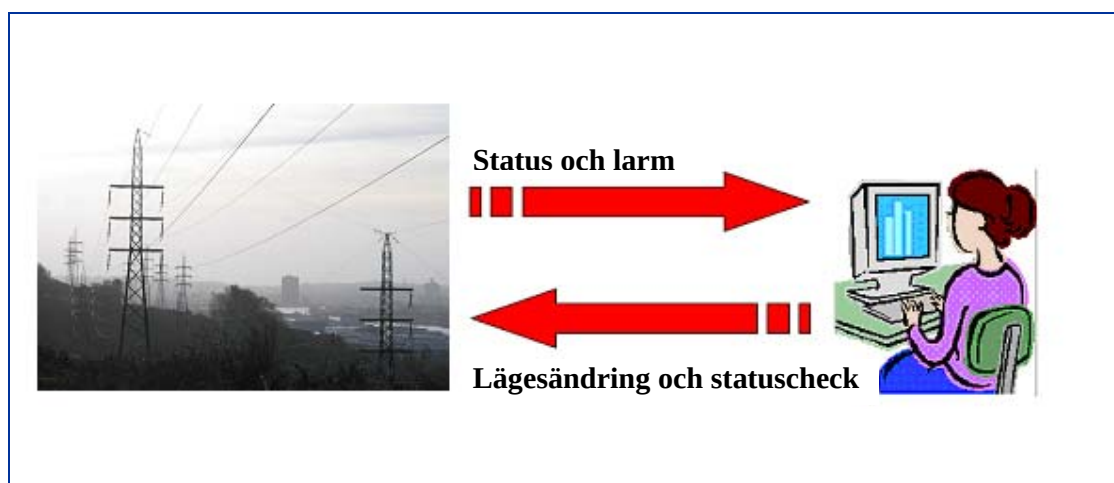
GENAB använder sig av olika kommunikationssätt och kommunikationssystem. Följande tekniker och system är relevanta i denna studie: SCADA, ZigBee, Styrkablar och GSM/GPRS.

3.12.1 SCADA

SCADA-systemet är en datainsamlande mjukvaruapplikation som övervakar, styr och hanterar processer som exempelvis kraft- och distributionsnät. Insamlad data från systemet kan vara larm och olika typer av statusinformation. Den insamlade och bearbetade informationen kan sedan användas för att per automatik fjärrstyra eller manuellt manövrera tillgänglig elkraftutrustning.

Ett SCADA-system tillåter en operatör att övervaka många in- och utsignaler i ett kraft- och distributionsnät. Utifrån den information som systemet samlar in kan operatören välja att styra utrustning som finns tillgänglig i systemet.

SCADA-systemet presenterar data över händelser som är avvikande (händelser som orsakar larm). Vidare fungerar SCADA-systemet, hos GENAB, som informationsbas för elnätets driftläge utgående från kopplings- och fördelningsstationerna. Figur 11 visar en förenklad bild av styrning av elnät med SCADA.



Figur 11: Generell styrning av elnätet med SCADA.

3.12.2 ZigBee

ZigBee är en standard för trådlös styrning och övervakning av utrustning i hem, fastigheter, industrier m.m. Plattformen har stöd för mesh-nätverk, stjärnnät, trädstruktur samt mixade varianter av dessa¹⁰. Vanligast är mesh-nätverk, vilket är den teknik GE nyttjar. ZigBee-tekniken är utvecklad för att vara energisnål.

Bandbredden för kommunikation med ZigBee rör sig om hastigheter under 100 kbit/s¹¹. Det är en bandbredd som räcker för att skicka korta meddelanden. Denna bandbredd är dock en ”total bandbredd” som ska räcka till kommunikation med ”alla” sensorer såsom sensorer i nätstationer och sensorer hos slutkunder på lågspänningssidan. I skrivandets stund används ZigBee-tekniken inom GE för insamling av mätserier för alla uttagskunder som har direktmätning (≤ 63 A).

3.12.3 Styrkablar

GENAB har idag ett stort styrkabelnät som består av 2550 kablar som omfattar 1350 km. Nätet är uppbyggt med flera utgående förgreningar. Det finns en hel del noder i nätet som är placerade i nätstationer, separata skåp eller annan lösning.

Styrkablar används för flera funktioner så som manöver av högspänningsbrytare, överföring av larmsignaler och kvalitetsmätningar, indikering av felströmmar m.m.

GENAB använder också styrkablar för att hämta hem förbrukningsstatistik för många större lågspänningskunder samt högspänningskunder. Det är även styrkablar som möjliggör kommunikation med SCADA hos GENAB.

Bandbredden i styrkabelnätet rör sig om hastigheter upp till 2 Mbit/s.

¹⁰ [2] Zigbee

¹¹ [3] Utredning av möjligheter med ZigBee

3.12.4 GSM/GPRS

För att samla in information som exempelvis förbrukningsstatistik för kunder använder sig GENAB även av tekniker som GSM och GPRS. Teknikerna används för insamling av mätserier från större lågspänningskunder samt högspänningskunder.

Vanligaste användningen av GPRS, inom området mätning, är hos GE för att skicka och ta emot information från flertalet lågspänningskunders insamlingsenheter. Vanligaste användningen av GSM-modem är inom GE för att hämta in mätdata från vissa kundmätare.

Kapitel 4: Statistikmätning på elnätet

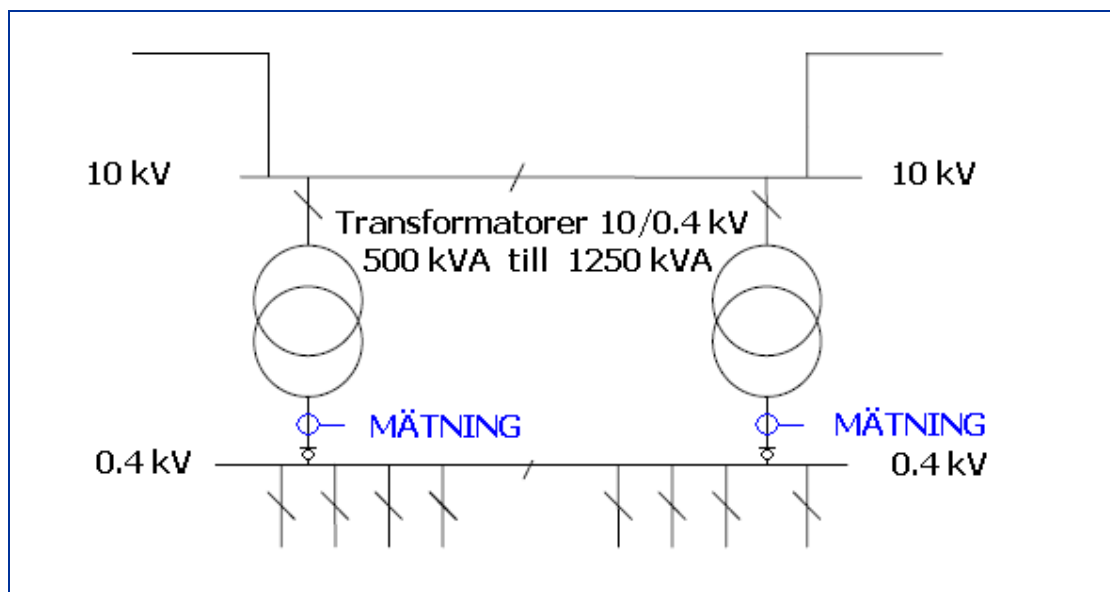
Det finns främst två typer av mätinstrument som är intressanta i denna studie. Det är mätinstrument som benämns energimätare och det är instrument som kan mäta både energi- och elkvalitetsparametrar. Detta kapitel tar upp vilka parametrar som bör ingå i mätinstrumentets specifikation samt lite om önskvärd funktionalitet hos mätarna. Sist i kapitlet utförs en del ekonomiska beräkningar på olika typer av mätinstrument.

4.1 Mätningar på elnätet

Det finns befintlig energimätning för inrapportering av timavlästa värden i en nätstation hos GENAB. Underliggande kunder har också mätning för fjärravlästa timvärden. Problem för att få tillgång till mätvärden till denna studie inom GE:s koncessionsområde har uppstått. Detta p.g.a. tidigt installationsskede av kundmätarna på lågspänningssidan, vilket resulterade i en ej fullbordad infrastruktur, dvs. mätvärdesinsamlingssystemet samlar ej in information från alla underliggande kunder då alla mätare ej har kontakt med MCU:er¹². Detta betyder att en relevant jämförelse mellan nätstationens förbrukning och underliggande kunders sammanlagda förbrukning ej kan genomföras. En undersökning om det finns någon lämplig nätstation att göra mätningar på har utförts. Resultatet blev att det tyvärr inte fanns någon nätstation där rapporteringen utav alla underliggande kundmätares mätvärden fanns tillgänglig vid den aktuella tidpunkten.

¹² Multipoint Control Unit. Används i kommunikationssystemet hos GENAB. MCU:en är en nod i ett system som har kontakt med sensorer och skickar vidare information.

Mätningen i denna studie involverar ström-, spänning-, effekt-, effektfaktor-, temperatur-, energi- samt elkvalitetmätning. Mätinstrument som är relevanta att implementera avses kunna mäta ström-, spänning-, effekt-, effektfaktor-, energi- samt eventuellt elkvalitetmätning i en och samma mätenhet. Temperaturmätningen är tänkt att implementeras separat. En fördel vore om temperaturmätningens signaler kunde kopplas till det övriga mätinstrumentet och sedan använda samma kommunikation. En annan fördel vore om mätinstrumentets mjukvaruapplikation kan uppdateras, för att på så sätt anpassas till framtida normer och krav. I figur 12 visas mätningens placering i nätstationen.



Figur 12. Mätningens placering i nätstationen.

Mätparametrar som bör ingå i mätinstrumentets specifikation:

- Spänning
- Ström
- Effekt (P, Q, S)
- Effektfaktor
- Fasvinkel
- Frekvens

Eventuellt även:

- Övertoner THD
- Individa övertoner
- Flimmer
- Dippar (Sag/swell)

Exempel på önskvärd funktionalitet hos mätinstrumentet:

- Inrapportering av timvärden till mätvärdesinsamlingssystemet.
- Strömvärden som underlag för beräkningar.
- Analoga ingångar för övervakning av temperaturer (transformortemperaturer och omgivningstemperaturer).
- Ingångar för övervakningslarm så som inbrottslarm, brandlarm e.t.c (skalskydd).
- Spänningsvärden och snabba spänningsvariationer.
- Inrapportering av effektfaktorn för statistikändamål.
- Lagrad kurvformsdata vid inträffade störningar.

Eventuellt även:

- Klass A för all elkvalitetmätning.¹³
- Normenlig övervakning (SS EN 50 160) av elkvalitet.
- Nivåvakt för spänning, ström, effekt, effektfaktor och spänningsobalans.
- Inrapportering av korta oaviserade avbrott enligt STEMFS 2007:7 för statistikföring.

¹³ Klass A enligt internationella standarden IEC 61000-4-30.

4.1.1 Systemlösning

En systemlösning som i standardiserat format lagrar undan information i en databas behövs. Informationen som lagras undan måste vara lätt åtkomlig för olika system som exempel mätvärdeshanteringssystemet (MVHS), SCADA m.m. En fördel är om mätaren har ett internt minne. Det interna minnet skulle då kunna fungera som ett slags backup-minne ifall störning inträffar.

4.1.2 Kommunikationssätt och infrastruktur

Elnätet är ett kommunikationsmedium i förändring. Bra är om mätinstrumentet så långt det är möjligt kan nyttja befintlig infrastruktur som är uppbyggd för mätvärdesinsamling. Exempel på sådan infrastruktur hos GENAB är styrkabelsystemet och Zigbee. Kommunikationssättet rör sig i första hand om Ethernet-, radio-, GSM/GPRS- kommunikation eller annan liknande kommunikation. Hos GENAB är radio och GSM/GPRS aktuellt. Dubbelriktad kommunikation är att föredra. Med dubbelriktad kommunikation till nätstationen ges möjligheter till styrning av olika slag som exempelvis laststyrning. Studien avgränsar sig till att främst behandla nyttor och problem gällande mätning i nätstationer. Därmed tas i rapporten inte upp hur mätningen eventuellt ska realiseras.

4.2 Ekonomiska beräkningar

Beräkningarna baseras på en enstaka installation och avser en nätstation med en transformator. Priset skiljer sig något beroende på vilka volymer av mätare som beställs samt vilken funktionalitet mätinstrumentet har.

Energimätare i nätstation ca 1 800 SEK

Energimätare med viss elkvalitetmätning i nätstation mellan 6 100- 11 500 SEK

Energi+elkvalitetmätning (Klass A) i nätstation mellan 7 500- 9 900 SEK

Kontinuerlig temperaturmätning (transformortemp.+ omgivningstemp.) ca 12 000 SEK

Installationskostnad ca 10 000 SEK

Energimätarna som GE använder sig av hos lågspänningsslutkunder ≥ 80 A är av modell Mk10¹⁴ och kostar ca 1800 SEK inkl modem. Energimätare med viss elkvalitetmätning för nätstationsbruk kostar mellan 6 100- 11 500 SEK¹⁵ beroende på volym och prestanda. Önskas energi+elkvalitetmätning i en och samma mätmodul med noggrannhet Klass A på elkvalitetmätningarna, är kostnaden normalt mellan ca 7500- 9.900 SEK¹⁶ beroende på volym och funktionalitet.

Kontinuerlig temperaturmätning (transformortemp.+ omgivningstemp.):

Sammanlagd kostnad för toppoljetermometer: 9 000 SEK.

Kostnad för omgivningstermometer: 2 700 SEK.

Kostnad för temperaturmätning av 1 styck transformator och dess omgivning i en nätstation:
9 000 SEK + 2 700 SEK = ca 12 000 SEK¹⁷ (exklusive installationskostnader)

¹⁴ [16] Mk10 från EDM I (Klass 1)

¹⁵ [15] Cewe Prometer W (klass 1) 6 100 SEK i grundutförande

¹⁶ [14] Metrum SC (energi och elkvalitetmätning (klass A)) 7 500 SEK i grundutförande

¹⁷ Se Bilaga B. Kostnadskalkyl för kontinuerlig temperaturmätning

Kapitel 5: Identifierade nyttor

30 stycken nyttor är identifierade utifrån de olika verksamhetsområdena på GENAB. Kapitlet ger en beskrivning av de olika verksamhetsområdena och dess nyttor.

