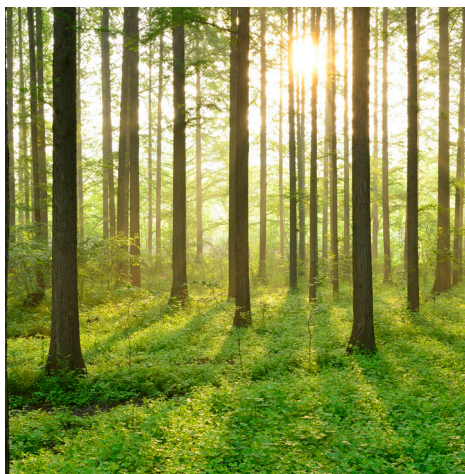


BEDÖMNING AV NÄTSTATUS BASERAD PÅ DATAANALYS OCH AVANCERADE ALGORITMER

RAPPORT 2017:443



Bedömning av nätstatus baserad på dataanalys och avancerade algoritmer

HANNES HAGMAR, ANDERS LINDSKOG

ISBN 978-91-7673-443-8 | © Energiforsk oktober 2017

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Den här rapporten är samfinansierad av Energiforsks två forskningsprogram; Underhåll av elnät och Smarta Elnät.

Syftet med Underhåll av elnät, som pågår 2015 till 2020, är att i programmet tillsammans identifiera och formulera de problem som finns inom underhållsområdet, där företagsanpassade lösningar inte är ekonomiskt försvarbara, utan gemensamma lösningar eftersöks.

I programmet upphandlas sedan genomförandet av projektet hos de kompetenser som är identifierade som bäst inom området. Programmet ska också kunna ta beslut om att produktifiera innovativa idéer inom intresseområdet vid de tillfällen när vilja och förutsättningar finns hos programkunderna. Kopplingen till InnoEnergy finns framtagen för detta ändamål. Ett annat sätt är att söka implementering via EBR-arbetet inom Energiföretagen Sverige. Visionen är att resultaten från programmet ska ge ett bättre tekniskt och finansiellt beslutsunderlag för val mellan olika satsningar i elnätet i syfte att upprätthålla eller höja dess prestanda. Idéproduktionen initieras främst från de problem och uppkomna behov som finns hos elnätsföretagen.

De finansierande företagen är följande:

Svenska kraftnät	Falu Energi&Vatten AB
Vattenfall Eldistribution AB	Eskilstuna Energi & Miljö AB
Ellevio AB	Karlstads El- och Stadsnät AB
ABB AB	Borås Elnät AB
Göteborgs Energi AB	Luleå Energi Elnät AB
Energiföretagen Sverige	Kraftringen AB
Elinorr Ek. För.	Nacka Energi AB
Skellefteå Kraft Elnät AB	C4 Elnät AB
Jämtkraft Elnät AB	Pite Energi AB
Umeå Energi Elnät AB	Mälarenergi Elnät AB
Jönköping Energi Nät AB	Kungälv Energi AB
Tekniska verken Linköping Nät AB	Bodens Energi Nät AB
Öresundskraft AB	E.ON Elnät Sverige AB

Programmets styrgrupp år 2017 av består följande personer:

Mats-Erik Jansson, Jämtkraft Elnät AB, ordförande
 Christian Cleber, Tekniska verken Linköping Nät AB, vice ordförande
 Ola Ivarsson, E.ON Elnät Sverige AB
 Kenneth Stefansson, Vattenfall Eldistribution AB
 Magnus Lommerdal, Ellevio AB
 Robert Saers, ABB AB
 Christer Gruber, Energiföretagen Sverige
 Kristofer Andersson, Göteborgs Energi AB
 Reyna Lind, Elinorr Ek. För.
 Mats Javebrink, Jönköping Energi Nät AB
 Mats Råberg, Kraftringen AB

Henrik Karlsson, Kungälv Energi AB
 Hans Lagergren, Svenska kraftnät
 Tobias Hannu, Bodens Energi Nät AB
 Anton Fagerström, Energiforsk, sekreterare

Målet för Smarta Elnät, som pågår 2014 till 2018, är att göra mätningar av tillståndet i nätet för att kunna styra flödet av el och kunna byta information mellan olika aktörer på elmarknaden. Nyttan med ett smart elnät är att elproducenter, elnätsägare och kunder kan få säkrare och effektivare leveranser, men också relevant information till exempel om avbrott. Ett smart elnät underlättar även för producenter, nätägare och elhandlare eftersom informationsunderlag finns tillgängligt för att utföra reparationer och underhåll, identifiera bortkopplade kunder och genomföra spänningsstyrning enklare och till lägre kostnader.

Bakgrunden är ambitionen att bygga ut en långsiktig strukturerad mätstruktur från stamnätspunkter ner till kundmätare som möjliggör realtidsavläsning och ger nya möjligheter att övervaka mätarinfrastrukturen samt få utökad stöd genom informationen från energimätarna och därigenom kunna optimera elnätet. Målet är att minska negativ påverkan av olika fel och att på sikt minska kostnaden för hela överföringssystem från anslutningspunkterna mot stamnät ner till slutkund.

Hannes Hagmar från RISE Research Institutes of Sweden har varit projektledare för projektet. Ett extra stort tack också till referensgruppen, som på ett mycket givande sätt har bidragit till projektet samt personer hos elnätsbolagen som har fungerat som ett viktigt stöd i arbetet.

- Ferruccio Vuinovich, Göteborg Energi Nät AB
- Christian Cleber, Tekniska Verken Linköping Nät AB
- Bo Fredriksson/Magnus Wallin, Umeå Energi Elnät AB
- Thomas Larsson, Sundsvall Elnät AB

Programmets Smarta Elnät programstyrelse, som initierat, följt upp och godkänt projektet, består av följande ledamöter:

- Peter Söderström, Vattenfall Eldistribution AB (ordförande)
- Torbjörn Solver, Mälarenergi AB (vice ordförande)
- Mira Rosengren Keijser, Svenska kraftnät
- Patrik Björnström, Sveriges ingenjörer (Miljöfonden)
- Kristina Nilsson, Ellevio AB
- Ferruccio Vuinovich, Göteborg Energi AB
- Daniel Köbi, Jämtkraft AB
- Per-Olov Lundqvist, Sandviken Energi AB
- Anders Höglund, Öresundskraft AB
- Mats Bergström, Umeå Energi Elnät AB
- Henric Johansson, Jönköping Energi AB
- David Håkansson, Borås Elnät AB
- Peter Addicksson, HEM AB
- Claes Wedén, ABB AB
- Björn Ällebrand, Trafikverket
- Hannes Schmied, NCC AB
- Matz Tapper, Svensk Energi (adjungerad)

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet i programmet Smarta Elnät. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga företag för värdefulla insatser.

- Sveriges Ingenjörer, Miljöfonden
- Vattenfall Eldistribution AB
- Ellevio AB
- Svenska Kraftnät
- Göteborgs Energi AB
- Elinorr ekonomisk förening
- Mälarenergi Elnät AB
- Krafringen Nät AB
- Jämtkraft AB
- Umeå Energi Elnät AB
- Öresundskraft AB
- Karlstads Elnät AB
- Jönköping Energi Nät AB
- Halmstad Energi & Miljö Nät AB
- Falu Elnät AB
- Borås Elnät AB
- AB Borlänge Energi
- C4 Elnät AB
- Luleå Energi AB
- ABB AB
- Elsäkerhetsverket
- Akademiska Hus
- NKT Cables AB
- NCC Construction Sverige AB
- Trafikverket

Stockholm i oktober 2017

Anton Fagerström och Susanne Olausson
Energiforsk AB
Programområde Elnät, Vindkraft och Solel

Sammanfattning

Rapporten utgör slutrapportering av forskningsprojektet *Bedömning av nätstatus baserad på dataanalys och avancerade algoritmer*. Projektet har syftat till att (1) öka kunskap kring hur moderna elmätare och nätstationsmätningar kan användas för att höja effektiviteten i arbetet med distributionsnät, (2) utveckla ett flertal algoritmer och matematiska verktyg för att lättare kunna identifiera och lokalisera fel och svagheter i näten med hjälp av mätdata från elmätare, samt (3) identifiera och utvärdera eventuella nya krav som kan ställas på mätsystem i framtiden med avseende på att förbättra möjligheterna till att utföra noggrannare analyser för att effektivisera den löpande driften.

Rapporten visar att installation av mätning i nätstationer kraftigt ökar möjligheterna att hitta fel och brister i elnäten. Flera exempel från nätbolagen indikerar att en sådan investering är rättfärdigad, men att det är svårt estimerar den totala ekonomiska nyttan. Under arbetet har även mätdata och nätinformation erhållits från ett flertal nätägare och olika analyser har genomförts. Ett antal algoritmer och metoder för analys av distributionsnät har utvecklats och presenterats i rapporten. I projektet har det visat sig att kvalitet och tillgång på mätdata skiljer mellan nätägarna och att den även kraftigt påverkar möjligheterna till att utföra diverse analyser. De största bristerna har identifierats för:

- Avsaknad mätdata
- Tidhållning i elmätare
- Låg mätvärdesupplösning

För att lättare kunna identifiera svagheter i näten och för att kunna skärpa analyserna är främst kompletterande mätdata från elmätarna önskvärt. De viktigaste mätvärdena är spänning, reaktiv energi, och eventuellt effektvärden. En tätare avläsning av elmätarna, alternativt registrering av min-, max, samt medelvärden, hade även kunnat användas för ökad noggrannhet vid analyser. För att nätägarna tillfullo ska kunna utnyttja moderna elmätare och nätstationsmätning krävs, förutom mätvärden, även mer standardiserade lösningar för att sammanfoga mätvärden och nätinformation för att underlätta möjligheterna att utföra diverse analyser.

Summary

This report is the final reporting of the research project called *Bedömning av nätstatus baserad på dataanalys och avancerade algoritmer*. The project has aimed to (1) increase the knowledge of how modern electricity meters and measurements in substations can be used to increase the efficiency in the work with distribution networks, (2) develop several algorithms and mathematical tools with the aim to identify and locate errors and weaknesses in the grids by using measurement data from electricity meters, and (3) identify and evaluate new possible requirements of that may be imposed on the energy measurement systems in the future, in terms of improving the ability to perform more accurate analyzes and increase the effectiveness in the operation of the distribution grid.