5.1 Mäta- och ta betalt- processen

Mätprocessen syftar till att kvalitetssäkra och effektivisera den verksamhet som berör mätning av elöverföring. Processen omfattar allt från byte av elmätare till rapportering av kvalitetssäkrade mätvärden till *Ta betalt-processen* och myndigheter. För att säkerställa detta finns inom GE (inte endast GENAB) ett stort antal roller där personer arbetar med mätarbyten, insamling av mätvärden, kvalitetssäkring men också med planering, teknikutveckling och bevakning av förändring i lagstiftning mm.

I *Ta betalt-processen* sker främst arbete med kundservicetjänster som är relaterat till GENAB. Kundenservicetjänster innefattar bland annat ärendehanteringar, debitering/fakturering, krav och inkasso, byte av elhandelsföretag, registerhållning och nätavtal. Framför allt är det avvikelser inom dessa tjänster som processen hanterar.

5.1.1 Mer kontrollerad bild över förlustenergin

För att erhålla en kontrollerad bild över förlustenergin i elnätet krävs energimätning på olika strategiska punkter i distributionsnätet. Förslag på strategiska punkter kan vara:

- energimätning i kopplingsstationerna (130 kV/10 kV).
- energimätning i nätstationerna (10kV/400V).
- energimätning hos samtliga uttagspunkter i distributionsnätet.

GENAB mäter all den energi som köps in. Detta sker på 130kV-nivå i kopplingsstationerna. Sedan finns mätning hos alla underliggande kunder på olika spänningsnivåer. Det är hos dessa underliggande kunder som GENAB tar betalt för den energi som kunderna förbrukat. Om energin även mäts i nätstationerna fås en mer kontrollerad bild över hur energiflödet ser ut i elnätet. Om sedan denna energimätning jämförs med underliggande kunders sammanlagda energiförbrukning, fås en mer kontrollerad bild av förlustenergierna hos GENAB. Mätningen skulle medföra en ökad informationsbild över förlustenergi på både mellanspänningsnivå (10kV) och lågspänningsnivå (400V).

Förlustenergikostnaden på GENAB beräknas år 2008 till ca **65 miljoner kronor**. Denna kostnad är fördelad på naturliga förluster och icke naturliga förluster.

Naturliga förluster

Tomgångsförluster, belastningsförluster hos transformatorer, ledningsförluster m.m.

Icke naturliga förluster

Eltjuvar, felkopplingar, avtalslösa kunder, mätare som ej fungerar korrekt m.m

En mer kontrollerad bild av de naturliga förlusterna erhålls med energimätning i nätstationer. Det kan även vara mycket informationsrikt med energimätning i nätstationer då upptäckten av onaturliga förluster kan öka, vilket leder till att åtgärder lättare kan planeras och vidtagas.

5.1.2 Ökad informationsbild av nätstationens egenförbrukning

En nytta som kan realiseras i samband med installation av mätning i nätstationer skulle kunna vara att samtidigt installera energimätning av nätstationens egenförbrukning.

Allt som inte debiteras klassas som förlustenergier. Det GENAB inte tar betalt för köps sedan upp på företagets förlustavtal → KOSTNADER.

Nätstationens egenförbrukning mäts inte i dagsläget. Det finns belysning i nätstationerna och eventuellt någon fläkt som förbrukar el etc. Ibland kan det till och med förekomma att om någon ska bygga en ny nätstation bredvid den befintliga stationen, så kan arbetsbodar kopplas in på den befintliga nätstationen och ta el därifrån. Den elen varken mäts eller debiteras. Det kan vara så att den här arbetsboden står inkopplad ca 3 veckor på vintern och i boden finns det värmebläktar, kaffekokare m.m. som förbrukar energi.

Nätstationens egenförbrukning köps i dagsläget upp på GE:s förlustavtal. Därför bör det i alla uttagpunkter finnas mätare som registrerar förbrukad el.

Med energimätning i nätstationer samt energimätning hos underliggande uttagpunkter ges en möjlighet att skapa en bättre kontroll över förlustenergier som ex nätstationens egenförbrukning.

5.1.3 Bättre underlag för hur elnätkostnaderna ska fördelas

GENAB skulle med mätning i nätstationer få en ökad informationsbild av hur sammanlagringen för olika kundkategorier ser ut. Sammanlagringen bygger på att inte alla kunder tar ut sin maxeffekt samtidigt. Olika kundkategorier betar sig olika varav sammanlagringen för dessa kundgrupper är en slags sannolikhet för vad den förväntade uttagseffekten för dessa kunder maximalt bör bli.¹⁸

Exempel lägenhetskunder har en viss sammanlagring och villakunder har en annan sammanlagring. De betar sig olika, vilket resulterar i att effektuttaget ser olika ut för de två kundkategorierna. P.g.a. olik sammanlagring så har de inte samma sammanlagringsfaktor. Sammanlagringsfaktorn är en erfarenhetsmässigt vald faktor som ska spegla den faktiska sammanlagringsfaktorn för de olika tariffkategorier.

Om nätstationens uppmätta energi mäts och jämförs med underliggande kunders summerade förbrukning så kan GENAB på så sätt få värden på hur energin fördelas i nätet på lågspänningssidan. Jämförs den uppmätta energin i kopplingsstationerna med underliggande nätstationers summerade uppmätta energi, så fås värden på hur energin fördelas i nätet på mellanspänningssidan. Koppling mellan dokumentationssystem och insamling av mätvärdena från nätstationen hade varit önskvärt, för då skulle GENAB kunna stämma av att beräkningskonstanter¹⁹ för olika områden stämmer! Med ström-/energi-/effekt- mätning i nätstationer fås en bättre bild av hur sammanlagringen ser ut på lågspännings- samt mellanspänningsnivå och där av erhålls en bättre bild av hur tariffkostnader skall fördelas. Varje kundkategori ska stå för sin del av kostnader för användning av elnätet (tariffkostnader). Tariffkostnaderna baseras på drift- och underhållskostnader, kapitalkostnader och resultat.²⁰

¹⁸ Se avsnitt 3.7 Sammanlagring

¹⁹ Sammanlagringsfaktorn

²⁰ Intäkter – kostnader = resultat

5.1.4 Effektivare åtkomst av personer som brukar olaga kraft

Med energimätning i nätstationer finns det möjligheter att komma åt personer som brukar olaga kraft. Dessa personer benämns ofta eltjuvar. För att komma åt eltjuvar skulle en kontroll kunna skapas. Kontrollen skulle kunna vara att avvikelser mellan summan utav kundernas energiförbrukning på lågspänningsnivå och den uppmätta energin i nätstationen inte skiljer sig allt för mycket åt. Exempel blir avvikelser större än 10 % → larm.

Mätning på nätstationsnivå ger inte vilka som är de specifika strömstöldspersonerna men området för den befarade olaga kraftavledningen skulle kunna lokaliseras. Med information om i vilket område den befarade olaga kraftavledningen sker, skulle detektivarbetet med att finna dessa personer underlättas.

5-8 polisanmälningar/månad sker i dagsläget av personer som idkar olaga kraftavledning. Antalet eltjuvar är för GENAB ett stort mörkertal. Med energimätning i nätstationer skulle GENAB kunna komma närmare den faktiska siffran.

Med stigande elpriser och kärvare ekonomi rent allmänt måste GENAB räkna med att riskerna för en befarad olaga kraftavledning kommer att öka.

Parallellmätning kanske aldrig riktigt kan frångås helt för att finna eltjuvar men med energimätning i nätstationer så skulle området för en befarad olaga kraftavledning lättare upptäckas. Kanske skulle vetskapen om mätningen i nätstationer ha en rent utav förebyggande effekt och avskräcka personer från olaga kraftavledning.

5.1.5 Kvalitetssäkrare mätvärden

Med mätning i nätstationer skapas en bättre kontroll gentemot GENAB:s kundmätare i uttagspunkterna. Kontroll av att de inte systematisk börjar skena. Det finns en allmän passus att nätägaren är skyldig att ha kontroll på sina mätare. Kontroll av att mätarna ute hos kunderna gör vad de ska och t.ex. inte börjar rusa, visa för mycket etc. Om dessa typer av fel trots allt skulle uppstå helt okontrollerat skulle det på kort tid ge ett mycket dåligt ryckte och krav på att många mätare skulle kontrolleras. Detta skulle leda till en stor ekonomisk utgift. Mätning i nätstationer skulle fungera som en slags datakontroll av alla mätvärdena från kunderna.

5.2 Planeraprocessen

Planeraprocessen arbetar med planeringen av GENAB:s elnät. Processen syftar till att effektivisera elnätets utveckling, planering och utbyggnad av elnät. Nätplanerarna skall identifiera behovet av förstärkningar och utbyggnader i GENAB:s elnät samt hantera koncessionsfrågor beträffande GENAB:s eldistributionsanläggningar. Planeringsingenjörerna försöker säkra en hög leveranskvalitet och leveranssäkerhet. Vidare strävar ingenjörerna inom processområdet efter att bygga och driva GENAB:s nät med så låg miljöpåverkan som möjligt. De har också hand om systemtekniska frågor och utför systemanalyser, riskanalyser mm.

5.2.1 Enklare att anskaffa nätstationernas belastning

Energi/ström- mätning i nätstationer medför information om varje nätstations faktiska belastning. När belastningen är känd kan det beräknas hur mycket mer last som ytterligare kan kopplas till nätstationen innan transformatorns kapacitet blir kritisk. Ingenjören ser enklare om ny försörjning till planerade anläggningar behövs eller om planerade anläggningar kan anslutas till befintliga nätstationer. Med mätning i nätstationer erhålls information om nätstationens belastning som i sin tur ger ökad information om kabeln ut från en K-stations (10 kV-sidan) försörjningskapacitet. GENAB använder nästan alltid 240mm² kablar ut från K-stationerna och de brukar bara belastas till hälften av dess kapacitet ifall fel skulle uppstå och reservmatning blir aktuellt.

Det är intressant att veta varje nätstations belastning i det läget då det indikeras att en viss slingas kapacitet (slingor ut från K-stationer) börjar bli kritiskt. Med det menas att kabelns kapacitet snart inte klarar av att försörja det den är avsedd att göra om det blir driftavbrott. Med information om hur mycket berörda nätstationer på slingan belastas kan en lösning på situationen enklare planeras. I dagsläget erhålls kontinuerlig stömmätning från nätstationer men tillförlitligheten på dessa värden kan bli mycket bättre med timavlästna mätvärden i nätstationer. Om en nätstations slingas kapacitet börjar bli kritisk, kanske det blir tal om att bygga en trebenskoppling²¹. Om ingenjören vet varje nätstations faktiska belastning har ingenjören mer belägg för var någonstans på den berörda slingan som den eventuella trebenskopplingen ska vara belägen för att kunna utvinna största möjliga nytta av den.

5.2.2 Uppnå en bra och jämn transformatorbelastning

Energiförbrukningen hos nätstationerna varierar beroende på olika laster och dess lastfaktorer²². Lasterna har olika egenskaper och påverkar elnätet på olika sätt. Vissa kunder/kundanläggningar har en högre lastfaktor på sommaren och andra en högre lastfaktor på vintern.

Det optimala för transformatorn är att ha en jämn och anpassad last hela tiden. Så ser det inte ut i verkligheten när det talas om elförsörjning i ett distributionsnät. Tillgång till information, som medför att ingenjören vet hur en nätstations last ser ut över tiden, kan skapas i samband med införande av mätning i nätstationer. Med denna information kan ingenjören försöka att styra effektanvändandet hos kunderna, så att inte transformatorn belastas avsevärt mycket på sommaren och sen bara utnyttjar en liten del av dess kapacitet på vintern.

GENAB kan då försöka att styra effektanvändandet genom att styra tariffkostnaderna under vissa tider/perioder. Detta för att sänka energiförbrukningen och för att försöka få en jämn transformatorbelastning. En jämn transformatorbelastning är önskvärt för det ökar transformatorns livslängd.

I planeraprocessen kan ingenjörerna försöka dra nytta av denna kunskap då det gäller att planera områden. Med statistik (timvärden) över kundernas effektanvändande kan ingenjören

²¹ Se avsnitt 3.11 Trebenskoppling

²² Se avsnitt 3.8 Lastfaktor

enklare uppnå en bra och jämn transformatorbelastning i nätstationerna. Ett sätt att möjliggöra detta är som sagts genom att försöka styra kundernas effektanvändande.

5.2.3 Erhålla en mer kontrollerad bild över den reaktiva effekten

Ingenjören får en bättre informationsbild över nätet med dubbelriktad energimätning i nätstationer. Framför allt erhålls en bättre kontroll på den reaktiva effekten med mätning i nätstationer.

Den reaktiva effekten kostar inget för lågspänningskunder men högspänningskunder betalar avgifter för den. Eftersom kablarna i elnätet kostar pengar vill GENAB ha så mycket aktiv effekt som möjligt i kablarna. GENAB tar vanligtvis²³ inte betalt för den reaktiva effekten men eftersom kablarna dimensioneras efter den skenbara effekten²⁴ vill GENAB därför minska den reaktiva effekten i kablarna. Minskad reaktiv effekt leder till ökad effektfaktor i nätet. En effektfaktor på 1 eftersträvas eftersom induktiv och kapacitiv last ska ta ut varandra. Att veta den reaktiva effekten underlättar då nätets effektfaktor skall beräknas. Önskvärt är att ha en så hög effektfaktor som möjligt ($\cos \varphi = 1$) eftersom det innebär mycket aktiv effekt i nätet. Både privat och för nätbolag är det av ekonomiska och miljömässiga skäl av intresse att använda el-energin så optimalt som möjligt. Med effektmätning i nätstationer ökar informationen över hur den reaktiva effekten beter sig i nätet. Med kunskap om detta kan lämpliga åtgärder effektivare vidtagas.

²³ De flesta kunder finns på lågspänning (400V) och debiteras endast för aktiv effekt.

²⁴ Se avsnitt 3.6.1 Effektförbrukning

5.2.4 Bättre beslutsunderlag med mätvärdesstatistik och momentan avläsning

Idag går det till så att när en planeringsingenjör ska se hur lasterna över en slinga av nätstationer ser ut, går ingenjören in i driftledningssystemet och läser av strömmen i en utgående slinga från en K-station. Sedan läses strömmen i slingan ända av, kan exempelvis vara i en annan K-station och naturligtvis har slingan en sektionering någonstans. Ingenjören får på så sätt en uppfattning om hur mycket slingan belastas.

Ingenjören går tillbaka i tiden och tittar när slingan belastades som mest men vet inte riktigt hur sektioneringen såg ut vid det tillfället. Hur såg lastfördelningen i slingan ut?

För att ta reda på hur lastfördelningen i slingan såg ut, går ingenjören in i ett annat datorprogram och läser av varje nätstations maximala ström värde. Det maximala ström värdet fås av en amperemeter med släpvisare som sitter i nätstationerna. På den mätaren kan maxvärdet av strömmen och momentanvärdet på strömmen läsas av. Tillförlitligheten på dessa värden kan diskuteras. Mätarna är inställda på att mäta ett medelvärde under 15 minuters perioder. Så hur hög den här strömtoppen som visas på mätaren egentligen var vet man i dagsläget inte. Man vet inte heller när den inträffade eller hur ofta den tangerar detta värde eftersom insamlingen av dessa värden fås genom att åka ut till nätstationerna och läsa av släpvisaren 2-3 gånger per år.

Men hur representativ är denna avläsning av strömtoppvärdena? Kan exempel ha varit så att en omkoppling i nätet har skett och all last har varit tvungen att läggas över på en transformator istället för uppdelad på två transformatorer som i normaldriftläget.

De befintliga amperemätarna ger idag bara en fingervisning om hur en station är lastad. De ger egentligen inget beslutsunderlag över huvud taget utan de ger en indikation på hur stationen är lastad.

När ingenjören har nätstationernas strömtoppvärden skalas dessa värden för att få ett mer troligt värde, för stationerna belastas inte maximalt hela tiden och det är ju maxvärdena som läses av. Så maxvärdena skalas om genom att ta summan för strömmen i slingorna från K-stationerna och dela det med summan av alla nätstationers maxbelastning. På så sätt fås en faktor som de olika stationernas strömtoppvärde skalas med och så utgår ingenjören ifrån att det är detta värdet som ska användas när beräkningar ska utföras där nätstationens belastning är relevant.

Med mätning i nätstationer skulle bland annat ovanstående procedur kunna underlättas. Ingenjören skulle enkelt få tillgång till ovanstående data, genom någon form av mätvärdesinsamlingsprocess och datorlogik, utan att någon ska behöva åka ut och läsa av maxvärdena. Ingenjören skulle också reducera den osäkerhetsfaktor som finns i dagens tillvägagångssätt när det gäller beräkningar på hur hårt lastad en nätstation är genom att erhålla mer faktiska och relevanta värden. Ingenjören skulle helt enkelt få ett bättre planeringsverktyg då dels en momentan mätning kan utföras över nätstationers belastning och dels genom förd mätvärdesstatistik över dessa värden!

5.2.5 Ökad livslängd hos transformatorer

Livslängden hos en transformator påverkas av tid, temperatur, belastning, kortslutningar, överspänningar etc. På de oljeisolerade transformatorerna spelar även isolationsmaterialet in.

Temperaturmätning i nätstationer på transformatorer innebär bland annat information om transformatorns risk för överhettning, hur hårt transformatorn går lastad och möjlighet att estimeras dess livslängd. I dagsläget har de flesta transformatorer i Göteborgsområdet temperaturgivare som via kommunikation skickar en larmsignal till DLC om temperaturen är för hög.

Installation av temperaturmätning över tiden på transformatorerna och dess omgivning skulle ge ökad information om transformatorerna. Tanken är att all mätdata kontinuerligt ska rapporteras in till GENAB. Ökad information om transformatorerna leder till att de kan nyttjas på ett bättre sätt.

Om DLC i dagsläget får ett temperaturlarm på en transformator beror de oftast på att transformatorn är väldigt hårt lastad eller att transformatorns omgivningstemperatur är hög och kyleffekten låg. När transformatorn är väldigt hårt lastad åldras den snabbare. Risken för transformatorhaveri ökar också med temperaturen. Om temperaturen $>140^{\circ}\text{C}$ i en oljeisolerad transformator ökar risken för transformatorhaveri²⁵.

Grundregeln är att transformatorn åldras med tiden. Denna åldrandeprocess påskyndas av ökande drifttemperatur. Drifttemperaturen i sin tur beror av belastningen i kombination med omgivningstemperaturens inverkan. Ligger belastningsgraden över märklaster och omgivningstemperaturen är hög minskar livslängden hos transformatorn kraftigt.

Om planeraprocessen meddelas att temperaturen hos en transformator ofta är/eller börjar bli kritiskt, vet ingenjören om det krävs planering av ytterligare en nätstation i närområdet eller om belastningen ska omläggas på annat sätt. Med information om temperaturvarierandet kan ingenjören även uppskatta transformatorns sannolika återstående livslängd varav planeringsarbetet underlättas.

Det finns flera riskfaktorer med äldre transformatorer. Exempel: isolationsmaterialet har åldrats, de har sämre kortslutningssäkerhet och dessutom ofta höga tomgångsförluster. Med ökad temperaturinformation från transformatorerna kan planeraprocessen enklare planera när utbyte av transformatorer bör ske.

²⁵ Se avsnitt 3.9 Hotspots i transformatorer.

5.3 Ansluta elkund / Bygga –processen

Den här processen arbetar med investeringar, planeringar, beställningar och byggnationer av nytt elnät. Utöver byggplaneringen av nya anläggningar ansluter processen även anläggningar till elnätet. Processen ser till att nya anläggningar uppfyller gällande krav och riktlinjer samt mål för miljöhänsyn.

Vidare arbetar processen med drift- och entreprenadbesiktningar gällande kund-, kopplings- och fördelnings-stationer. Processen ska följa den tekniska utvecklingen inom ansvarsområdet samt se till att GENAB:s anläggningarna, när så bedöms lämpligt, anpassas till ny teknik.

5.3.1 Mer kontroll över belastningsutvecklingen/förbrukningsutvecklingen

Mätning i nätstationer ger GENAB bättre kunskap om elnätet så som kunskap om elnätets dynamik etc. Med mätning i nätstationer blir det möjligt att se hur förbrukningen av el ser ut över tiden i ett område. Om det planeras att bygga om något i ett område eller byggas till något så vet ingenjören belastningen hos nätstationen som ska försörja alla dessa anläggningar. Genom att beställa en momentan mätning på relevanta nätstationers transformatorer och genom förd mätvärdesstatistik över dessa, får ingenjören bättre underlag för sina beslut.

Ett exempel på en framtida stor belastning kan vara en ökning av elbilar. Många frågor kring hur elbilens elanslutningsanläggning (laddstation) ska anpassas till det övriga elnätet följer. I Sverige finns ej någon större utsträckning av statistik på hur elnätet kommer att påverkas av en massiv ökning utav elbilar. Mätning i nätstationer medför att GENAB kan erhålla bättre underlag för beslutfattande i olika frågeställningar som exempel justera tariffkostnader för att undvika höga effekttoppar gällande laddning av elbilar.

5.3.2 Optimalt transformatorutnyttjande genom effektstyrning

Förbrukningen hos nätstationerna varierar beroende på olika laster och dess lastfaktor.²⁶ Vissa kunder/kundanläggningar har en högre lastfaktor på sommaren och andra en högre lastfaktor på vintern.

Det optimala för transformatorn är att uppbära en jämn och anpassad last hela tiden. Så ser det, som nämndes tidigare i rapporten, oftast inte ut i elnätet. Om en nätstations last över tiden är känd kan ingenjören försöka att styra effektanvändandet hos kunderna för att erhålla en bättre och mer anpassad transformatorbelastning. Om transformatorn belastas optimalt så nyttjas transformatorns kapacitet optimalt. Genom information om ett områdes effektanvändande kan transformatorns belastning försöka att styras. Detta för att undvika situationer som att transformatorn belastas avsevärt mycket på sommaren och sedan utnyttjas bara en liten del av dess kapacitet på vintern.

Att ta del av ett områdes effektförbrukning innebär också ökad kundnytta för ansluta elkund / bygga processen. Med statistik på transformatorernas effektförbrukning kan eventuellt anslutningstiden för en kundanläggning förkortas. Bättre belägg för att direkt ansluta en elkund ges. Ett exempel är om kunden skall anslutas till en nätstation som håller på att byggas. I väntan på att stationen ska färdigställas kan då eventuellt kunden anslutas till en närliggande nätstation tills vidare. På så sätt kan kunden anslutas snabbare än den egentligen ska anslutas, vilket innebär en ökad kundnytta.

Optimalt transformatorutnyttjande gäller även natt resp. dagverksamhet. Olika kundkategorier brukar inte ha sina effekttoppar samtidigt. Om ingenjören vet att ett område har nattverksamhet och dagverksamhet så behöver ingenjören kanske inte dimensionera transformatorn till att dessa två verksamheter tar ut sin maxeffekt samtidigt. På så sätt kan transformatorn utnyttjas på ett sätt som är bättre. Då undviks att transformatorn åldras i förtid.

²⁶ Se avsnitt 3.8 Lastfaktor.

5.3.3 Minskad transport- och miljöbelastning

I dagsläget åker GE:s personal ofta ut för att genomföra mätningar och avläsningar i nätstationerna för olika ändamål. Med automatisk timavläsning som kontinuerligt rapporteras in skulle detta ej vara nödvändigt. Det kanske inte helt kan undvikas att åka ut och göra mätningar men det skulle ske en minskning med mätning i nätstationer. Om mätning i nätstationer skulle komma att realiseras skulle GENAB och GE arbeta mer miljömässigt. Miljöbelastningen skulle reduceras genom att spara in på transporter för att ta sig till och från nätstationerna.

5.4 Driftprocessen

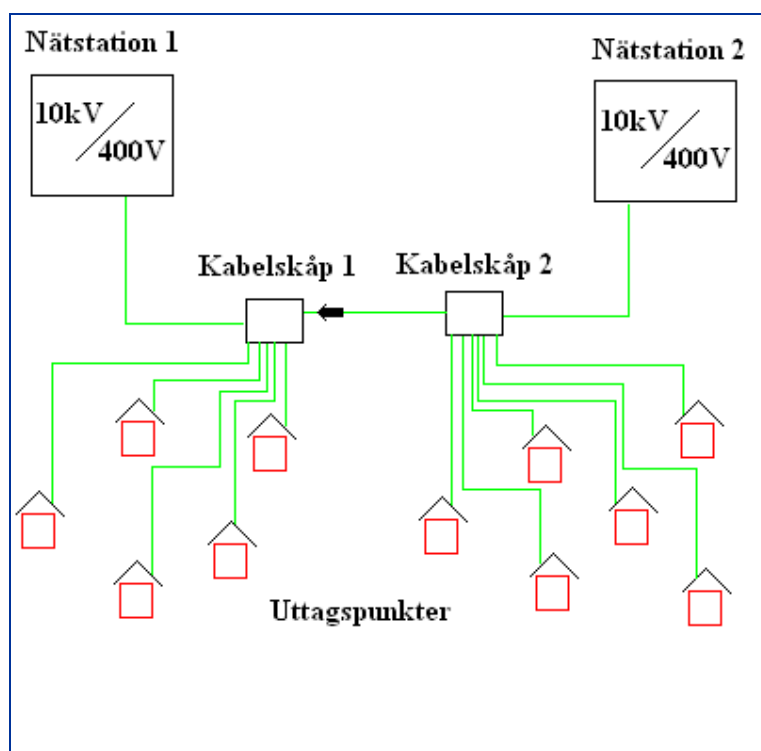
Driftingenjörerna har till uppgift att övervaka och ansvara för GENAB:s elnät 0,4-130 kV dygnet runt. De arbetar med drift och kontrollsystem så som övervakningssystem (SCADA) och driftledningssystem (OMS).

Driftprocessen planerar, genomför och följer upp elleveranser till GENAB:s kunder. Därmed ser processen till att elleveranserna i nätet effektiviseras och säkerhetsställs på ett tillfredställande sätt.

Leveranssäkerhet är viktig så processen handhar verksamhetsområdet avbrott, vilket innebär både aviserade och oaviserade avbrott. Vid driftstörning är personalen kopplingsansvariga och leder felsökning samt prioriterar resursinsatser för att snarast återställa elleveranserna i nätet.

5.4.1 Ökad information gällande omkopplingsmöjligheter

Med hjälp av kundernas mätare i uttagspunkterna så skulle DLC kunna veta någorlunda hur mycket energi/effekt/ström som flödar genom olika serviser (kabelskåp). Denna information kan fås genom att sammanlagra respektive kunds mätvärden. Om ett planerat avbrott är aktuellt skulle DLC på så sätt bättre kunna se omkopplingsmöjligheterna för olika områdens laster i lågspänningsnätet. Bättre möjlighet ges till att se om det går att t ex koppla om ett områdes belastning för annan transformatorförsörjning. I så fall försörjs områdets underliggande kunder med el och behöver inte drabbas av avbrott. Med mätning i nätstationen ges tillgång till att se olika transformatorers momentana belastning. Den informationen ger svar på om en transformator klarar av att ta över en annan transformators belastning tillfälligt vilket underlättar eventuell driftomläggning. Figur 13 visar ett exempel på hur en sektionering i lågspänningsnätet kan se ut. Bra vore om kundernas mätare kunde spåras till överliggande serviser och därefter till den transformator som serviserna är kopplade till. Om det går att skapa ett sådant system för normaldriftläget och få in i driftstödsystemet skulle det underlätta för driftingenjörerna gällande omkopplingar i lågspänningsnätet.



Figur 13: Förenklad bild över hur sektionering i lågspänningsnätet kan se ut.

Med ström-/energi- mätning i nätstationer fås information om transformatorers belastning. Det kan vara en fördel då ett avbrott planeras eftersom möjligheten att enklare se lastens omkopplingsmöjligheter ges. I dagsläget finns inte denna möjlighet om inte Göteborg Energi skickar personal som åker ut och mäter manuellt.