The report shows that the installation of measuring devices in substations in the distribution grid significantly increases the ability to identify errors and flaws in the grid. Several examples from contacted network companies indicate that such an investment is generally justified, but that it is difficult to estimate the overall economic gains. During the project, measurement and grid data have been obtained from several network owners and different analyses have been performed. A number of algorithms and methods to analyze the distribution grid has been developed and presented in the report. It has been found that the quality and accessibility of measurement data differs between the network owners and that the available quality also strongly affects the possibilities to perform different analyzes. The largest deficiencies in the available measurement data have been identified as:

- Lack of measurement data
- Time-keeping and time synchronization in electricity meters
- Poor measurement resolution

To more easily identify weaknesses in the grids, and to enhance the analysis, primarily additional measurement data from the electricity meters are desirable. The most important consists of voltage, reactive energy, and potential power values. A more frequent reading of the electricity meters, or alternatively min, max, and average values, could also be used to increase the accuracy in the analyzes. In order for the network companies to fully utilize the modern electricity meters and metering of substations, more standardized solutions are also required in order to combine measurement values and network information to easier perform various analyzes.

Innehåll

1	Inledning	10
1.1	Bakgrund	10
1.2	Syfte och mål	11
1.3	Rapportöversikt	11
2	Kostnad och nytta av moderna mätare och utökad mätinfrastruktur	13
2.1	Moderna elmätare	13
2.2	Beskrivning av tekniska lösningar för utökad mätinfrastruktur	15
2.3	Kostnadsanalys, identifierad nytta och förtjänst	15
2.3.1	Kostnadsanalys	15
2.3.2	Nyttor och förtjänster	16
3	Metoder och algoritmer	18
3.1	Kategorisering av mätfel och förluster	18
3.1.1	Nätförluster vid begränsad mätupplösning	20
3.1.2	Nätförluster vid fel på tidssynkronisering	20
3.1.3	Nätförluster vid konstanta fel	21
3.1.4	Nätförluster vid linjära eller korrelerande fel	22
3.1.5	Kategorisering av fel per mättimme	24
3.2	Identifiering av icke-tekniska förluster	27
3.2.1	Analys av spänningar och nätstyrka	30
3.3	Lokalisering av icke-tekniska förluster	31
3.3.1	Lokalisering av linjära eller korrelerande fel	31
3.3.2	Lokalisering av konstanta fel	33
3.3.3	Lokalisering av slumpmässiga fel	33
4	Analys av verkliga nätområden	34
4.1	Nät 1: 4-nods nät med stora uppmätta fel	34
4.2	Nät 2: 25-nods nät med stort mätbrus	35
4.3	Nät 2: 17-nods nät med schablonavmätta elmätare	37
5	Framtida kravställning på elmätsystem	39
5.1	Nya föreslagna funktionskrav för elmätare	39
5.2	Förslag på kravställning för elmätare och stödsystem	40
5.2.1	Tidhållning	40
5.2.2	Upplösning	41
5.2.3	Övriga mätvärden, noggrannhet, samt funktion	41
5.2.4	Stödsystem	42
6	Diskussion	44
7	Slutsatser	46
8	Litteraturförteckning	48

9	Appendix A – Matematisk beskrivning av beräkningsmetoder för lokalisering av icke-tekniska förluster	49
9.1	Algoritmer för lokalisering av linjära eller korrelerande fel	49
9.1.1	Multipl linjär regression	50
9.2	Algoritmer för lokalisering av Konstanta fel	51
9.2.1	Lokalisering genom analys standardavvikelse av beräknad omätt förbrukning	52
10	Appendix B – Beskrivning av typnät vid simuleringar	55

1 Inledning

Forskningsprojektet *Bedömning av nätstatus baserad på dataanalys och avancerade algoritmer* har utförts av RISE Research Institutes of Sweden (RISE) i samarbete med ett flertal svenska nätägare. Involverade nätägare i projektet är Tekniska verken Linköping Nät AB, Sundsvall Elnät AB, Göteborg Energi AB, Herrljunga Elektriska AB samt Umeå Energi Elnät AB. Forskningsprojektet har syftat till att dels öka kunskapen kring hur moderna elmätare kan användas i kombination med nätstationsmätning för att höja effektiviteten i arbetet med distributionsnäten, och dels till att utveckla algoritmer och matematiska verktyg för att automatiskt identifiera och lokalisera fel och svagheter i näten med hjälp av mätdata från elmätare. Projektet syftar till att överföra kunskap som inhämtats från tidigare forskningsprojekt, främst kring stamnät, och applicerar tidigare utvecklade metoder i den kontext som passar distributionsnäten.

1.1 BAKGRUND

Stora förändringar har skett under senare år kring mätning av el, med utökade funktioner och kapacitet för mätdata. Inför den elmätarreform med månadsvis avläsning som trädde i kraft 1 juli 2009 byttes samtliga drygt 5 miljoner hushållsmätare i Sverige. Efter ett riksdagsbeslut hösten 2012 beslutades det även att timmätning ska kunna erbjudas till alla elkonsumenter, utan någon extra debitering för merkostnaden av mätningen. November 2016 lämnades en lagrådsremiss in till Lagrådet för yttrande över förslag kring ändringar i ellagen (Regeringen, 2016). Flera punkter kring bland annat utvidgning av elanvändarnas rätt av timmätning utan debitering berörs, såväl som bemyndigande för regering eller utvald myndighet att meddela föreskrifter av nya funktionskrav för mätsystem och mätutrustning. Flera förslag på utökade funktionskrav har tidigare definierats av Energimarknadsinspektionen, där bedömningen är att flertalet av de definierade funktionskraven bör införas. Funktionskraven innefattar bland annat registrering av fasvärden för spänning, energi, aktiv och reaktiv effekt, möjligheter till mätning med 15-minutersintervall, öppna gränssnitt för kommunikation av mätdata, med mera. Det övergripande syftet med tidigare reformer är att bereda möjligheter till utveckling av så kallade smarta elnät och möjliggöra efterfrågefleksibilitet genom aktivare kunder.

Resultatet av tidigare reformer har lett till att en omfattande kommunikationsinfrastruktur har byggts upp av elnätsföretagen, med bland annat fjärravläsning av mätvärden. I samband med tidigare reformer och byten av elmätare valde många nätägare att dessutom införa timregistrering på samtliga elmätare i distributionsnäten. Flera nätägare har därutöver även implementerat mätning i nätstationerna, vilket betydligt ökar möjligheterna för att utföra analyser på elnäten.

RISE har under flera års tid drivit forskningsprojekt kring analyser av mätdata från energimätsystemen i det svenska stamnätet. Dessa tidigare forskningsprojekt har visat att det genom analys av mätdata bland annat går att identifiera fel i enskilda komponenter, skärpa modellparametrar för ledningar, samt hitta begynnande fel i

apparater innan haveri. Vid diskussion med distributionsnätsägare har det framkommit att vissa av de tidigare utvecklade algoritmerna och kunskapen även skulle kunna anpassas för att användas i distributionsnäten. Det existerar dock stora skillnader mellan elmätning i distributionsnätet och stamnätet, gällande både mätnoggrannhet, antal mätare, mätupplösning och vilken typ mätdata som är tillgänglig. Dessa skillnader innebär att tidigare utvecklade metoder och algoritmer måste modifieras och testas med mätdata från distributionsnät, för att verifiera om det är möjligt att nå liknande resultat som för stamnätet.

Sammanfattningsvis finns det med stor sannolikhet en outnyttjad potential i den befintliga mätinfrastrukturen som med fördel kan börja användas. Vidare är det även viktigt att undersöka huruvida analyserna kan skärpas genom att utöka eller förbättra innehållet av mätdata inom distributionsnäten; något som skulle kunna påverka nätbolagens egen kravställning på sin mätinfrastruktur.

1.2 SYFTE OCH MÅL

Projektet syftar främst till att öka kunskapen kring hur man kan använda redan tillgänglig information från modernare elmätare för att höja effektiviteten och tillförlitligheten i arbetet med distributionsnäten. Projektet kommer främst att inrikta sig på nät där timregistrerad kundförbrukning finns tillgängligt och där nätägaren har installerat nätstationsmätning. Projektets mål och huvudnyttor är följande:

- Dokumentering och spridning av kunskap om hur ett antal distributionsnätsägare använder mätdata för att hitta felaktigheter i näten. Därutöver syftar rapporten även till att dokumentera och sprida kunskap kring den nytta och kostnad som har resulterat från den utökade mätinfrastruktur som medverkande nätägare har upplevt.
- Utveckling av matematiska verktyg och algoritmer för att automatiskt kunna identifiera fel och svagheter i näten med hjälp av mätdata från elmätare. Därutöver undersöks noggrannheten i bedömningarna och hur de påverkas av bland annat fel i mätning och i dokumentation.
- Identifiering av eventuella nya relevanta krav som kan/bör ställas på mätsystem i det fall en nätägare väljer att nyinvestera i sin mätarinfrastruktur. Fokus ligger på att ta fram relevanta krav som kan förbättra möjligheterna till analys av elnäten med hjälp av analyser av mätdata.

1.3 RAPPORTÖVERSIKT

Rapporten är uppdelad i antal delvis separata delar. Den första delen behandlar kostnader och upplevda nyttor för de elnätsägarna som valt att installera nätstationsmätning i sina nät. Exempel på utökad nytta som exempelvis upptäckter av fel i dokumentation eller på enskilda mätare, vägs mot kostnader av en ökad mätinfrastruktur.

I den andra delen beskrivs såväl enklare som mer avancerade algoritmer som skulle kunna användas för att bedöma den tekniska statusen på elnäten. Ett fokus ligger på metoder för att identifiera så kallade icke-tekniska förluster, då möjligheten att identifiera dessa med hjälp av mätdata anses av nätägarna ha ett

mycket stort värde. Icke-tekniska förluster är förluster som ej är beroende av den rent fysiska överföringen av energi, utan kan istället exempelvis vara energiuttag i punkter där det av olika anledningar saknas mätare eller mätningen är felaktig. I samband med att metoder och algoritmer presenteras så diskuteras även hur deras noggrannhet och användbarhet kan påverkas av begränsningar och felaktigheter i tillgänglig mätdata.