5.4.2 Bättre kundbemötande genom en effektivare avbrottsplanering

När driftcentralen planerar ett avbrott utfärdas en beställning av avbrottet. Det innebär bland annat planering inför arbetet (tidpunkt, elarbetsansvarig, utfärdare, avbrottsanläggningsdel, arbetsbeskrivning m.m). Efter det görs ett utskick till kunder.

7 dagar innan det planerade avbrottet måste en kund senast informeras (undantag enligt ellagen: Rätt att göra planerat avbrott utan att informera om avbrottet understiger 2 timmar.)

Det är svårt att beställa en tid som passar och får alla kunder till att bli nöjda. Personal på driftprocessen skickar ut aviseringar till kunderna (kort plus frimärke). Kunden kan säga nej till avbrott längre än 2 timmar, de har inte rätten att stoppa ett planerat avbrott men eftersom GENAB vill att sina kunder ska vara nöjda brukar de lyssna på vad de har att säga så de inte planerar t.ex. övertid på en fabrik vid tidpunkten eller liknande. Om det blir så att tiden måste ändras skickar DLC ut ytterligare en omgång med nya aviseringar (kort plus frimärke). Det är inte ovanligt med uppemot 3st utskick om större avbrott planeras innan arbetet faktisk kan utföras.

Med mätning i nätstationer (energi, effekt, ström) kan min och maxlast hos den berörda nätstationen tas fram. Detta innebär att DLC har ett bra underlag för vilken tidpunkt avbrottet bör ske d.v.s. när det berör kunderna minst, vanligast när minimum last för stationen inträffar.

Nu kan det gå till så att när ett avbrott ska beställas så skickas en operatör ut till nätstationen och gör en mätning under ca 1 veckas tid, för att se när stationen belastas som minst. Med mätning i nätstationen skulle GE minska sin miljöpåverkan eftersom operatören troligtvis påverkar miljön i form av avgasutsläpp från transporter.

Mätningen skulle också innebära en ekonomisk nytta i form av att företaget spar transportkostnader, kostnad för aviseringar samt eventuella operatörskostnader för de manuellt utfärdade mätningarna.

Det blir enklare att hitta en tid för avbrott som passar de flesta. DLC får som sagt bättre beslutsunderlag för när avbrottet bör ske, eftersom DLC då ser när på dygnet som den aktuella stationen är som minst belastad och så få abonnenter som möjligt blir störda.

Det är även intressant att veta hur nätstationernas belastning ser ut över tiden sommar / vinter. Över lag är strömmarna högre på vintern. Det behöver inte vara så. Vissa kunder / kundanläggningar har sin maxeffektförbrukning på sommaren. Exempel på en sådan anläggning kan vara ett köpcentrum med aircondition. Över lag (i Sverige) går det nämligen åt mer effekt att kyla en köpcentrumsanläggning än att värma upp den. Detta beroende på att människorna som vistas i köpcentrumet avger en effekt på ca 70W vardera plus att affärerna ofta har starka lampor med hög effektförbrukning som också avger värme. "Värme" har 100% verkningsgrad medan "kyla" har betydligt lägre verkningsgrad. Om DLC ska göra avbrott, särskilt längre avbrott, är detta ytterst viktig information att ta del av.

5.4.3 Säkerheten ökar genom bättre skalskydd

Om det blir aktuellt med fjärravläst mätning i nätstationer så medför det nyttor för driften gällande säkerheten av en nätstation. Om tillgång till kommunikation finns så ges möjligheten till att koppla in larmfunktioner så som inbrottslarm och brandlarm. Som anläggningsinnehavare ansvarar innehavaren för att ingen kommer till skada i anläggningen. Med inbrottslarm tros risken för sabotage och personskador komma att minska.

5.4.4 Ökad information om transformatorns belastning och livslängd

När transformatorn är väldigt hårt lastad åldras den fortare. Installation av temperaturmätning över tiden på transformatorerna och dess omgivning skulle ge ökad information om transformatorerna, som ej finns i dagsläget. Tanken är att all mätdata kontinuerligt ska rapporteras in till GENAB för statistikföring. Ökad information om transformatorerna leder till att de kan nyttjas på ett mer optimalt sätt.

Temperatur > 140°C ökar risken för att transformatorn ska haverera. Isolationspapperet kan förkolnas i hotspots och vattnet kan börja koka och bilda gasbubblor vilket kan leda till transformatorhaveri.²⁷

Åtgärder för att hålla nere temperaturen hos transformatorn som DLC i dagsläget kan verkställa, är att antingen koppla om last eller att operatörer åker ut med fläktar eller liknande som kyler transformatorn. Fläktstart kan även ske genom fjärrstyrning. Information om transformatorernas temperaturvarierande över tiden samt omgivningstemperaturinformation i nätstationen medför, att DLC kanske kan köra vissa transformatorer på överlast utan att transformatorn tar skada. Kunskaper om transformatorns åldrandeprocess ökar och därmed ökar kunskapen om hur hårt lastad transformatorn kan vara utan att ta skada. Nyttan blir då en förebyggande effekt gällande transformatorns åldrandeprocess. Det finns vissa faktorer som påverkar transformatorns livslängd och temperaturen är en sådan faktor.

Det finns befintlig temperaturmätning på de flesta av GENAB:s transformatorer. De värme-signaler som DLC får i dagsläget skulle kunna utökas för att erhålla en ökad informationsbild om både transformatorbelastningen samt livslängden. Kontinuerlig temperaturmätning innebär en ökad informationsbild gällande transformatorns belastning och livslängd.

²⁷ Se avsnitt 3.9 Hotspots i transformatorer.

5.4.5 Bättre planering av reservkraftaggregatförsörjning

Att veta en nätstations last är relevant då ett reservkraftaggregat planeras att köras i nätstationen. Det finns olika reservkraftaggregat som används till olika belastningar. Operatören/ingenjören avläser hur många kVA eller ampere som aggregatet är avsett för. Ibland kan det till och med vara så att ett reservkraftaggregat måste hyras in för att tillräckligt stora aggregat eller tillräckligt små aggregat (effektmässigt) inte finns inom GE-koncernen. En annan möjlighet är att storleken på aggregatet som bör användas finns men är ej tillgänglig för tillfället. Med mätning i nätstationer fås ett bättre underlag för vilket aggregat som bör användas. I figur 14 visas exempel på hur reservkraftaggregat ser ut.

Hur belastningen för nätstationen såg ut innan reservaggregatet kopplas in är ytterst viktig information att ta del av vare sig det gäller en driftstörning eller ett planerat avbrott. Information om nätstationens belastning underlättar planering av reservkraftaggregatförsörjning.



Figur 14: Två olika typer av reservkraftaggregat som används inom koncessionsområdet.

5.4.6 Ökad kundnytta vid oplanerade avbrott

Om DLC snabbt skulle kunna beställa en synkroniserad mätning över nätet med information om varje nätstation eller ett områdes belastning, innebär det att DLC vet hur mycket olika transformatorer belastas och det leder till enklare omkopplingsmöjligheter mellan de olika transformatorernas/stationernas belastning om fel/störning skulle inträffa.

DLC får möjlighet till mer information om hur driftnätet ser ut för stunden. Detta kan vara till nytta då exempelvis ett oplanerat avbrott inträffar i nätet. Mätning i nätstationer innebär en ökad kundnytta då troligen avbrottstiden minskar när laster kan omkopplas effektivare.

5.4.7 Ökad information om korta avbrott enligt STEMFS 2007:7

Föreskrift STEMFS 2007:7 handlar om skyldighet att rapportera elavbrott för bedömning av leverans kvaliteten i elnäten. Ström- och spänningsmätning i nätstationer kan vara en nytta gällande mätning av korta avbrott. I föreskriften definieras ett avbrott som ett tillstånd då uttagspunkten är galvaniskt fränkopplad i en eller flera av faserna från spänningssatt allmänt nät. Tillståndet ämnar när en brytare har löst ut och automatisk återinkoppling ska ske. Återinkoppling används för att minska konsekvenserna av fel i luftledningsnätet. Det kablfierade nätet drabbas sällan av övergående fel och därför installeras i regel inte återinkopplingssystem i jordkabelnätet. Ett kort avbrott definieras ett avbrott som är från 100 millisekunder upp till och med tre minuter. Enligt föreskriften ska statistik föras gällande varje uttagspunkt över bl.a. antal oaviserade korta avbrott orsakade av händelser i det egna nätet och antal oaviserade korta avbrott orsakade av händelser i överliggande nät.

Händelser från överliggande nät registreras i dagsläget i K-stationerna. Antal oaviserade korta avbrott orsakade av händelser i det egna nätet fångas upp hos GENAB m h a SCADA-systemet. Det finns ett allmänt råd i föreskriften att metoden som SCADA-systemet bygger på bara bör tillämpas om nätföretaget saknar tekniska system som möjliggör en mer exakt bestämning av vilka uttagspunkter som drabbas.

Med ström- och spänningsmätning i nätstationer erhålls en mer exakt bestämning av vilka uttagspunkter som drabbas.

5.4.8 Nyttor som berör elkvalitet

Elkvalitet är inget eget processområde utan ingår i driftprocessen.

5.4.8.1 Effektivare kartläggning av elkvalitetsavvikelser

Om mätaren i nätstationen är av klass A, enligt IEC 61000-4-30, utgör den grunden för noggranna elkvalitetmätningar. Det är den enda väl definierade mätmetoden som gör att mätinstrumentet kan användas som referensinstrument. Med mätning i nätstationer ges möjligheten att på ett effektivt sätt lokalisera källan till avvikelser gällande elkvalitet. Detta kan göras genom att mäta om störningen kommer uppströms eller nedströms.²⁸ Om elkvalitetsavvikelser uppstår i nätet och det finns olika strategiska mätpunkter utplacerat kan felet/störningen enklare lokaliseras vartefter det kan åtgärdas på ett bättre sätt än i dagsläget. Huvudfokus har hittills varit för energibolag att kartlägga störningar på elnätet som påverkar skyddsutrustning eftersom detta kan medföra oönskad bortkoppling av delar av elnätet, vilket i sin tur drabbar slutkunderna. Med mätning i nätstationer skulle kartläggningen av störningarna alltså effektivare kunna lokaliseras.

5.4.8.2 Hög leveranskvalitet och leveranssäkerhet

Genom att mäta och lagra elkvalitetparametrar över tid kan normrapporter skapas och statistik kan föras vilket kan vara nyttigt gällande värdering och analys av olika sorters fel/störningar. Detta öppnar upp för GENAB att erhålla en hög leveranskvalitet och leveranssäkerhet på ett mer tillfredsställande sätt än i dagsläget!

5.4.8.3 Effektivt eliminera övertoner för att reducera störningar på nätet

Ström som uppstår i nollledaren kan i vissa fall bli högre än fasströmmarna. Detta leder till uppvärmning av ledaren som oftast inte är dimensionerad för det. Den blir då även spänningsförande. Problem uppstår exempel i form av att kabeln går sönder eller att transformatorn kan ta skada. Den vanligaste lösningen för att hantera övertoner är att införskaffa ett filter som filtrerar bort övertonerna genom att på ett kontrollerat sätt kortsluta de övertoner som är orsaken till problem. Med kännedom om var dessa problem ofta uppstår fås indikationer på var skyddet/filtret skall installeras så att störningen kan elimineras snabbast möjligast.

5.4.8.4 Bättre kundbemötande

Mätning i nätstation gällande elkvalitetparametrar kan vara nyttigt i den mån att GENAB har belägg för att svara på kundfrågor om kvaliteten på elen. Naturligtvis utförs redan elkvalitetmätningar på nätet i dagsläget. Hos GENAB går det till så att en operatör åker ut och monterar upp en mätmodul på det aktuella stället och därigenom erhålls mätvärden. Detta sker

²⁸ Från ovanliggande nät eller från underliggande nät.

endast om misstankar finns gällande elkvalitetsavvikelser eller om en specifik efterfrågan verkställs. Med elkvalitetmätning skulle tillgång ges till elkvalitetmätvärden utan att en operatör behöver åka ut och mäta. Tanken är att med hjälp av mätningen i nätstationer så kan GENAB hjälpa kunden på ett effektivare sätt än i nuläget. Det kanske inte kan undvikas helt att en operatör måste åka ut och mäta när frågan om elkvalitetvärden sker men nätstationsmätning skulle i alla fall komma att underlätta arbetsbördan. Mätningen av elkvalitet öppnar upp möjligheter att låta kunder veta elkvalitetsinformation som finns tillgänglig i nätstationerna. Detta skulle på sikt kunna bidra till den ekonomiska nyttan om kunden betalar för informationen.

5.4.8.5 Bättre belägg gällande bevisbörda

Bättre kontroll på om någon kund orsakar en sämre elkvalitet (skräpar ner) på nätet eller om energibolaget ofrivilligt levererar el med dålig kvalitet. Näringsidkare blir mer och mer medvetna och skaffar elkvalitetmätare själva. Med elkvalitetmätning i nätstationer skulle informationsbilden, av dilemmat om vem som orsakat störningen och hur den skulle kunna undvikas, öka. Ett exempel är åskstörning från överliggande nät. En kund ringer in och klagar att datorn gick sönder p.g.a. ett åsknedslag. Med mätning i nätstation kan nätbolagen styrka sina belägg gällande om bolaget är ersättningsskyldiga eller ej. Grundläggande för att alla elanvändare och nätföretag ska finna en bra lösning gällande elkvalitetsfrågor är att någon form av kontroll av elkvaliteten bör utföras. Ett bra sätt att kontrollera detta är genom dubbelriktad mätning i nätstationer. Med resultat som grund kan fortsatta diskussioner föras om elkvaliteten i näten. Det medför att det blir enklare att vidta åtgärder. Med elkvalitetmätning i nätstationer skulle informationsbilden, av dilemmat om var störningen kommer ifrån, öka.

5.4.8.6 Förbättrad information om elkvalitet vid anslutning av småskalig produktion

Energikällor ansluts till olika spänningsnivåer i elnätet beroende på hur mycket el källan är avsedd att producera. På 400V-nivå benämns ofta energikällorna mikroproduktionskällor. Exempel på mikroproduktionskällor är vindkraft och solceller. Utvecklingen går fort framåt inom småskalig elproduktion. När energikällorna ansluts till elnätet kan det medföra eventuella företeelser som försämrar elkvaliteten på nätet. Med en elkvalitetmätare i nätstationerna så fås en bättre övervakning på hur dynamiken i nätet ser ut. Informationsbilden ökar och eventuell felsökning underlättas. GENAB skulle med mätningen erhålla en bättre kontroll av att innehavaren av en mikroproduktionskälla inte försämrar elkvaliteten i sitt närområde.