I den tredje delen testas därefter de utvecklade algoritmerna praktiskt i ett antal verkliga fall, där insamlad mätdata från nätägarna används för att verifiera och testa metoderna. I de fall fel eller liknande identifieras i algoritmerna verifieras detta i så hög grad som möjligt av nätägarna.

Den fjärde delen av rapporten undersöker och försöker identifiera de eventuella nya krav som bör ställas på elmätare i framtiden, med nätägarens behov som utgångspunkt. Resultaten i denna del av rapporten kan peka på hur ett elnätsföretag bör förändra sin mätinfrastruktur. Dessutom kan resultaten från den här delen användas i en eventuell diskussion kring vilka nya krav som bör ställas på en elmätare i det fall nya lagkrav införs på elmätare i distributionsnäten. Slutligen förs en diskussion kring resultaten från rapporten och slutsatser kring projektet presenteras.

2 Kostnad och nytta av moderna mätare och utökad mätinfrastruktur

Kostnaden för en utökad mätinfrastruktur bör alltid ställas mot den nytta som infrastrukturen medför i form av bland annat förbättrade möjligheter till analyser, kontroll av system, och liknande. I följande del undersöks nyttan med så kallad utökad mätinfrastruktur och en ansats att värdera nyttan av en sådan investering utförs. Uttrycket "utökad mätinfrastruktur" kommer löpande att användas för att beskriva mätinfrastruktur där mätning i nätstation med antingen elmätare eller elkvalitetsmätare existerar. Uttrycket bör därmed inte blandas ihop med endast installation av moderna elmätare hos kunderna.

Rapporten fokuserar främst på den fördel som erhålls med en utökad mätinfrastruktur i kombination med information från moderna elmätare. Att endast använda outnyttjad potential i elmätarna oberoende av nätstationsmätning kan även det bidra till att identifiera fel som exempelvis trasiga mätare. Därmed inleds följande del med en övergripande diskussion kring mätarnas möjligheter då en utökad mätinfrastruktur saknas.

2.1 MODERNA ELMÄTARE

Efter den elmätarreform som trädde i kraft 2009 installerades modernare elmätare i hela landet. I samband med reformen valde dessutom många nätägare att införa timregistreringar på samtliga elmätare i distributionsnäten. Av praktiska och ekonomiska skäl används automatisk mätaravläsning och mätdata lagras i centrala databaser för vidare behandling. De flesta installerade elmätare kan leverera energivärden på timbasis och dessutom, i varierande grad, även annan mätinformation. Förutom att debiteringsdata inte längre behöver läsas av manuellt har den utökade funktionaliteten hos elmätarna i många fall visat sig kunna minska kostnaden för elnätsföretagen.

Vattenfall Distribution var ett av de första nätföretagen i Sverige att installera mer moderna elmätare (ibland kallade smarta elmätare) och började redan 2003 att installera den nya mätinfrastrukturen (Garpetun & Nylén, 2013). Ursprungligen baserades investeringarna på bland annat minskade kostnader för insamling av månadsvisa mätvärden, förenklingar vid flytt av boende, samt förbättrade kundrelationer. Mer avancerade mätare, med stöd för bland annat varningar vid fel (vid exempelvis jordslutning, strömavbrott och liknande), möjligheter till fjärrstyrning samt timavläsning, har även installerats i en majoritet av de anslutna hushållen.

Framförallt har kostnader för så kallade icke-tekniska förluster kunnat minskas avsevärt (Garpetun & Nylén, 2013). Övriga förtjänster som har dokumenterats är exempelvis kostnader i samband med byte av elleverantör eller vid flytt, trasiga elmätare, fel i avläsning samt olovlig kraftavledning. Ett antal "mjuka värden" har även identifierats som är svårare att uppskatta nyttan av rent ekonomiskt. Dessa relaterar bland annat till förbättrad kundnöjdhet tack vare mer exakt debitering samt förbättrad hantering av kundfrågor och klagomål. Andra mjuka

värden är relaterade till mindre miljöpåverkan samt förbättrad säkerhet då färre serviceresor till kundanläggningar behöver genomföras.

I intervjustudier under projektets gång har det framkommit att elnätsföretagen i olika stor utsträckning använder informationen från de moderna elmätarna för att kapitalisera på investeringen. Flera större nätbolag har utvecklat metoder och använder kontinuerligt mätdata för att hantera olika typer av problem, medan framförallt mindre nätbolag inte har de resurser som krävs för att kontinuerligt genomföra analyser.

Exempel på analyser som kan utföras endast genom analys av mätvärden från elmätare kan vara:

- Mätare som slutar rapportera mätvärden kan indikera på trasiga elmätare.
- Inläsning av momentanvärden som strömmar, effekter och spänningar en gång per dygn. Analyser kan indikera på trasiga elmätare (exempelvis vid extrema värden), felaktiga inkopplingar eller liknande.
- Inläsning av maxeffekt kan indikera om kund har bytt storlek på en säkring utan att informera nätbolag.

Varje elmätartyp är unik gällande vilken extra information som kan samlas in och hur dess karaktäristik ser ut vid eventuella fel. Därmed krävs det ofta en anpassad analys baserad på specifik mätthistorik för att identifiera felaktiga mätare.

Dessutom lagras informationen på olika vis beroende på vilken typ av insamlingssystem som har implementerats. Denna brist på standardisering gör dock att många, främst mindre, nätbolag har svårt att implementera rutiner för att analysera mätdata eftersom utvecklingskostnaden blir relativt hög. Ett ökat samarbete och standardiserade arbetsmetoder mellan nätbolagen vore därmed mycket angeläget.

De ekonomiska fördelarna av installation av mer kompetenta elmätare är som tidigare nämnt till vissa delar svårt att estimeras. Vattenfall estimerade dock att den ekonomiska nyttan av minskade icke-tekniska förluster, som var ett direkt resultat av installationen av cirka 850 000 elmätare, var i storleksordningen 58 MSEK/år (i medeltal kring 70 SEK per mätare och år). Göteborg Energi är en av de nätägare som utför analyser genom regelbundna kontroller av data från elmätare (spänning, ström och effekt), där exempel på nytta kan vara att identifiera felaktigt installerade elmätare. Vid en kontroll av runt 80 000 undersökta elmätare var cirka 160 stycken felkopplade vilket innebar en besparing på uppskattningsvis 236 000 kronor per år i ren kostnad för ej debiterbar förbrukning (nätförlust).

De flesta nätbolag har redan olika typer av filter i sina system för att hitta felaktigheter. Ofta är filtren relativt grova för att hålla ner antalet felaktiga larm. Nätbolag använder ofta den utökade möjligheten till mätdata från elmätarna sporadiskt då det uppstår en fråga från kund eller internt i nätbolaget. Däremot utförs sällan en mer strukturerad analys som exempelvis hos Göteborg Energi. Dessa löpande analyser anses bidra med betydande fördelar utan att kräva speciellt stora resurser och nätägare bör därmed stimuleras till att använda möjligheten.

2.2 BESKRIVNING AV TEKNISKA LÖSNINGAR FÖR UTÖKAD MÄTINFRASTRUKTUR

I samband med, eller efter implementeringen av moderna elmätare har ett antal elnätsföretag även installerat mätning i lågspänningsnätens nätstationer, vilket i rapporten benämns för "utökad mätinfrastruktur". Den utökade mätinfrastrukturen bidrar till att nätet kan sektioneras och noggrant analyseras utan inverkan av överliggande nät. I några fall har mer småskaliga försök utförts och i andra fall mer storskaliga där mätning installerats i samtliga nätstationer.

De två huvudtyperna av nätstationsmätning som förekommer består av mätningar med ordinära elmätare eller mätningar utförda med elkvalitetsinstrument. Elkvalitetsinstrument är generellt mycket flexibla gällande inställningar av tidsintervall för avläsning av mätvärden. Gällande elkvalitetsstandarder gör att de flesta värden automatiskt registreras med 10-minuters intervall. Förutom att mäta effekter, spänningar, strömmar per fas, registrerar elkvalitetsinstrumenten generellt även övriga elkvalitetsrelaterade händelser samt övertoner som kan användas vid eventuella frågor eller vid dispyter med kund. Mätning utförd med elmätare är billigare, men erbjuder generellt mindre detaljerad information. Funktionaliteten bestäms till stort vilken typ av elmätare som väljs, där mer avancerade ofta har stöd för mätning av aktiv och reaktiv energi, spänning, ström, och effekt. Vissa typer stöder mätning per fas med registrering av min-, max- och medelvärden för respektive mätvärde, och där mätvärden registreras på timbasis. För att minimera kostnaden för nätstationsmätning kan även befintliga strömtransformatorer behållas trots att mätnoggrannheten kan vara låg.

2.3 KOSTNADSANALYS, IDENTIFIERAD NYTTA OCH FÖRTJÄNST

Ett flertal nätbolag har intervjuats för att få en rimlig kostnadsanalys och identifiera den nytta och förtjänst som resulterat från investeringar i en utökad mätinfrastruktur. Kostnaden beror som tidigare indikerats främst av vilken teknisk lösning som har valts. Kostnaden beror även på, men till mindre del, av vilken mätnoggrannhet som har valts. Den totala kostnaden är även i hög grad beroende på vilken kommunikationsinfrastruktur som finns tillgänglig i nätet.

2.3.1 Kostnadsanalys

I de fall då elmätare installeras i nätstationen kan dessa oftast läsas in via samma kommunikationssystem som övriga kundmätare och den ökade kostnaden för att samla in ytterligare en mätare är låg. Vid installation av elkvalitetsinstrument kan kostnaden påverkas väsentligen om en ny kommunikationsinfrastruktur behöver byggas upp för att samla in mätvärden. I analysen förutsätts det aningen förenklat att nätbolaget redan har tillräckliga kommunikationsmöjligheter för att samla in alla typer av mätdata.

Förutom en eventuell skillnad i kostnad för kommunikation så skiljer sig elmätare och elkvalitetsinstrument främst åt genom att elkvalitetsinstrumentet är dyrare än en elmätare. Övriga kostnader för utrustning och installation kan förutsättas vara likvärdiga.

Som exempel har Sundsvall Elnät valt att installera elkvalitetsinstrument i samtliga drygt 500 nätstationer och under 2017 kommer alla stationer att vara ombyggda. Installationskostanden i Sundsvall har uppskattats till runt 10 000 kronor per nätstation inklusive arbete och material. Då har även strömtransformatorer med den bästa mätnoggrannheten (0,2S) använts i de fall nya strömtransformatorer installerats. Elnätsägaren Tekniska verken har istället valt att installera elmätare i nära 900 av sina total cirka 3000 nätstationer. Större stationer har prioriterats och mätningarna täcker ca 75 % av den totala energivolymen i nätet. Installationskostnaden begränsades genom att utnyttja befintlig kommunikation och i möjligaste mån även utnyttja befintliga strömtransformatorer. Installationskostnaden uppskattades till i snitt cirka 5000 kronor per station. Kostnaden för en utökad mätinfrastruktur kan därmed generellt uppskattas ligga mellan 5 000 – 10 000 kr beroende på vilken teknik, krav på mätnoggrannhet, samt storlek på avtal. Uppskattningen kring kostnader verifieras även av övriga nätbolag som har intervjuats.

2.3.2 Nyttor och förtjänster

Vid intervjuerna framkom ett flertal nyttor från investeringar i en utökad mätinfrastruktur. Dock visar svaren att olika nätbolag använder nätstationsmätning i olika utsträckning och till olika syften. Nedan sammanfattas de främsta användningsområden som mätningen har utnyttjats till:

- *Förbättrade möjligheter till dimensionering och planering:* Traditionella dimensioneringsverktyg kan både kraftigt överskatta samt underskatta effektbehovet i ett område. Nätstationsmätning ger i dessa fall förbättrade möjligheter till en effektiv nätutbyggnad med minskade kostnader. Ofta är befintliga transformatorer överdimensionerade och kan minskas i storlek. Nätstationsmätning ger även ett bättre underlag för effektivare förvaltning, samt förbättrad information gällande omkopplingsmöjligheter.
- *Utökade möjligheter till analys av nätförluster:* Mätning i nätstation ger möjligheter att beräkna och analysera nätförluster i ett nätområde. Detta resulterar i att omätt förbrukning och feldokumenterade nät upptäcks med betydligt bättre träffsäkerhet än utan nätstationsmätning. Nätförluster kan kontrolleras kontinuerligt vilket underlättar identifiering av eventuell olovlig kraftavledning eller andra icke-tekniska förluster. Förbättrad dokumentation innebär exempelvis att man inte missar någon kund vid avbrottsavisering.
- *Bättre uppfattning kring förändringar av effektbehov och liknande:* Nätbolagen kontroll på hur utveckling av effektbehov i ett nätområde utvecklar sig över tid. Många kunder övergår från direktverkande el till värmepumpar eller fjärrvärme vilket gör att en generell utveckling mot sämre belastade transformatorer kan identifieras. Egenproducerad el ökar i popularitet och påverkar näten på olika sätt. Vid ombyggnationer är det exempelvis lättare att verifiera om reservkraft är tillräckligt väl dimensionerad för att leverera den kraft som behövs under arbetet. Vid elkvalitetsmätning fås även bättre underlag kring ett områdes elkvalitet vilket kan förbättra förebyggande arbete.
- *Förbättrade kundrelationer och bättre underlag vid konflikt med kunder:* Genom användning av elkvalitetsinstrument kan konflikter då kundtrustning har gått sönder underlättas, där exempelvis kontroll av spänningsgodhet med hjälp av elkvalitetsinstrument underlättar vid skateståndsärenden från kunder.

Vid eventuella skadeståndskrav kan elkvalitetsdata skickas direkt till kund vilket ofta löser ärendet snabbt, vilket både sparar resurser och ger nöjdare kunder. Det faktum att potentiella problem kan åtgärdas innan de drabbar kund förbättrar även kundrelationerna. Vid felavhjälpning åtgärdas även fel ofta snabbare om nätet rätt dokumenterat.

Den ekonomiska förtjänsten är svår att värdera för många elnätsföretag, då många av nyttorna inte ger en direkt ekonomisk avkastning eller är svåra att följa upp. Exempelvis består skillnaderna i identifierade nyttor mellan elkvalitetsinstrument och elmätare främst i att elkvalitetsinstrument resulterar i förbättrade kundrelationer, bättre underlag vid eventuella konflikter med kunder, samt minskad resursanvändning vid den typen av ärenden. Dessa nyttor är svåra att värdera rent ekonomiskt, men de intervjuade elnätsägarna som utfört en sådan installation vittnar om att det i hög grad förenklar och effektiviserar arbetet.

I de specifika fall då antingen olovlig eller oavsiktlig kraftavledning upptäcks genom nätstationsmätning som inte har uppmärksammats i andra systems kontroller kan ofta en direkt ekonomisk förtjänst identifieras. I en uppskattning från Tekniska verken uppskattas de årliga besparingarna från investeringarna i den utökade mätinfrastrukturen till runt 480 000 kr per år. I besparingarna ingår korrektion av ett antal omätta anläggningar och identifierade fel i mätkonstanter. Då mätningar tidigare saknats eller utförts på ett felaktigt sätt har detta lett till att såväl rörliga som fasta nätintäkter gått förlorade. Därutöver kunde även flera dubbeltransformatorstationer som var väldigt lågt belastade identifieras, vilket ledde till att en av transformatorerna kunde ställas av. Den totala nyttan av minskade tomgångsförluster i nätstationer uppskattades till runt 110 000 kr per år och dessutom kunde den bortkopplade transformatorn användas på annan plats. Utöver nämnda vinster identifierades en rad områden där undermätningen bidrar med nyttor, men där den ekonomiska vinsten är svårare att uppskatta. Den upplevda känslan från de kontaktade elnätsbolagen är att informationen har börjat användas i så många delar av verksamheten att det inte är önskvärt eller ens möjligt att gå tillbaka till tiden utan nätstationsmätning.

Umeå Energi har med hjälp av nätstationsmätning kunnat identifiera ett antal fall där ganska stora fel har kunnat identifieras. I ett fall upptäcktes en nyinstallerad bergvärmeanläggning där elmätare fanns på plats men som missats att läggas in i systemet. På 8 månader uppskattades det att anläggningen hade förbrukat cirka 150 000 kWh vilket med hjälp av nätstationsmätningen betydligt lättare kunde identifieras. Därutöver kunde även ett större fel i form av en olovlig kraftavledning identifieras där uppskattningsvis totalt 200 000 kWh förbrukats utan debitering under ett antal år. Ett tredje exempel var då ett större fel kunde identifieras för ett bageri där nya ugnar felaktigt kopplats in till elmätare. Den felaktiga inkopplingen av installatören ledde i detta fall till ett intäktsbortfall på uppskattningsvis 575 000 kr.

I ett annat fall har en av de kontaktade elnätsägarna i efterhand estimerat inkomstbortfallet från en olovlig kraftavledning till cirka 1 miljon kronor. Detta får anses som ett extremfall som inte inträffar ofta, men som betalar för många installationer av utökad mätning. Övriga förtjänster bidrar främst till att verksamhetens effektivitet ökar; där dels förbättrade investering- och driftbeslut kan fattas, och där dels mindre tid och resurser krävs för att driva verksamheten.

3 Metoder och algoritmer

I följande del presenteras ett antal metoder och algoritmer som tillsammans med mätdata från elmätare skulle kunna användas för att effektivisera arbetet inom distributionsnäten. På grund av begränsningarna i mätdata har algoritmer främst utvecklats med målet att underlätta identifiering och lokalisering av så kallade *icke-tekniska förluster*. Icke-tekniska förluster är förluster som ej är beroende av den rent fysiska överföringen av energi, utan kan istället exempelvis vara energiuttag i punkter där det av olika anledningar saknas mätning eller där mätningen är felaktig. De kontaktade elnätsbolagen identifierar även just metoder för identifiering och lokalisering av icke-tekniska förluster som ett av de absolut viktigaste områdena för utveckling av algoritmer. De utvecklade metoderna för att analysera fel och svagheter kan delas in i tre nivåer:

- Kategorisering av mätfel och förluster
- Identifiering av icke-tekniska förluster
- Lokalisering av icke-tekniska förluster

I delen *Kategorisering av mätfel och förluster* presenteras enklare metoder för att kategorisera och analysera nätområden, där ingen speciell kunskap om nätet eller mer avancerade simuleringar krävs. I delen *Identifiering av icke-tekniska förluster* används information kring nätets uppbyggnad i kombination med mätdata för att förbättra möjligheterna till att identifiera och särskilja icke-tekniska förluster från mätbrus och andra begränsningar som existerar på grund av bristande kvalitet i tillgänglig mätdata. Slutligen, i delen *Lokalisering av icke-tekniska förluster* presenteras mer avancerade metoder som skulle kunna användas till att även lokalisera i vilken punkt en icke-teknisk förlust uppträder.

Metoderna beskrivs endast i korthet i rapporten och för mer information kring de mer matematiska bitarna hänvisas läsaren till Appendix A. Algoritmer och utvecklade metoder kan därefter med relativt enkla medel och passande matematisk mjukvara användas för att göra liknande analyser i andra nät. I Appendix B presenteras även de två typnät som använts för att utföra de teoretiska simuleringarna. Typnäten är baserade på verkliga nät och mätdata som använts är baserad på verklig insamlade värden för att kunna beskriva verkligheten så väl som möjligt.

3.1 KATEGORISERING AV MÄTFEL OCH FÖRLUSTER

Metoder för identifiering av icke-tekniska förluster i ett nätområde har analyserats i ett flertal tidigare studier. Generellt förutsätter metoderna en utökad mätinfrastruktur och att undermätning i nätstationer alltså finns tillgängligt. Själva metoden för identifiering av en icke-teknisk förlust är ofta ganska enkel, men kan kompliceras av fel i mätarna vid exempelvis tidssynkronisering eller dålig mätupplösning. Nätförluster i ett nät kan beräknas genom att ta skillnaden mellan summan av alla laster i ett område med den totala uppmätta energin i nätstationen. De icke-tekniska förlusterna kan därefter identifieras genom att studera storleken på nätförlusterna.