Figur 15: Solceller och vindkraftverk anslutna till lågspänningsnätet.

5.5 Förebyggande underhåll –processen

Processen arbetar med det löpande underhållet av GENAB:s anläggningar så som ledningar, kopplings-, fördelnings- och nätstationer m.m.

Processen realiserar strategiska planer gällande förebyggande underhåll av elnätet. Detta sker genom att periodiskt utföra kontroller gällande underhållet. Underhållet kan bestå av tillsyn och vårdande skötsel av ställverk, ledningar, transformatorer, brytare m.m.

Det förebyggande underhållet bedrivs och utvecklas i enlighet med myndigheternas krav. Vidare jobbar processen mot att öka leveranssäkerheten och minska oaviserade avbrottstider i elnätet.

5.5.1 Underhållet av transformatorerna underlättas

Det är önskvärt att veta temperaturförloppen hos en transformator och dess omgivning för att på så sätt uppskatta livslängden hos transformatorn. I och med att livslängden uppskattas ger det en indikation på i vilken ordning transformatorerna bör bytas ut. Detta skulle i Förebyggande Underhåll-processen exempelvis kunna innebära att service, av en transformator som är gammal och snart ska tas ur bruk, inte behövs utföras. Ett annat exempel är nästan motsatsen till det första exemplet. Med information om transformatorns livslängd kanske transformatorn kan behållas i drift längre än estimerat, vilket då kan innebära att service skall utföras.

Den ekonomiska nyttan är att pengar kan sparas genom att transformatorns livslängd uppskattas.

5.5.2 Erhålla ett effektivare arbetssätt inom processen

Information om mätning (energi, effekt, ström, spänning, temperatur) i nätstationer kan leda till att processen Förebyggande Underhåll (FU) kan bli mer effektiv. Detta genom att enklare kunna identifiera olika problem som sedan effektivare kan elimineras. En bättre överblick på allt som inte är akut erhålls. Med allt som inte är akut menas besiktningar, service/underhåll på en station m.m. Oftast finns samband med hur hårt lastad transformatorn i nätstationen är eller hur varm den är.

Med det planeringsverktyg som mätning i nätstation kan leda till, erhålls ett mer tillståndsstyrt arbete istället för tids-styrt/schemastyrt med kontinuerligt underhåll.

5.5.3 Bättre underlag vid val av reservkraftaggregat

Att veta en stations last (ström-/effekt-/energi- förbrukning) är bra då ett reservaggregat planeras att köras i nätstationen. Om en transformator ska tas ur bruk för underhåll är det relevant information att veta vilken typ av aggregat som bör användas istället för transformatorn. Det finns olika reservkraftaggregat som används till olika belastningar. Med mätning i nätstationer fås ett bättre underlag för vilken storlek, gällande aggregatets kapacitet, som bör användas.

Kapitel 6: Identifierade problem

Mätning av olika slag i nätstationerna medför inte bara nyttor utan även en del problem. Dessa problem har jag valt att beskriva generellt eftersom de inbegrips i alla processområden. Ha i beaktning att beskrivna problem nedan är problem som kan uppkomma, därmed inte säkert att de gör det. Lösningarna på problemen är något varje nätbolag själva måste utreda vidare.

6.1 Mängder med data

Mätning i nätstationer kommer att ge upphov till mängder av mätdatavärden. Mätdata ska skickas på något sätt, den ska tas emot, den ska hanteras, analyseras o.s.v. Vilka program och system ska användas? Hur kommer kommunikationen att se ut? Hur ska all data hämtas in? Det är viktigt att all information som samlas in kommer till sin användning och nytta inte minst ur ett ekonomiskt perspektiv.

6.2 Mätdatafel

För att uppnå trovärdighet mellan marknadens aktörer ställs krav på mätningarnas kvalitet. Kraven återspeglas av myndigheternas föreskrifter gällande mätosäkerheter och tillåtna mätfel inom elmarknadsområdet. Även om just dessa krav på mätningarnas kvalitet uppnås kan det uppstå andra fel som är relaterade till kvaliteten på mätningarna. Problem som mätdatafel i form av buggar, oavsiktliga programändringar, infrastrukturfel etc. kan uppstå. Det framtida tänkta mätvärdes-insamlingssystem kommer vara ett stort system. Mycket kan gå fel. Vad händer t ex om fel uppstår i systemet? Hur blir det med informationssäkerheten? Hur lätt är det att upptäcka fel i systemet? Det finns många frågor att beakta.

6.3 Sårbarhet

Om insamling av mätdata ska ske på ett smidigt sätt krävs att systemet har en bra infrastruktur. Att montera och realisera ett insamlingssystem kostar väldigt mycket pengar. Även om det finns en fungerande infrastruktur kan inte risken för problem i form av sabotage elimineras. Det kan innebära en ökad sårbarhet för GE genom att viktig information kan gå förlorad. Om mätningen i nätstationen ska användas som en slags kontrollmätning av energin, är det viktigt att mätvärden samlas in från alla kunders mätare som ligger under en nätstation. Därför är det viktigt att tänka igenom vilka krav som ska ställas på kommunikationen.

6.4 Utrymme /plats

Väldigt mycket datavärden kommer att hanteras. En viktig sak är att se till är att inte onödig information lagras. Vissa mätvärden kanske kan raderas efter en viss tid för att användningen för dessa värden ej är relevant längre. Mätdataens volymer varierar och beror på vilka storheter och funktionaliteter som hämtas in enligt följande samband:

$$\text{Datavolym} = 2700(\text{transformatorer}) * 8760(\text{h/år}) * \text{mätvärden}(\text{antal storheter och funktionaliteter})$$

Tabell 2: Excel 1 som består av 10 mätvärden.

Mätvärde 1 12345,12345
 Mätvärde 2 12345,12345
 Mätvärde 3 12345,12345
 Mätvärde 4 12345,12345
 Mätvärde 5 12345,12345
 Mätvärde 6 12345,12345
 Mätvärde 7 12345,12345
 Mätvärde 8 12345,12345
 Mätvärde 9 12345,12345
 Mätvärde10 12345,12345

Excel 1 fil = 13,5 kB

Tabell 3: Excel 2 som består av 110 mätvärden.

Mätvärde 1	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345
Mätvärde 2	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345
Mätvärde 3	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345
Mätvärde 4	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345
Mätvärde 5	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345
Mätvärde 6	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345
Mätvärde 7	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345
Mätvärde 8	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345
Mätvärde 9	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345
Mätvärde10	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345	12345,12345

Excel 2 fil = 14,5 kB

100 mätvärden tar (14,5 kB -13,5 kB) 1 kB lagrade som Excel-format. Lagrade som Excelformat är skillnaden på 100 mätvärden minimal men eftersom antal mätvärden växer med tiden är det viktigt att inte lagra på sig onödig information.

6.5 Klockfel

Problem kan uppstå i form av klockfel hos mätaren i nätstationen. Klockan kan dra sig vilket innebär att mätvärdena som mätaren samlar in sker vid fel tidpunkter. Om mätaren i nätstationen inte har en mjukvara som uppdateras av de klocksignaler som centraldatorn skickar ut kan detta uppstå.

6.6 Störfunktioner

Beroende på vilket insamlingssystem som används för att samla in mätdata från nätstationerna tillkommer vissa störfunktioner. Störfunktionerna inverkar på kommunikationen med nätstationsmätaren. Exempel på störfunktion kan vara insamlingsproblem vid användande av elnätet som kommunikationssystem. Om det blir elavbrott bryts kommunikationen med nätstationsmätaren under den tiden avbrottet är.

6.7 Avrundningsfel

Det är viktigt med bra noggrannhet på mätvärdena! Nätstationsinstrumentets precision i talformat bör helst representeras som flyttal. Detta för att undvika avrundningsproblem som kan uppstå vid jämförelse mellan nätstationsinstrumentets värden och underliggande kunders mätvärden. Om nätstationen är placerad väldigt nära dess underliggande kunder blir de naturliga förlusterna i elnätet små, vilket resulterar i att den uppmätta energin i nätstationen ungefär är densamma som den summerade förbrukningen av energi hos underliggande kunder. Har mätinstrumentet hos kunderna bättre noggrannhet än mätinstrumentet i nätstationen kan jämförelser mellan mätvärdena visa att de underliggande kundernas förbrukning överstiger den uppmätta energin i nätstationen. Detta fenomen beror på avrundningsfel. Det som sätter begränsningen i jämförelse mellan mätvärdena är noggrannheten hos instrumenten.

6.8 Programfel

En faktor som påverkar beräkningsresultatet av mätvärdena är då flera olika sorters program används vid beräkningarna. Ett stort problem skulle uppstå om ett program lagrar något mätvärde som inte är korrekt och som exempel måste justeras manuellt. Om detta händer ofta skulle det uppstå en svår situation för GE med tanke på mängden av antal mätvärden som hämtas in och skickas mellan de olika programvarorna. I regel har programmen som hanterar mätvärden ett inbyggt varningssystem med sannolikhetskontroll, så fel kan upptäckas och ändringar kan utföras. Frågor att ställa sig är exempel vad händer om varningssystemet släpper igenom felaktiga mätvärden? Vilka konsekvenser skulle det innebära för GE?

Kapitel 7: Omvärldsanalys

En omvärldsanalys har utförts i detta examensarbete. Det pågår ett antal pilotprojekt inom olika energibolag i Sverige som berör ämnet mätning i nätstationer. Vissa företag har valt att inrikta sig på energimätning i nätstationer medan andra även mäter elkvaliteten i nätstationerna. Vad som eventuellt blir relevant för GENAB är inget som behandlas i den här rapporten utan det får fortsatta studier avgöra.

7.1 Beräkningar med statistikmätare

I omvärldsanalysen har jag utfört en del beräkningar med statistikmätare. Om mätserier från mätinstrumenten som finns i nätstationer samlas in, kan en del jämförelser göras gentemot nätstationens underliggande kunders mätinstrumentvärden. Bland annat kan förlusterna på den sekundära sidan i nätstation beräknas och även effektfaktorn.

7.1.1 Förluster i elnätet

Beräkningar gällande förluster på lågspänningssidan har utförts. Uppmätt energi hos nätstationer samt nätstationens underliggande förbrukares energi har beräknats. Sedan har jag gjort en jämförelse mellan nätstationens uppmätta energi och underliggande förbrukares summerade energi.

Differensen ΔP är den totala förlusten av effekt vid en jämförelse av statistikmätaren i nätstationens uppmätta effekt $P_{\text{statistik}}$ och summan effekt P_{summerad} av mätarna i nätstationens underliggande uttagspunkterna²⁹.

$$\Delta P = P_{\text{statistik}} - P_{\text{summerad}}$$

Ekvation 9

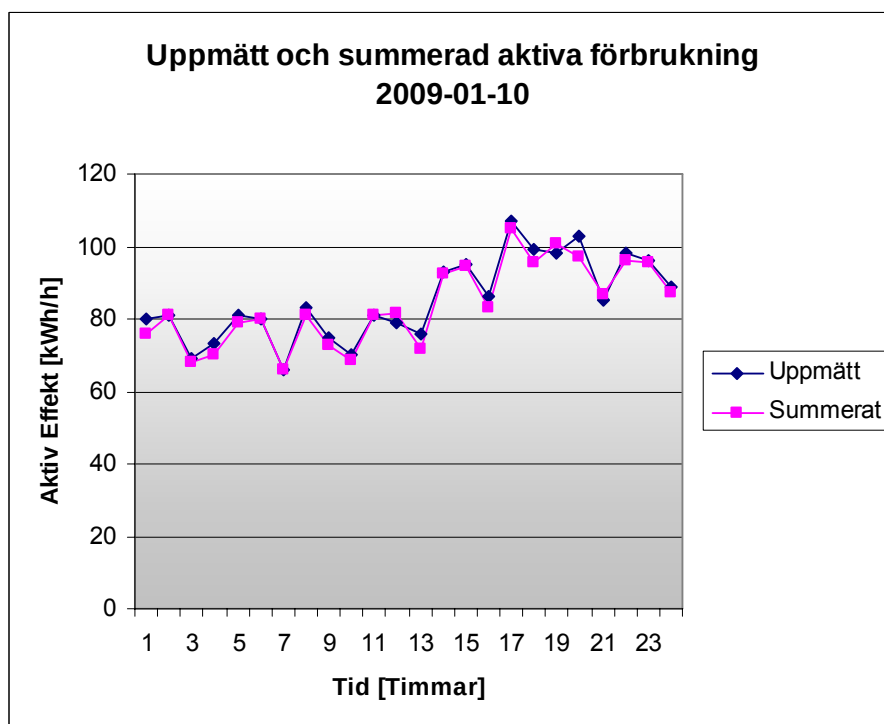
Förlusterna ΔP ska helst bestå av naturliga förluster³⁰.

²⁹ [1] Överföringar av och beräkningar med timmätta värden.

³⁰ Naturliga förluster, se sidan 36.

7.2 Beräkningsresultat

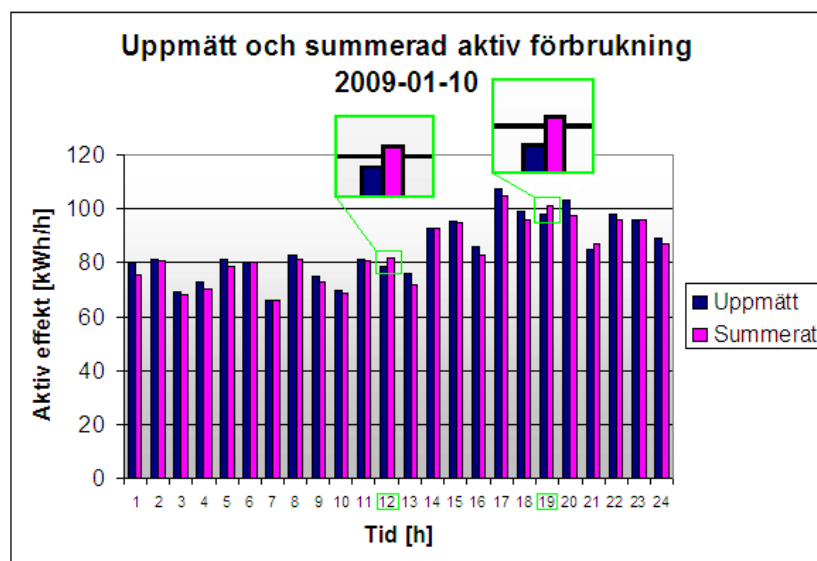
Nätstation T109 är belägen inom Tranås energis koncessionsområde. Den matar 24 anläggningar. Den har lite olika förbrukare så som villor och industrier. En kund har en strömtransformator med omsättning $\frac{300}{5}$ d.v.s. en skalningsfaktor på 60. Hänsyn är tagen i beräkningarna till att inte alla underliggande kunder mäts med direktmätning.