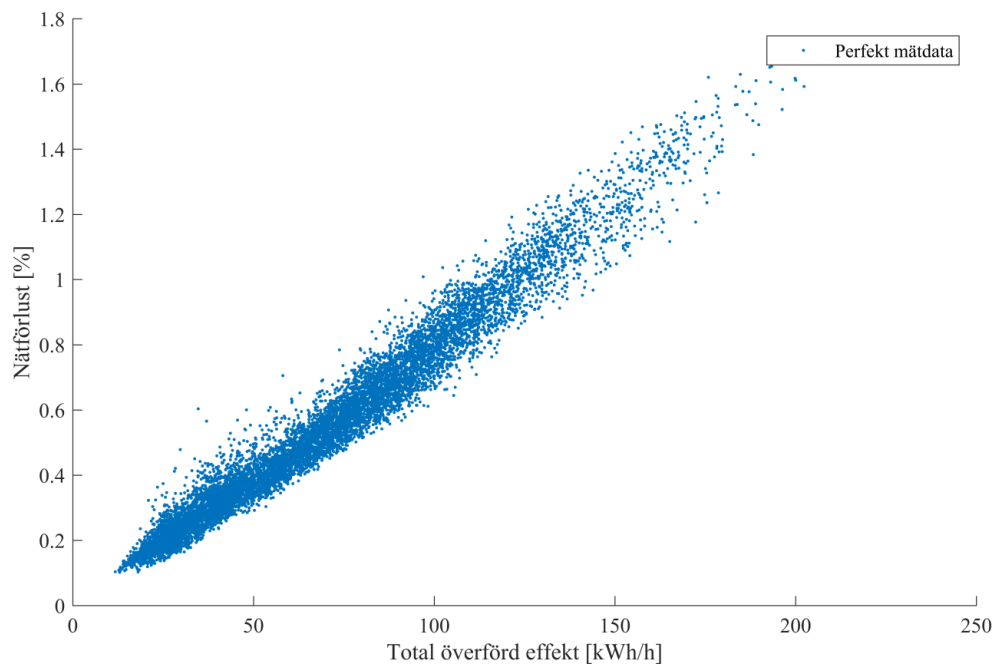
Ett effektivt sätt att visualisera och kategorisera nätförluster är att plotta de relativa förlusterna mot överförd effekt. Nätförluster varierar kvadratisk mot ström, men om de relativa förlusterna plottas mot total överförd effekt kommer huvudsakligen ett *linjärt förhållande* att uppstå. Genom att utnyttja följande förhållande kan icke-tekniska förluster lättare kategoriseras, vilket i sin tur kan vara en stor hjälp för en nätägare vid analys av ett nätområde. Ofta kan flera slutsatser dras utifrån den grundläggande information som nätägaren får bara av att veta vilken typ av källa som de omätta förlusterna härstammar ifrån. Ett områdes uppmätta relativa nätförluster ($P_{loss_m\%}$) kan förenklat uttryckas enligt följande:

$$P_{loss_m\%} = \frac{(P_{trafo} - \sum_{i=1}^n P_i)}{P_{trafo}} \cdot 100 \quad (3-1)$$

där P_i : uppmätt effekt i lastpunkten i

P_{trafo} : uppmätt effekt i nätstation

Figur 1 visar de relativa förlusterna mot överförd effekt genom användande av insamlade timvärden. Resultaten baseras på det utvecklade 37-buss nätverket som återfinns i Appendix B, där riktiga insamlade mätdata är "tvättad" genom en så kallad effektförloresmodell för att erhålla en perfekt uppsättning mätdata. Detta innebär att mätfel och andra effekter på mätarna manuellt kan läggas in på valfri punkt och resultaten kan därefter simuleras. Figuren visar de relativa förlusterna vid en perfekt modell med perfekt data, där ett huvudsakligt linjärt förhållande kan ses. De brusliknande variationerna i de relativa förlusterna är ett resultat av att det är ett nätområde som analyseras, där varierande laster i olika noder skapar olika stora nätförluster vid varierande driftförhållanden.

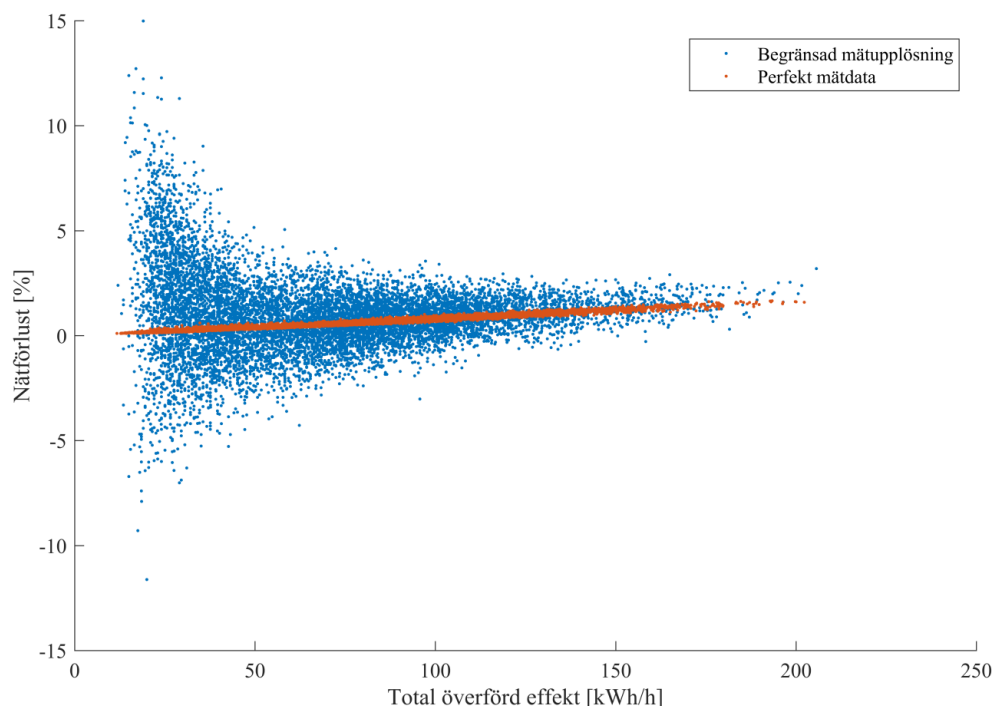


Figur 1. Relativa nätförluster vid perfekt modell och perfekt mätdata

3.1.1 Nätförluster vid begränsad mätupplösning

Den mätupplösning vid fjärravläsning som finns tillgänglig på de installerade elmätarna kommer att påverka utseendet på nätförlustförlustkurvorna. Upplösningen kan skilja stort mellan olika fabrikat och implementeringar, där vissa system stödjer en mätupplösning med flera decimaler per kilowattimme och vissa endast hanterar hela kilowattimmar. Vissa mätare har visserligen en upplösning på flera decimaler men upplösningen kan vara väsentligen lägre beroende på hur mätaren hanterar strömtransformatoromsättningen.

I Figur 2 visas de relativa förlusterna när en mätupplösning på endast 0,5 kWh finns tillgängligt. I samband med figuren presenteras även nätförlusterna vid perfekt mätdata. Figuren visar att ett linjärt beroende fortfarande kan anas, särskilt vid högre nivåer av överförd effekt. Dock blir de relativa förlusterna vid en lägre nivå av överförd effekt mycket brusiga där till och med stora negativa nätförluster ser ut att existera inom området, något som är fysikaliskt omöjligt.

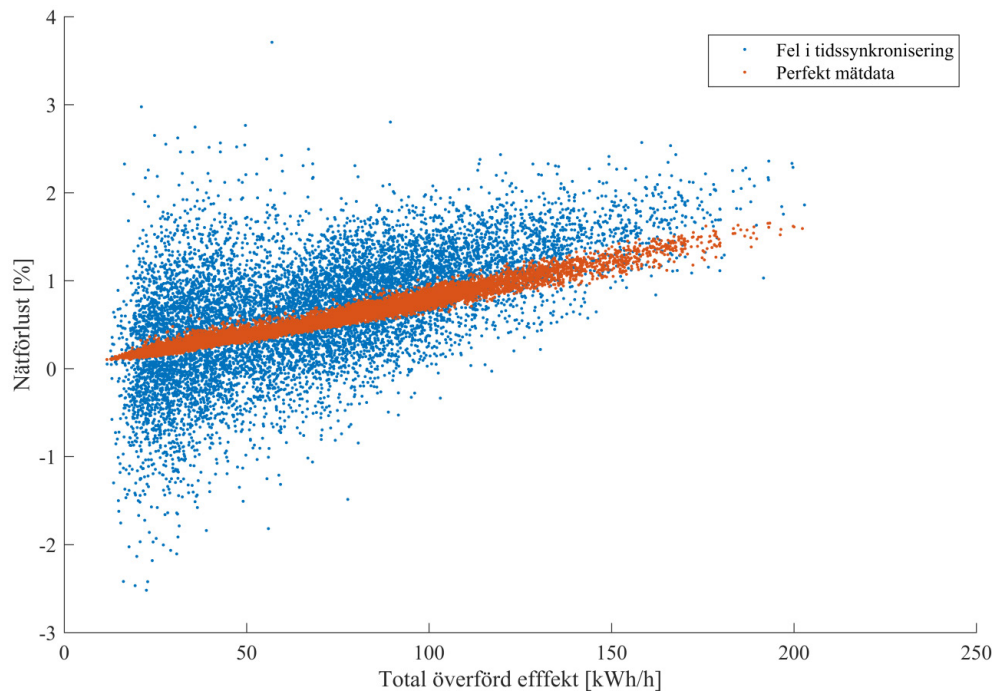


Figur 2. Relativa nätförluster vid begränsad mätupplösning, analys av timvärden

3.1.2 Nätförluster vid fel på tidssynkronisering

Figur 3 visar de relativa nätförlusterna då det existerar fel i tidssynkroniseringen för ett antal elmätare i nätområdet. Tidssynkronisering av elmätare, alltså då klockan ställs in i elmätaren, sker för att kunna koppla samman ett uppmätt värde med en viss tidpunkt. Vid fel på tidssynkroniseringen kommer därmed fel energivärden för den aktuella timmen att presenteras. Storleken på felet beror till stor del på hur stor felet i tidssynkroniseringen är samt i vilken grad lasten i mätpunkten varierar. Figuren visar de relativa nätförlusterna då totalt fyra (av 36) olika mätare har fel på tidssynkroniseringen med 4 minuter. Vid större fel på