Figur 16: Aktiv förbrukning per timme under ett dygn i nätstation T109.

Figur 16 visar uppmätt och summerad aktiv förbrukning för ett dygn. Det som kan utläsas av diagrammet över förbrukningen är att förbrukningen ökar under sen eftermiddag och kväll, för att sedan minska under natten. Detta speglar en ganska typisk förbrukningskurva. Vidare kan utläsas att de två kurvorna följer varandra väldigt jämnt, vilket innebär att energiavvikelseerna är små. Förlusterna är små i detta område.

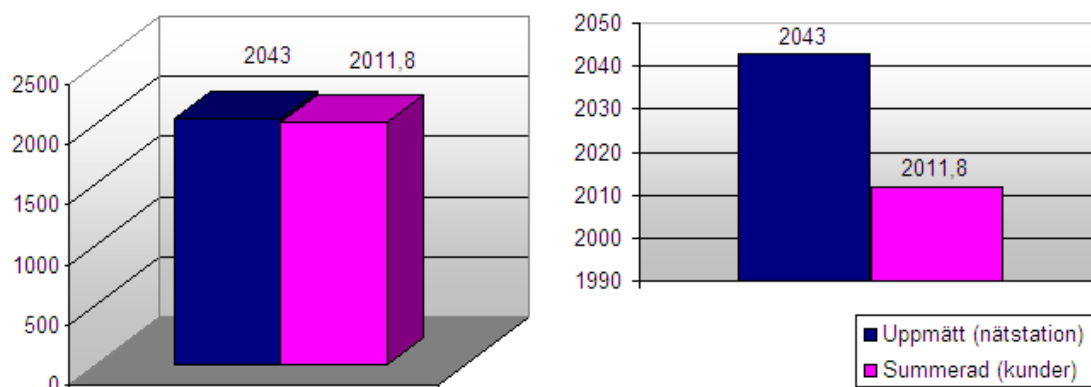
I diagrammet i figur 17 används samma värden som användes i figur 16 fast visat som stapeldiagram. Här kan utläsas att kundernas summerade förbrukning är högre än den uppmätta förbrukningen i nätstationen vid två tillfällen.



Figur 17: Aktiv förbrukning under ett dygn i nätstation T109 visad som stapeldiagram.

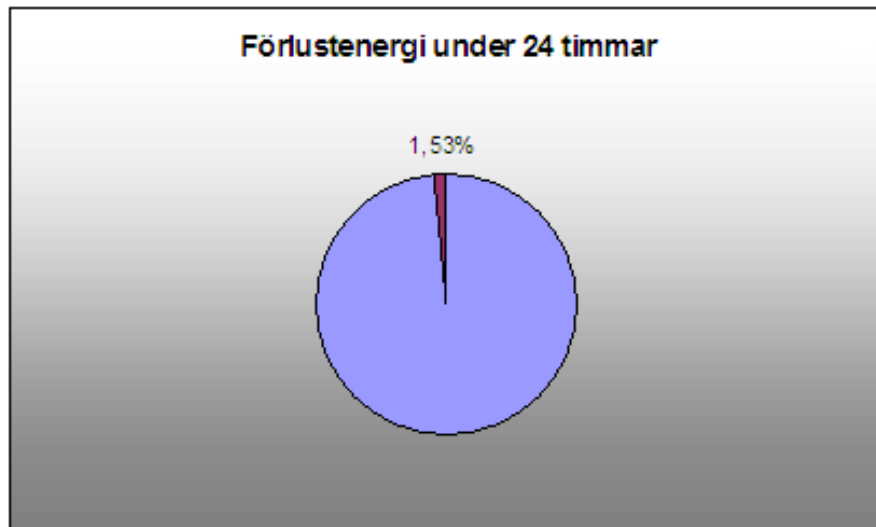
Att kundernas förbrukning överstiger den uppmätta i nätstationen visade sig bero på avrundningsfel.³¹ Det som sätter begränsningen i jämförelse mellan mätvärdena är noggrannheten hos instrumenten. Kundernas mätare används för debiteringsmätning och har självfallet en hög och bra noggrannhet. Mätaren i nätstationens syfte är inte debitering.

I figur 18 visas dygnsmedelvärdet av förbrukningen under samma dygn (2009-01-10). Här ses en markantare energiskillnad över nätstationen och dess underliggande förbrukare. Notera värdena. Förlusterna är fortfarande relativt små.



Figur 18: Medelvärdet av aktiv förbrukning under ett dygn för nätstation T109.

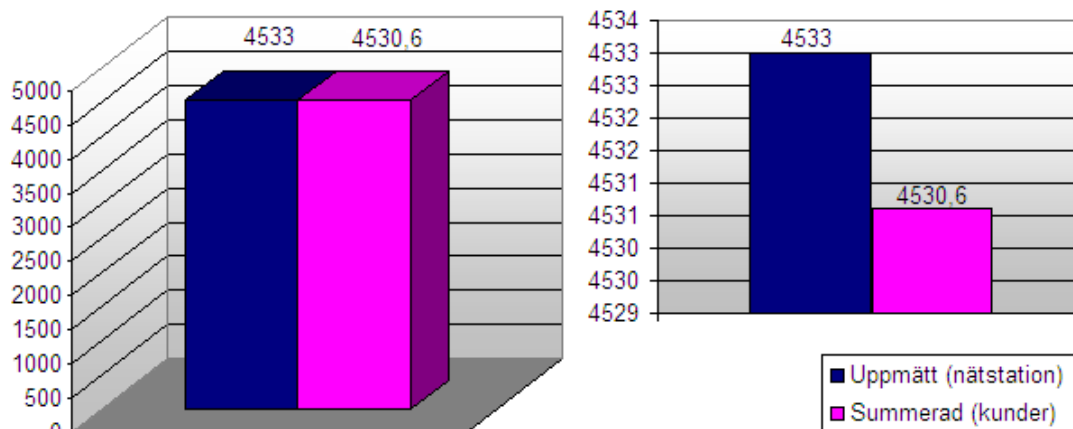
³¹ Se avsnitt 6.7 Avrundningsfel



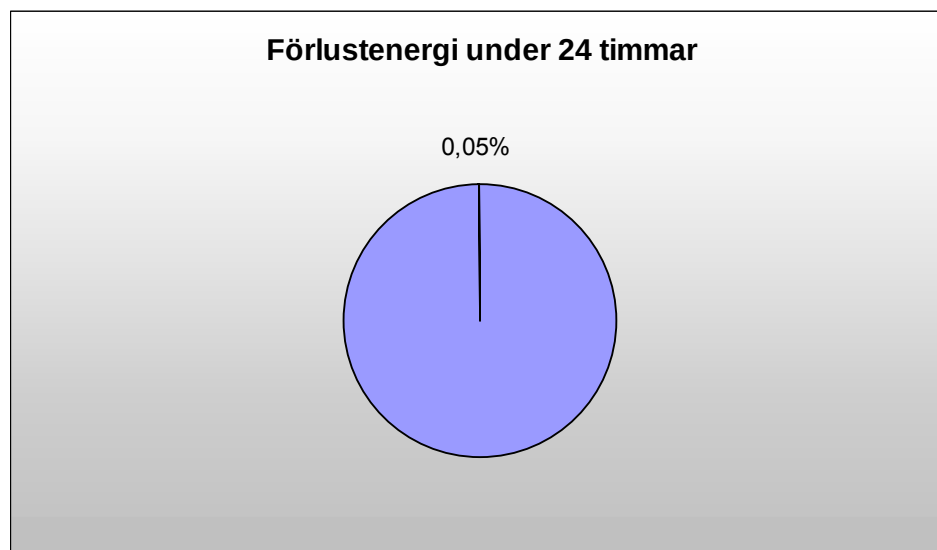
Figur 19: Procentuell förlustenergi i nätstation T109 under ett dygn.

En bild över förlustenergin samma dygn (2009-01-10) som övriga diagrams mätvärden visas i figur 19. Den ljusa färgen representerar uppmätt energi i nätstationen. Den mörka färgen representerar förlustenergin under ett dygn beräknat i procent.

Nätstation T105 är också belägen inom Tranås energis koncessionsområde. Den matar en byggnad med flera större affärer, bl.a. en stor mataffär och en möbelaffär. Två av kunderna har ej direktmätning och använder sig av en skalfaktor på 120. Hänsyn till detta är tagen i beräkningarna.



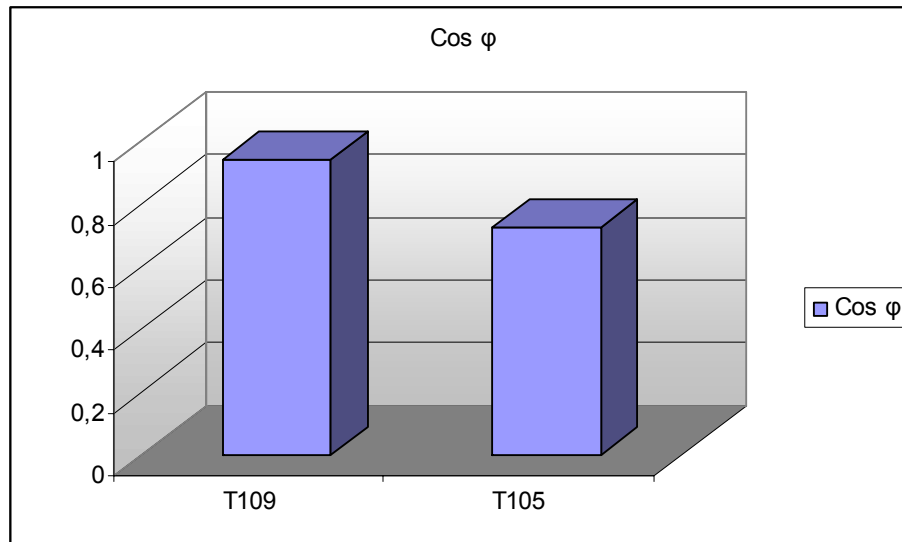
Figur 20: Medelvärde av aktiv förbrukning under ett dygn för nätstation T105.



Figur 21: Procentuell förlustenergi i nätstation T105 under ett dygn.

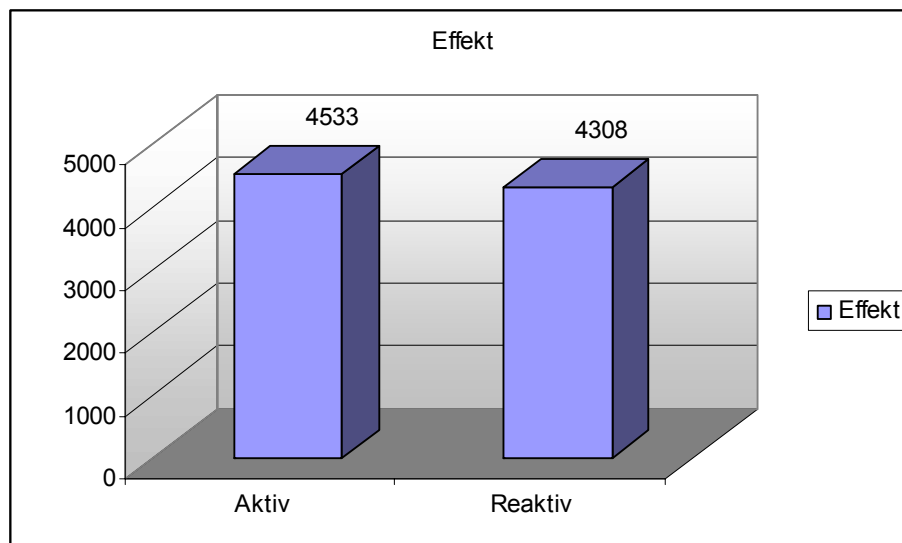
Den ljusa färgen i figur 21 representerar uppmätt energi i nätstationen. Den svarta färgen representerar förlustenergin under ett dygn beräknat i procent. Det kan utläsas ur figur 18 och figur 20 att energiflödet genom station T105 är betydligt större än i nätstation T109. Vidare är energiförlusterna i denna station under dygnet 2009-01-10 extremt små. Det beror antagligen på att nätstationen ligger i samma byggnad som de sex kunderna, så några längre ledningslängder blir det inte, där av små förluster.

I figur 22 visas effektfaktorn för de två olika nätstationerna. Effektfaktorn är framtagen genom att använda mätarställningar (aktiv och reaktiv effekt) från första och sista timmen på dygnet 2009-01-10. Resultatet blir då ett dygnsmedelvärde för effektfaktorn.



Figur 22: Effektfaktorns dygnsmedelvärde för de två nätstationerna.

Effektfaktorn, $\cos \varphi$, för station T105 har ett värde på ca 0,72. Denna station visar sig ha nästan lika hög förbrukning av reaktiv effekt som aktiv effekt under dygnet 2009-01-10.



Figur 23: Aktiv och reaktiv effekt som dygnsmedelvärde för station T105.

Kapitel 8: Diskussioner och slutsatser

I det här arbetet har mätning i nätstationer studerats. Fokus har legat på de nyttor och problem som framkommer i samband med en eventuell implementering av mätning i nätstationer. Detta kapitel tar upp diskussioner och slutsatser gällande GENAB, baserade på denna studie.

Informationsbilden av elnätet kan öka genom mätningar på nätet. Mätning är grunden till all information som erhålls av elnätet. Det mest relevanta och strategiska stället att sätta upp mätningen på är i nätstationer. Med implementering av mätning i nätstationer fås en bättre informationsbild av nätet. En bättre informationsbild över nätet medför ett antal olika nyttor för GENAB. Framförallt så medför det bättre beslutsunderlag i många frågor inom de olika processområdena.