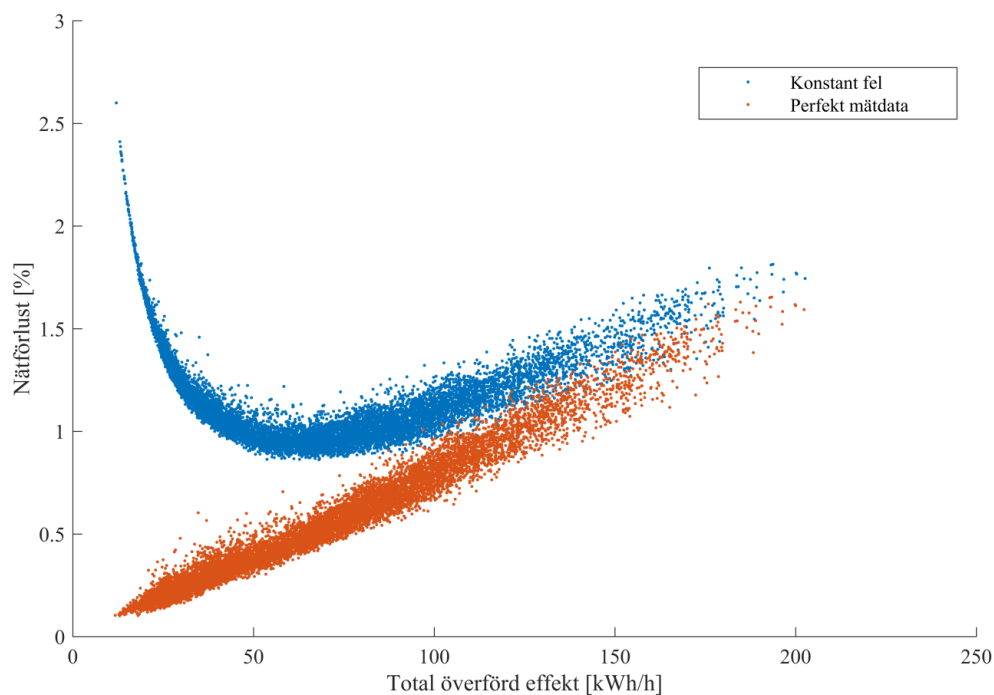
tidssynkroniseringen för elmätare kommer den totala förlustberäkningen i nätet att påverkas signifikant. Trots det faktum att mätarna ej har några mätfel så kan alltså den uppmätta förlusten påverkas kraftigt.



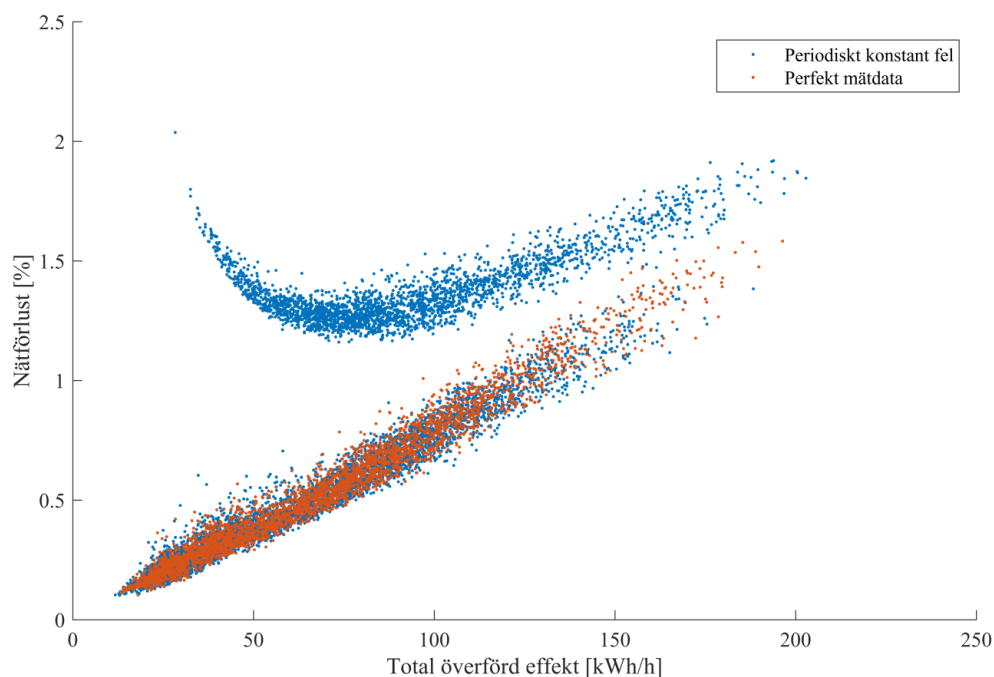
Figur 3. Relativa nätförluster vid fel i tidssynkronisering i elmätare

3.1.3 Nätförluster vid konstanta fel

Konstanta fel kan definieras som fel där hela laster med relativt konstant förbrukning av olika anledningar ej är uppmätta. Exempel på sådana punkter kan vara värmeelement i nätstationer, pumpar, fläktar, eller andra mätpunkter med relativt konstant förbrukning som av olika anledningar missats att mätas. Ett konstant mätfel ger upphov till en ganska karaktäristisk relativ förlustkurva, vilket kan illustreras i Figur 4. Vid lägre nivåer av överförd effekt blir de uppmätta relativa nätförlusterna mycket stora, vilket är ett resultat av bidraget från det konstanta mätfelet. Vid högre nivåer av överförd effekt kommer bidraget från det konstanta mätfelet att minska i proportion till den överförda effekten, och den mer typiska linjära förlustkurvan kommer därmed att kunna utläsas. Figur 5 visar uppmätta nätförluster vid ett konstant mätfel med en periodisk variation. Ett sådant fel kan exempelvis vara ett värmeelement som endast är igång under vissa specifika tidpunkter under dygnet. Figuren visar att ett sådant fel resulterar i en delad förlustkurva, där den linjära delen motsvarar de tidpunkter då det den omätta punkten ej har någon last. Figuren visar även nyttan av att ha tillgång till timvärden från elmätarna. I de fall då endast dygnvärden av aktiv energi är tillgängliga hade sådana typer av fel varit svårare att identifiera, då samtliga värden hade fått en högre uppmätt förlust.



Figur 4. Relativa nätförluster vid ett konstant mätfel

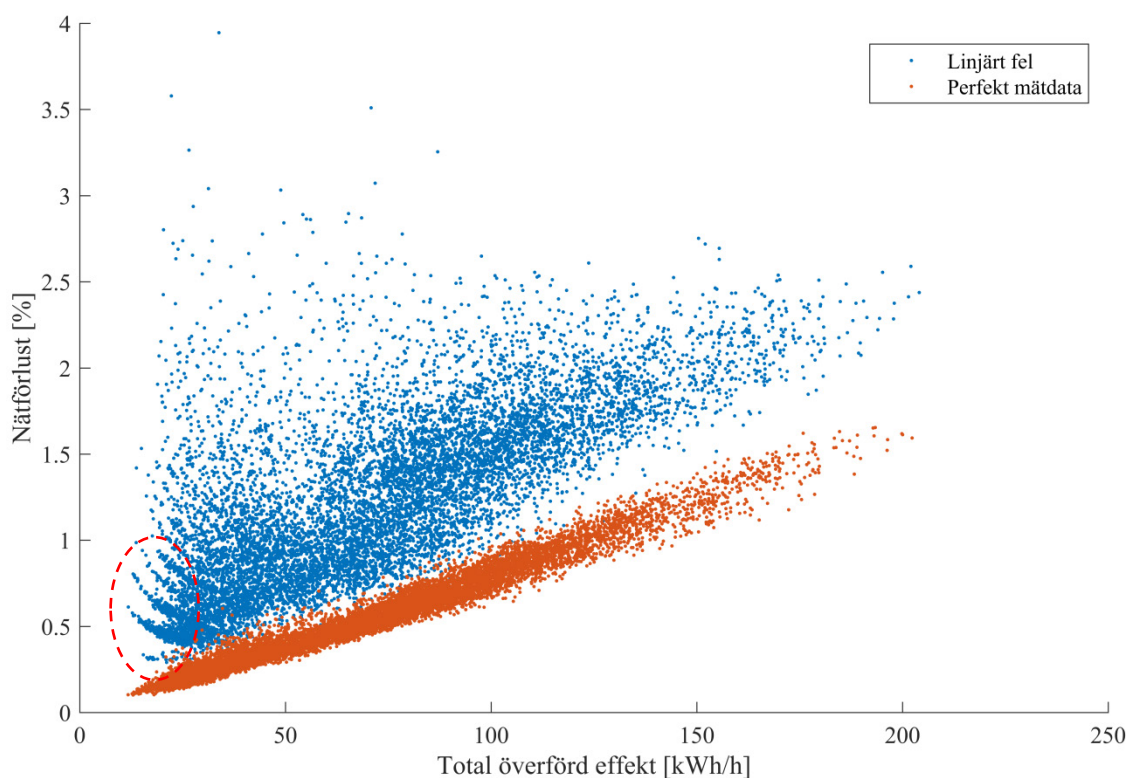


Figur 5. Relativa nätförluster vid ett konstant mätfel med en periodisk variation