Varför inte använda sig av slutkundernas mätvärden? Då behövs inte mätning i nätstationer? Visst, många av de nyttor som beskrivits i rapporten skulle kunna realiseras enbart med mätning hos slutkunderna. I de fallen skulle inte mätning i nätstationer vara en ekonomisk nytta, men att enbart använda sig av slutkundernas mätvärden skulle dock belysa en del problem. Problem i form av ingen kontroll mot slutkundernas mätare. Ingen kontroll gentemot att alla instrument fungerar som de ska t ex att strömtransformatorerna har rätt omsättningsfaktor, att mätarna hos slutkunderna mäter korrekt, kontroll över hur förlustenergierna fördelas i distributionsnätet. Utan mätning i nätstationer går det ej att mäta förlustenergierna och det i sin tur medför att många nyttor går förlorade. Bristfällig information kan leda till att aktörer fattar felaktiga beslut. När mätvärdesinsamlingen från slutkunderna blivit intrimmad och samtliga förbrukare mäts samt att mätning i nätstationer finns, kan informationsrika beräkningar utföras som GENAB kan ha stor nytta av.

WORKSHOP

Det som bör tas i beaktning i funderandet kring införande av mätning i nätstationer, är de nyttor som väger tyngst. För att på ett så opartiskt sätt som möjligt värdera de nyttor som är av störst vikt, anordnade jag en workshop. Till workshopen bjöd jag in intressenter från GENAB som kan komma att beröras av implementering av mätning i nätstationer. Utifrån deras perspektiv och hjälp värderades nyttor och problem som framkommit i rapporten. Nyttorna och problemen i workshopen värderades enligt GENAB:s övergripande mål. Värderingsperspektiven var:

- Ekonomisk nytta
- Kundnytta
- Nätnytta

Det var dock svårt att sammanställa en s.k. ”5 i topp-lista” över nyttorna och problemen. Personerna som deltog i workshopen indelades slumpvis i olika grupper om ca 3-4 stycken personer/ grupp. Nyttornas värdering speglades tydligt av de verksamhetsområden de deltagande personerna arbetade inom. De olika processområdena på GENAB har alla olika nyttor som väger tyngst inom just sina områden. Det var därför svårt att ta fram en ”topp-lista” över nyttorna. Vad som kan konstateras utifrån workshopen är att gruppernas

gemensamma värdering var att nyttan som innebär ett bättre planeringsverktyg: ”Bättre beslutsunderlag med mätvärdesstatistik och momentan avläsning” värderades som en värdefull nytta med stor vikt sett utifrån nätnyttan och det ekonomiska perspektivet. Att enklare kunna veta omkopplingsmöjligheterna i nätet (som mätning i nätstationer medför) värderades väldigt högt utifrån nät och kundnyttan. Workshopens resultat visade också att deltagarna ur ett ekonomiskt perspektiv högt värderade att få en ökad informationsbild om förlustenergierna i nätet.

SLUT PÅ WORKSHOP

Mätning i nätstationer är speciellt bra då elkvaliteten över ett område efterfrågas. Om mätning i nätstationer är implementerat så behövs det inte utföras någon separat mätning i stationerna. GENAB har belägg för att svara på eventuella frågor.

Gällande intresse för avvikelser i elkvaliteten är det bra att ha så hög noggrannhet som möjligt på mätinstrumentet i nätstationen. Hög noggrannhet blir dock kostsamt och får avvägas i förhållande till mätvärdenas syfte. Om nätstationsinstrument används för att mäta såväl elkvalitet som energi så rekommenderas dock minst klass 0,5 (klass 0,2 om möjligt och ekonomiskt försvarbart) då tanken är att kunna jämföra förbrukad energi och önskar så god precision som möjligt.

En stor fördel för GENAB när det gäller implementering av mätning i nätstationer är att det redan finns befintlig plats färdig i de flesta nätstationer. Plats som redan är förberedd och avsedd för den här sortens mätinstrument. Vidare är strömtransformatorerna i nätstationerna av tillräckligt bra klass för att med god precision kunna jämföra energimängder.

Mätning i nätstationer ger information om elnätets kondition. Det visar sig om man har ett vekt eller ett starkt nät. Man upptäcker, lättare än i dagsläget, nätets svaga punkter. Mätningen skulle ge en förbättrad övergripande nätanalys.

Enligt ellag (1997:857) 3 kap. 9 § är den som har nätkoncession skyldig att på skäligena villkor överföra el för annans räkning. Vidare nämns att överföringen av el skall vara av god kvalitet. Definitionen ”god kvalitet” är i dagsläget under utredning i Sverige. Framtagning av nya föreskrifter gällande elkvalitet pågår. I skrivandets stund gäller än så länge standarden EN 50 160. I framtidens elnät blir kraven på hög tillgänglighet allt mer viktigt. Det gäller därför att tänka framåt och satsa på modern teknik vid varje moderiseringstillfälle, även om möjligheterna med den nya tekniken inte kommer att utnyttjas fullt ut förrän några år framöver. Med elkvalitetmätningar i nätstationer skulle GENAB med största sannolikhet vara redo för framtidens allt hårdare krav gällande elens kvalitet. Jag tror att mätning i nätstationer lönar sig på sikt, dels i form av lägre kostnader för tillsyn och underhåll samt dels i form av högre tillgänglighet i elnätet.

Både privat och nationalekonomiskt och av miljömässiga skäl är det dock av intresse att använda elenergin så optimalt som möjligt. Jag tror att mätning i nätstationer är ett steg i rätt riktning. Elen blir dyrare och dyrare och kan man utnyttja transformatorn optimalt samt kablarna optimalt så finns det pengar att spara där med tanke på att förlustenergierna kan minska. Förlustkostnaden för GENAB år 2008 beräknades till ca 65 miljoner kronor.

Mätning i nätstationer ger en förbättrad driftövervakning så som snabbare återinkopplingar vid störningar exempel vid reservkraftaggregatkörning. Statistik på hur belastningen såg ut innan underlättar vid val av reservkraftaggregat. Denna information är mycket viktig inom driften.

Mätning medför både nätnyttor och kundnyttor för GENAB. Mätningen ger GENAB bättre förutsättningar att möta myndighetskrav gällande elkvalitet. Med mätning kan bättre transformatorutnyttjande samt kabelutnyttjande uppnås vilket i sin tur ger en förbättrad effekt och energibalans. Det ger också en bättre kontroll över förlustenergier samt olaga kraftavledning. Mätning i nätstationer bidrar till en förbättrad driftövervakning och även en förbättrad kundservice genom att ge information om avvikelser i elnätet till intressenter. Generella problem i form av mängder med data, klockfel, störfunktioner, avrundningsfel, programfel etc. kan tillkomma men trots att det medföljer en del problem med mätning i nätstationer väger nyttorna tyngre än problemen och kostnaderna.

Hur kommer implementering av mätning i nätstationen att påverka GENAB?

- **Möta myndighetskraven**
Bättre förutsättningar att möta kraven gällande elkvaliteten
- **Förbättrad nätutveckling**
Förbättrad planering av investeringar och förebyggande underhåll i nätet
- **Förbättrad effekt och energibalans**
Optimalt transformatorutnyttjande, kabelutnyttjande
- **Förbättrad driftövervakning**
Bättre översikt och snabbare återinkoppling vid störningar
- **Förbättrad kundservice**
Ge information om avvikelser i elleveranser till intressenter
- **Ekonomi**
Bättre kontroll över förlustenergierna samt olaga krafthantering

Vad vinner man på i det långa loppet, energimätning eller energi+elkvalitetmätning?

Det är viktigt att tänka igenom vad man vill få ut av mätningen i nätstationer. Alla energibolag ser olika ut. De kan ha olika uppbyggnader av nät, olika svaga punkter, olika problem etc. Jag är övertygad om att mätning i nätstationer är en stor förbättringspotential inom många verksamhetsområden hos GENAB. Önskvärt vore att ha mätinstrument som mäter både energi och elkvalitet men eftersom det oftast är en kostnadsfråga kan konstateras att energimätningen har en lägre kostnad. Vad som skulle vara relevant för GENAB att implementera rekommenderas att utreda i framtida studier.

I och med denna studie har GENAB avsett pengar för ett pilotprojekt som utreder mätning i nätstationer vidare.

Kapitel 9: Definitioner

GENAB	Göteborg Energi Nät AB.
GE	Göteborg Energi AB.
K-station	Inmatningspunkt av energi till GE:s distributionsnät.
Nätstation	Spänningsomvandlingsstation i distributionsnätet (10kV/400V).
Aktiv effekt	Elektrisk effekt mätt i enheten Watt.
Reaktiv effekt	Elektrisk reaktiv effekt mätt i enheten Var.
Skenbar effekt	Elektrisk skenbar effekt mätt i VA.
STEM	Statens energimyndighet.
Direkt mätmetod	Mätinstrumentet är direkt kopplat till det sökta storhetsvärdet. Mätmetod förblir direkt även om ett mätdon används vars visning är i skaldelar och mätresultatet fås med hjälp av känt samband mellan visning och sökt storhetsvärde.
Indirekt mätmetod	Mätmetod varigenom det sökta storhetsvärdet bestäms genom mätning av andra storheter som har ett känt samband med den sökta storheten.
Mätvärde	Värde erhållet vid mätning. Mätvärde kan vara korrigerat eller okorrigerat (visat värde, avläst värde). Mätvärde kan vara värde från enstaka mätning eller medelvärde från upprepade mätningar.
Medelvärde(aritmetiskt)	Summan av ett antal värden dividerad med antalet värden $\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_j$ $\bar{x} = \text{medelvärde}$ $x_j = \text{mätvärde}$ $n = \text{antal mätvärden}$
Mätfel	Ett mätvärdes avvikelse från ett jämförelsevärde. Jämförelsevärde kan vara sant värde (i allmänhet okänt), konventionellt sant värde eller aritmetiskt medelvärde för en serie mätvärden.

Definitioner

Systematiskt mätfel	Mätfel, som under flera mätningar av samma storhetsvärde utförda under samma betingelser är konstant till värde och tecken, och som förblir konstant eller varierar regelbundet när betingelserna ändras. En på statistiska begrepp grundad definition av systematiskt mätfel är: - differens av en mätvärdesfördelnings väntevärde och sant värde eller konventionellt sant värde. - Mätvärdesfördelnings väntevärde och sant värde kan inte bestämmas genom experiment. Därmed kan inte heller systematiskt fel exakt bestämmas. Gränser för systematiskt fel kan dock skattas.
Mätosäkerhet	En skattning av bredden på ett värdeområde eller intervall, inom vilket mätstorhetens "sanna" värde ligger. Mätosäkerheten omfattar i allmänhet många komponenter. Vissa av dem kan skattas med hjälp av statistiska metoder och kan karakteriseras av standardavvikelsen. Skattningar av andra komponenter kan bara grundas på erfarenhet eller på annan information. Då mätosäkerhet hos ett mätresultat anges måste även anges efter vilken princip beräkningen har gjorts.
Kontroll	En mätning, undersökning eller provning av en eller flera egenskaper hos en produkt, och som innefattar en jämförelse av resultaten med ställda krav för att avgöra om dessa uppfylls.
Kvalitet	Alla de sammanlagda egenskaper som tillgodoser ett uttalat eller underförstått behov.
Uttagspunkt	Enligt ellagen den punkt där en kund, som har ett avtal med innehavaren av nätkoncession, tar ut el för förbrukning.
MCU	Multipoint Control Unit. Insamlingsenhet.

Referenser

- [1] Överföringar av och beräkningar med timmätta värden –från MT2000 till Xpower, Sven Pålsgård, Examensarbete, CTH inst. för Energi och miljö, Göteborg, Sverige.
- [2] Zigbee, www.sv.wikipedia.org/wiki/ZigBee, 2008-12-03.
- [3] Utredning av möjligheter med ZigBee, Göteborg Energi Nät AB, Internt dokument, 2008.
- [4] Christer Häggberg, Jurist på Göteborg Energi Nät AB.
- [5] EU-upplysningen, www.eu-upplysningen.se, 2008-11-26.
- [6] Avtal nät 2004 N, Allmänna avtalsvillkor för anslutning och överföring av el till näringsidkare, broschyr hos Göteborg Energi, 2008.
- [7] Avtal nät 2004 K, Allmänna avtalsvillkor för anslutning och överföring av el till konsumenter, broschyr hos Göteborg Energi, 2008.
- [8] Kartläggning och statusbedömning av distributionstransformatorer i Göteborgs elnät, Unn Evaldsson, Examensarbete nr 131/2008, CTH inst. för Material och tillverkningsteknik, Göteborg, Sverige 2008.
- [9] Sammanlagring, www.barsebackkraft.se/ordlista/mainresult.asp?ItemID=1092, 2008-06-30.
- [10] SP, <http://www.v2.sp.se>, Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, Box 857, 501 15 Borås, Tel 010-516 50 00, 2008-09-29.
- [11] Lennart Bernram, Göteborg Energi, tel: 031-626281, Augusti 2008.
- [12] Eu-direktiv, www.sv.wikipedia.org/wiki/EU-direktiv, 2008-11-24.
- [13] ZigBee, www.nyteknik.se/special/automation/article45917.ece, 2008-08-13.
- [14] www.metrum.se, Metrum Sweden AB, Vestagatan 2A, 416 64 Göteborg, Sverige. Tel: 031-7990280, 2008/2009.
- [15] www.ceweinstrument.se, Cewe Instrument AB, Box 1006, 611 29 Nyköping, Sverige. Tel: 0155-77500, 2009.
- [16] www.infometric.se, Infometric AB, Sollentunavägen 50, 191 40 Sollentuna, Sverige. Tel: 08-59477540, 2008/2009.
- [17] STEMFS 2007:7, Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd om skyldighet att rapportera elavbrott för bedömning av leveranskvaliteten i elnäten.

Referenser

[18] STEMFS 2001:3, Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd om mätning, beräkning och rapportering av överförd el.

[19] Svensk standard SS-EN 50160.

[20] Ellag (1997:857), www.riksdagen.se/webbnav/index.aspx?nid=3911&bet=1997:857, 2008-11-28.