3.1.4 Nätförluster vid linjära eller korrelerande fel

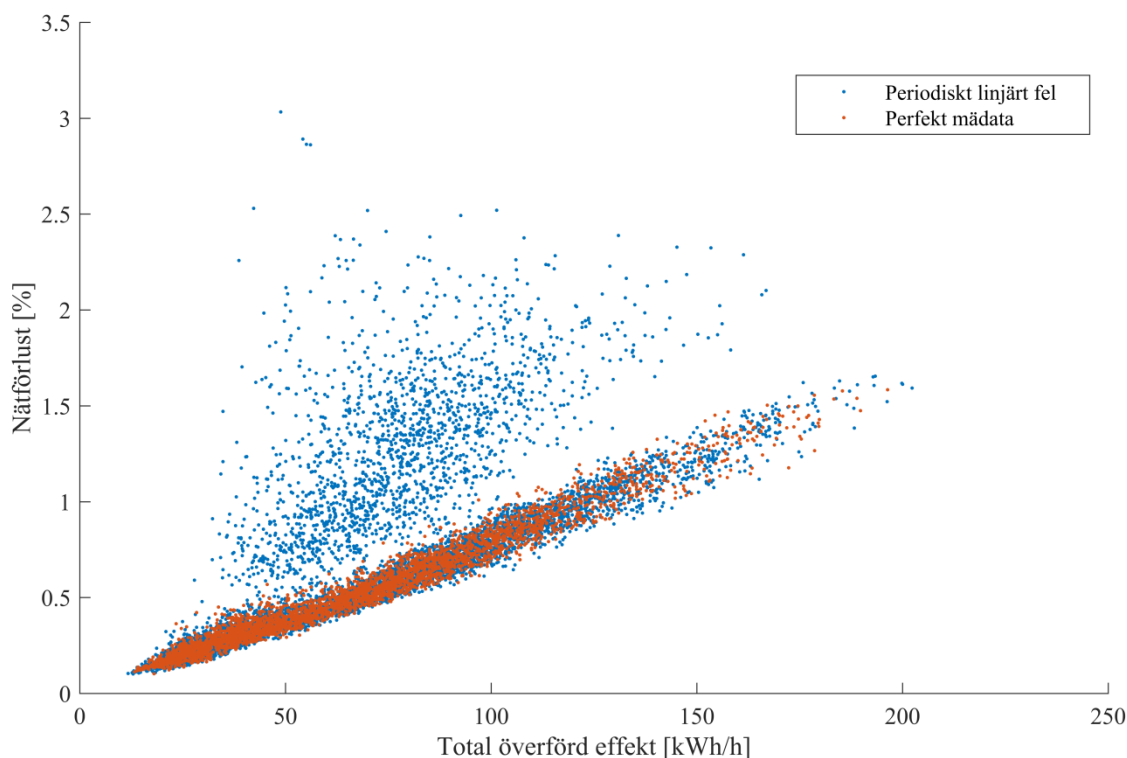
Linjära eller korrelerande mätfel kan exempelvis bero på att delar av en last har kopplats förbi elmätaren, exempelvis då endast två av tre faser är uppmätta i ett hushåll. I andra fall kan en last helt ha kopplats förbi en elmätare, men den omätta lasten korrelerar fortfarande med andra uppmätta laster i samma punkt. Detta kan

exempelvis vara en omätt last i en byggnad där den omätta förbrukningen i stort följer den uppmätta lasten. Linjära eller korrelerande fel kommer att ge ett relativt stort utslag på de relativa förlusterna trots att endast delar av lastens förbrukning ej är uppmätta. Figur 6 visar hur de relativa nätförlusterna kan se ut i ett område där ett konstant linjärt mätfel existerar. Det linjära felet i det här fallet är endast en tredjedel av den totala lasten i en lastpunkt i det utvecklade 37-buss nätverket, och motsvarar alltså i princip att en fas är bortkopplad förbi elmätaren. Trots att endast en tredjedel av mätaren är bortkopplad och endast i en punkt, så kommer de totala relativa nätförlusterna att påverkas kraftigt och särskilt vid lägre nivåer av överförd effekt. Det linjära förhållandet av nätförlusterna kan fortfarande urskiljas, men med ett ökat brus. De punkter i figuren som visar på mycket höga nätförluster kommer från de tidpunkter då övriga laster är låga, samtidigt som lasten med det relativa mätfelet har en högre last. Vid mycket låga nivåer av överförd effekt kan en viss "uppdelning" av förlusterna iakttagas, vilket markerats med den röda streckade cirkeln. Detta är ett resultat av att använd simulerade mätdata har en begränsad upplösning på 0.1 kWh.



Figur 6. Relativa nätförluster vid konstant linjärt mätfel

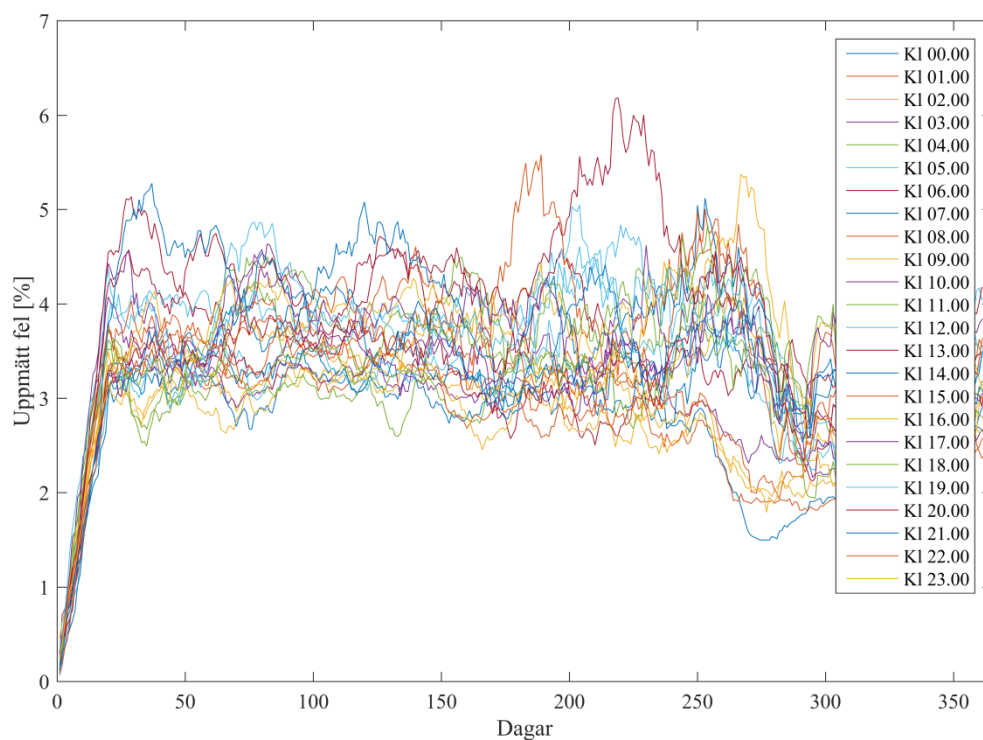
Figur 7 visar istället ett periodiskt linjärt mätfel, där mätfelet endast finns under vissa perioder. Figuren visar att ett sådant fel resulterar i en delad förlustkurva, där en den mer linjära delen motsvarar de tidpunkter då det linjära mätfelet ej är inkopplat.



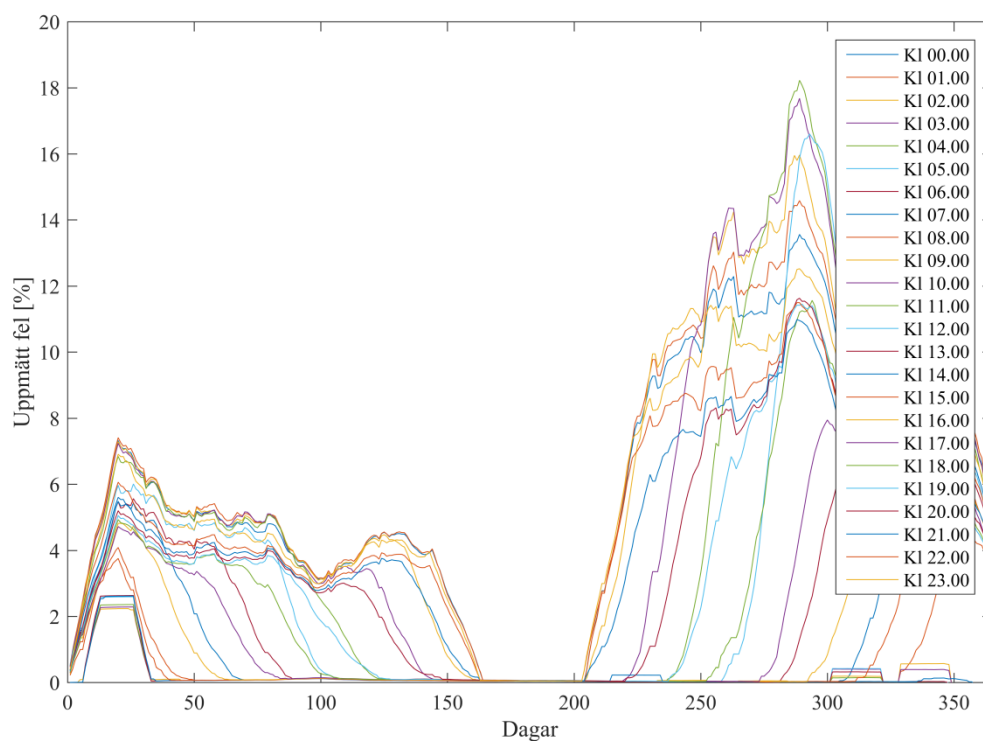
Figur 7. Relativa nätförluster vid periodiska linjära mätfel

3.1.5 Kategorisering av fel per mättimme

Tillgång till timvärden från elmätare ger betydligt bättre möjligheter att hitta intermittenta fel, och särskilt om dessa har en viss typisk karaktäristik över ett dygn. Genom att plotta de relativa uppmätta felen för varje mättimme/avläsningstimme under en längre tid kan ytterligare information kring vilken typ av fel som existerar utläsas. I Figur 8 och Figur 9 har detta utförts för 37-buss nätet där två olika laster är helt omäta. I Figur 8 visas de relativa uppmätta felen för varje mättimme under ett år i det fall en last med en förbrukning som motsvarar ett vanligt hushåll är fullkomligt omäta. I Figur 9 visas resultaten från samma simulering, fast i det fallet har förbrukningen från en typisk gatubelysningsarmatur modellerats. Resultaten är filtrerade för att minska inverkan av brus och för att underlätta rent grafisk avläsning av resultaten. Dag 0 i figurerna motsvarar 1:a januari och värdena är därefter plottade under ett år.