[21] Nät 2009 N, Allmänna avtalsvillkor för anslutning av elektriska anläggningar till elnät och överföring av el till sådana anläggningar (konsument), allmänna avtalsvillkor utarbetade av Svensk Energi efter överenskommelse med Konsumentverket, 2009.

[22] Nät 2009 K, Allmänna avtalsvillkor för anslutning av elektriska anläggningar till elnät och överföring av el till sådana anläggningar (näringsverksamhet eller likartad verksamhet, lågspänning), allmänna avtalsvillkor utarbetade av Svensk Energi, 2009.

[23] Signalöverföring på lågspänningsnätet, ELFORSK rapport 06:22, Ulrich Stein, Jan Carlsson, Jan Welinder, SP Sveriges Provnings- och Forskningsinstitut, April 2006.

[24] Representiva testnät för svenska eldistributionsnät, ELFORSK rapport 08:42, Oskar Engblom och Mari Ueda, Juni 2008.

[25] Energimyndigheten, www.stem.se, 2008/2009.

[26] Leveranssäkra elnät, Regeringens proposition 2005/06:27, Göran Persson, Mona Sahlin, Stockholm 2005.

[27] Workshopdetagare: Jenny Paulinder, Per-Anders Gustavsson, Niklas Carlsson, Göran Stavfeldt, Einar Änghede, Lars Lundström, Gunilla le Dous, Lars Hammarson, Sigvard Sjöbom, Salam Alnashi, Jan Kärnstedt, Alf Persson och Mikael Andersson. Göteborg: 2008-11-04.

[28] Konsekvensutredning: Förslag till SWDAC:s föreskrifter och allmänna råd om mätsystem av överförd el samt föreskrifter och allmänna råd om återkommande kontroll av mätare för aktiv elenergi, Beteckning 07-2520-14, SWEDAC, Renée Hansson, 2008.

[29] Nya lösningar för bättre elkvalitet, www.abb.se, ABB Kraft, ABB, 2009.

[30] Skyldighet att mäta och beräkna överförd el, www.notisum.se/rnp/sls/lag/19970857.HTM, 2008-11-05.

Bilagor

- A. Förlustenergikostnad
- B. Ekonomiska beräkningar för kontinuerlig temperaturmätning.
- C. Beslutsförfaranden
- D. Inbjudan till Workshop
- E. Inbjudan till presentation av examensarbete
- F. Inbjudan till presentation av examensarbete ”Extra tillfälle”

A. Förlustenergikostnad

Göteborg Energi gör ett budgetantagande, erfarenhetsmässigt baserade siffror, att företaget ska köpa in 161 GWh förlustenergi år 2008, vilket företaget också gjorde. Denna förlustenergi köpte Plusenergi (50 % ägt utav Göteborg Energi i skrivande stund) upp utav Nordpool och priset företaget fick betala framgår av ovanstående siffror. Göteborg energi beräknas år 2008 ha kostnader för förlustenergi som uppgår till ca 65 miljoner kronor! Dessa kostnader är baserade på ”naturliga” förluster samt ”icke naturliga” förluster.

Fakturerade kostnader för förlustenergi 2008

El	39,26	Öre/kWh
Bra miljöval	1	Öre/kWh
Inköpt el	161	GWh
Summa förlustenergikostnad	$(39,26+1) \text{ Öre/kWh} * 161 \text{ GWh} = 64\,819\,000 \text{ SEK}$	

B. Kostnadskalkyl för kontinuerlig temperaturmätning

Offerten avser kontinuerlig temperaturmätning på en transformator och dess omgivningstemperatur i en nätstation.

Sammanlagd kostnad för toppoljetermometer: 9000 SEK.

(Prisuppgifterna är tagna från den temperaturmätning som finns i NS 1171.)

Code	Description	Comment 2	Stock status	Price	Quantity	Subtotal	
176-697-08	Outd.sensor 4-20mA +-50 gr (1478-3)		In stock	2710.58 Save: 55.32	1	2710.58	☒
Made changes in cart? Save changes							
Does Tevalo have the quantities I need in stock? Check stock status							
						Without VAT: 2297.10 VAT: 413.48 Total: 2710.58	

(Prisuppgifterna är tagna från den temperaturmätning som finns i NS 1171.)

Kostnad för omgivningstermometer ca: 2700 SEK.

Kostnad för temperaturmätning utav 1 styck transformator och dess omgivning i en nätstation:

9 000 SEK + 2 700 SEK = ca 12 000 SEK (exklusive installationskostnader)

C. Beslutsförfaranden

Beslutsprocedur

Eftersom Sverige är medlem i EU så är det EU som beslutar om hur Sverige ska forma vissa utav sina lagar. Beslut fattas då oftast genom två standardiserade beslutsförfaranden: Samrådsförfarandet och medbeslutandeförfarandet³².

Samrådsförfarandet

Innebär att kommissionen lägger ett förslag som sedan Europaparlamentet utformar. Denna utformning av förslaget sker ofta i samråd mellan parlamentet och kommissionen. Efter det skickas förslaget vidare till ministerrådet som ofta i samråd med parlamentet behandlar förslaget. Ministerrådet fattar sedan beslutet ensamt, eller tillsammans med Europaparlamentet.



Figur 24: Samrådsförfarande - beslutsprocess.

³² [5] EU-upplysningen

Medbeslutandeförfarandet

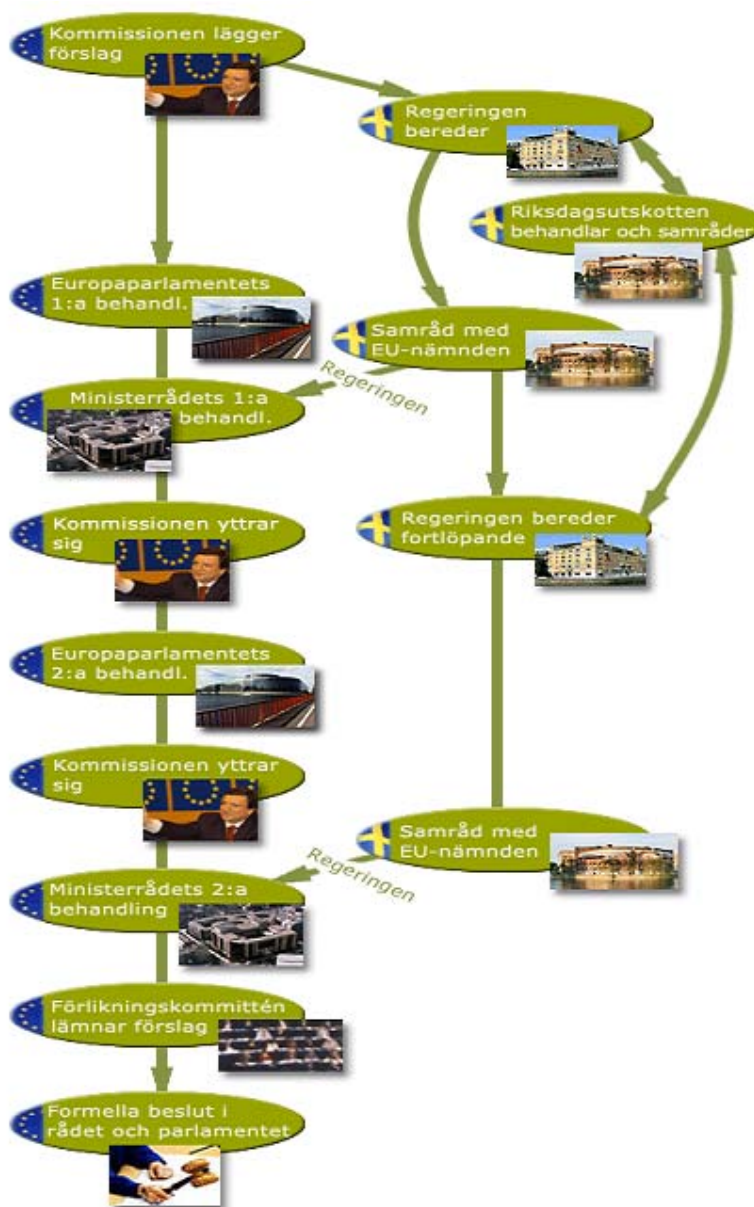
Huvudprincipen för medbeslutandeförfarandet är att ministerrådet och parlamentet antar ny lagstiftning gemensamt efter förslag från kommissionen. Detta är den vanligaste beslutsmetoden inom EU.



Figur 25: Medbeslutandeförfarande – process.

Besluten som fattats benämns EU-direktiv. Ett EU-direktiv är i de flesta fall inte direkt gällande i Sverige såsom en vanlig lag stiftad av den svenska riksdagen. EU-direktivet innebär endast en förpliktelse för den svenska staten att genom lagstiftning eller på annat sätt se till att direktivets mål uppnås. Det finns undantag. Ett EU-direktiv kan ha så kallad direkt effekt. Det innebär att direktivet gäller över de lagar som finns från och med den dag det fattas. Därav benämningen direkt effekt.

Direktiven inverkar alltså på hur Sveriges riksdag utformar landets lagar. Under riksdagsnivån finns Sveriges regering. Både regeringen och riksdagen deltar i den process som leder fram till att EU antar nya lagar.



Figur 26: Sveriges riksdag och regering deltar i olika stadier av beslutsprocessen.

Bilagor

På så sätt hinner Sverige förbereda för eventuella nya lagar genom att utforma olika förordningar, gällande lagarna, som skall följas. Utöver dessa förordningar utger myndigheter och organ (ex SWEDAC) olika skrifter och andra krav s.k. rekommendationer som energibolagen också skall följa.

D. Inbjudan till Workshop

Workshop!!

DATUM: Tisdagen den 4 november

TID: 08.30-11.00

PLATS: U-båten

Du är härmed inbjuden till en workshop som behandlar ”Mätning i nätstationer.”

Mitt namn är Annelie Lindeberg och jag utför ett examensarbete hos GENAB angående mätning i nätstationer. Anledningen till att det här examensarbetet utförs är för att man vill undersöka om informationsbilden av nätet som finns idag är tillräcklig eller om det eventuellt behövs ytterligare mätningar på nätet.

Det börjar bli dags för mig att analysera de nyttor och problem som har framkommit i min studie angående mätning i nätstationer. För att värdera dessa nyttor och problem på bästa möjliga sätt kommer en workshop att anordnas. Workshopen kommer vara till stor hjälp då tillförlitligheten av att bedöma nyttor och problem sker på ett så objektivt tillvägagångssätt som möjligt i examensarbetet.

Workshopen kommer gå till så att en presentation av en bruttolista över nyttor och problem framförs. Efter det kommer diskussioner att föras angående värdering av dessa ”punkter” på bruttolistan. Det är det jag behöver Er hjälp till. Önskat resultat från min sida är att tillslut ha en nettolista med nyttor och problem. D.v.s med Er hjälp har vi ”sållat” bland punkterna på bruttolistan och plockat ut de nyttor och problem som anses vara relevantast. Nyttorna och problemen kommer att värderas enligt GENAB:s övergripande mål.



Varmt Välkomna!

E. Inbjudan till presentation av examensarbete



Inbjudan till presentation av examensarbete:

Nyttor och problem med implementering av mätning i nätstationer.

– En studie i samarbete med Göteborg Energi AB

Examensarbete inom civilingenjörsprogrammet Elektroteknik

DATUM: Onsdagen den 4 februari. TID: 13.00-14.00.

PLATS: Göteborg Energi, vån 3, Styrelserum A+B.

Ni inbjuds härmed till min presentation av en studie som behandlar ämnet **Mätning i nätstationer.**

Jag utför ett examensarbete hos GENAB angående mätning i nätstationer. Anledningen till att det här examensarbetet utförs är för att undersöka om informationsbilden som finns av elnätet idag är tillräcklig, eller om det eventuellt behövs ytterligare mätningar på nätet. Studien inriktar sig på att identifiera de nyttor och problem som uppstår i samband med en eventuell implementering av mätning i nätstationer på lågspänningssidan.

Syftet med examensarbetet har varit att identifiera, analysera och värdera de nyttor och problem som framkommer gällande mätning i nätstationer. Utvärderingen av mätningen involverar ström-, spänning-, effekt-, effektfaktor-, temperatur-, energi- samt elkvalitetmätning. Nyttorna och problemen är värderade enligt GENAB:s övergripande mål.

Varmt välkomna!

ANNELIE LINDEBERG

Institutionen för Energi och Miljö
Avdelning Elteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, 2009

F. Inbjudan till presentation av examensarbete ”Extra tillfälle”.



Extra tillfälle!!



Inbjudan till presentation av examensarbete:

Mätning i nätstationer - nyttor och problem

*En studie i samarbete med Göteborg Energi AB
Examensarbete inom civilingenjörsprogrammet Elektroteknik, Chalmers.*

DATUM: Onsdagen den 25 februari. TID: 13.00-14.00.

PLATS: U-Båten.

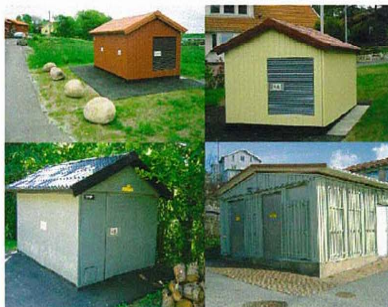
Ni inbjuds härmed till min presentation av en studie som behandlar ämnet:

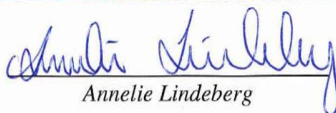
Mätning i nätstationer.

Jag utför ett examensarbete hos GENAB angående mätning i nätstationer. Anledningen till att det här examensarbetet utförs är för att undersöka om informationsbilden som finns av elnätet idag är tillräcklig, eller om det eventuellt behövs ytterligare mätningar på nätet. Studien inriktar sig på att identifiera de nyttor och problem som uppstår i samband med en eventuell implementering av mätning i nätstationer på lågspänningssidan.

Syftet med examensarbetet har varit att identifiera, analysera och värdera de nyttor och problem som framkommer gällande mätning i nätstationer. Utvärderingen av mätningen involverar ström-, spänning-, effekt-, effektfaktor-, temperatur-, energi- samt elkvalitetmätning. Nyttorna och problemen är värderade enligt GENAB:s övergripande mål.

Varmt välkomna!




Annelie Lindeberg