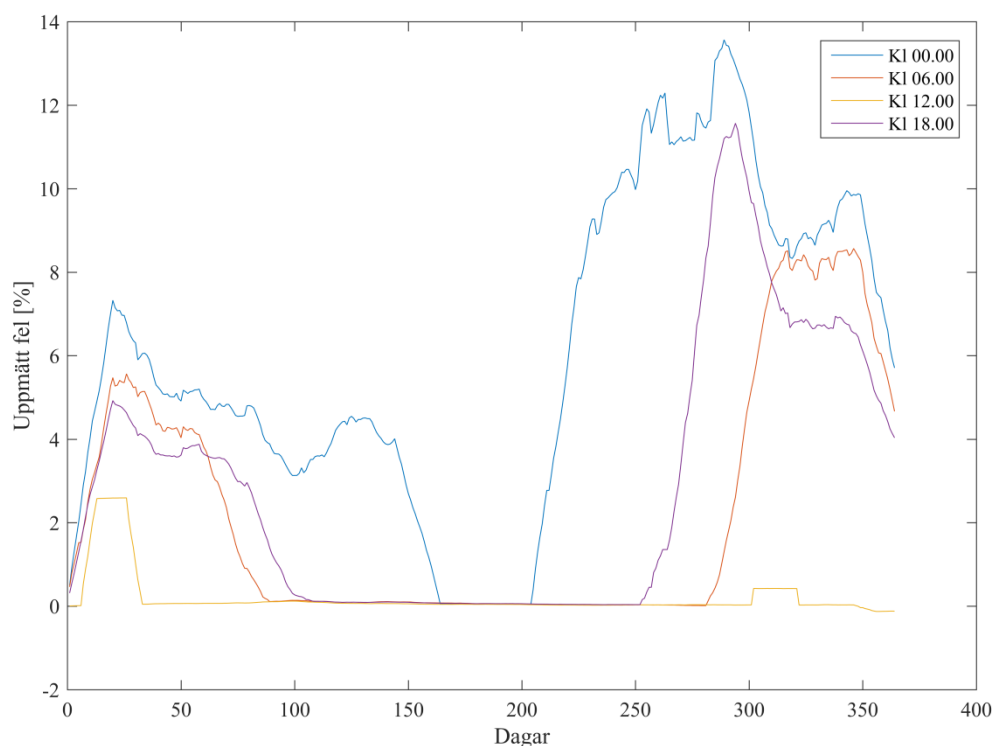
Figur 8. Relativa uppmätta fel per mättimme under ett års tid. Omätt förbrukning motsvarande vanligt hushåll.



Figur 9. Relativa uppmätta fel per mättimme under ett års tid. Omätt förbrukning motsvarande en gatubelysningsarmatur.

Resultatet i Figur 8 är svårtolkat och någon tydlig karaktäristik är svårt att avläsa. Felen per mättimme är relativt konstanta över året, vilket är det förväntade resultatet då övriga laster i nätet till stor del består av vanliga hushållslaster. Resultatet i Figur 9 betydligt mer intressant, där en mycket tydlig säsongsbaserad karaktäristik kan utläsas. Under vinter, vår, samt höst finns större förluster, och endast under kortare period är de uppmätta förlusterna i princip noll.

Det är även intressant att studera hur felen per timme förändras under året. I Figur 10 illustreras samma resultat som i Figur 9, dock med endast ett fåtal mättimmar inkluderade för att underlätta avläsningen. Figuren visar tydligt att under vintermånaderna då gatubelysningen är på under många timmar per dygn, så är i princip samtliga mättimmar behäftade med uppmätta fel, delvis undantaget för mättimmen som motsvarar klockan 12.00. När säsongen närmar sig vår och ljusare tider, så försvinner de uppmätta felen för mättimmarna klockan 06.00 samt klockan 18.00 och under årets ljusaste dagar försvinner mätfelen för samtliga mättimmar. Värt att notera är att mätdata för gatubelysningsarmaturen är inhämtad från en armatur som är lokaliserad i de norra delarna av Sverige, så karaktäristiken hade med stor sannolikhet sett delvis annorlunda ut i andra delar av Sverige.



Figur 10. Relativa uppmätta fel per mättimme under ett års tid. Omätt förbrukning motsvarande en gatubelysningsarmatur, endast vissa mättimmar inkluderade.

Genom att utföra en analys enligt ovan är det möjligt för nätägaren att lättare identifiera vilken typ av fel som existerar eller har existerat inom ett område. Exempelvis kan den tydliga karaktäristiken i Figur 9 samt Figur 10 ge en direkt indikation på att det både är en säsongsbaserad last som är omätt, och en last som troligtvis är beroende av antal timmar med dagsljus per dygn. En liknande analys

kan vara användbar även vid andra typer av omätta laster, som exempelvis värmeelement med högre förbrukning vid kalla dagar, eller pumpar med högre förbrukning vid dagar med mycket nederbörd. Övriga exempel kan även vara temporära förbrukningar som vid ombyggnationer där laster av olika anledningar ej är uppmätta.

3.2 IDENTIFIERING AV ICKE-TEKNISKA FÖRLUSTER

Identifiering av icke-tekniska förluster kan utföras relativt enkelt genom att endast studera storleken på de uppmätta nätförlusterna i ett område. Dock kommer endast studier av mätvärden från elmätare och från mätningen i nätstationen att ge relativt grova resultat, och mindre fel kommer att bli svårare att identifiera. En noggrannare metod för identifiering av icke-tekniska förluster kan utföras genom att beräkna vad nätförlusterna *borde* vara och sedan jämföra de beräknade värdena med de uppmätta. Skiljer de beräknade nätförlusterna från de uppmätta nätförlusterna kan detta vara en indikation på att en icke-teknisk förlust existerar inom nätområdet. Beräkningen av nätförluster kräver dock en faktisk analys av både mätvärden och nätmodellen för det aktuella området.

I ekvation (3-1) presenterades beräkningen för de uppmätta relativa nätförlusterna för ett område, vilket i princip endast bestod av skillnaden på summan av alla laster och den totala uppmätta effekten i nätstationen. De beräknade relativa nätförlusterna (P_{loss_est}) i ett område kan istället uttryckas som en funktion av ett flertal olika parametrar enligt följande

$$P_{loss_est} = f(P_i, \cos(\varphi)_i, Z_{imp}, U_{trafo}) \quad (3-2)$$

där $\cos(\varphi)$: effektfaktorn i varje lastpunkt, i

Z_{imp} : ledningsimpedanser

U_{trafo} : spänning i nätstation

P_i : aktiv energi i respektive lastpunkt i

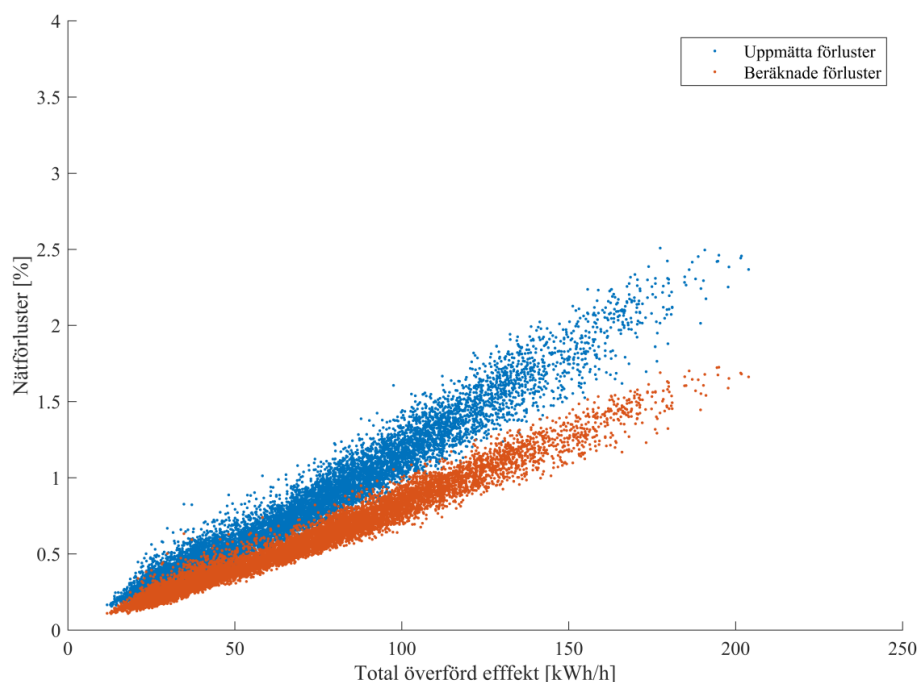
Ekvation (3-2) kan beräknas med hjälp av traditionella effektlödesberäkningar (eng. power flow analysis) för att dels beräkna nätförlusterna i näten, och dels för att kunna estimerat spänningarna i respektive lastpunkt (Saadat, 1999).

Effektlödesberäkningar använder vanligen spänningar samt effektlöden i ett nät för att beräkna fram det fullständiga tillståndet i nätet. Vanligen används en så kallad swing bus, eller referensbuss, vars spänningsvinkel används som referens och vars effekt anpassas för att kunna lösa beräkningssystemet. Då tillgång till spänningsvärden generellt endast finns för mätaren i nätstationen bör den användas som referensbuss i beräkningarna. Övriga noder består vanligtvis av antingen så kallade generatornoder (eng. PV buses), samt lastnoder (eng. PQ buses). Samtliga hushåll bör, trots att de i vissa nät har solelproduktion, modelleras som lastnoder då det generellt saknas tillgång till spänning från hushållsmätarna.

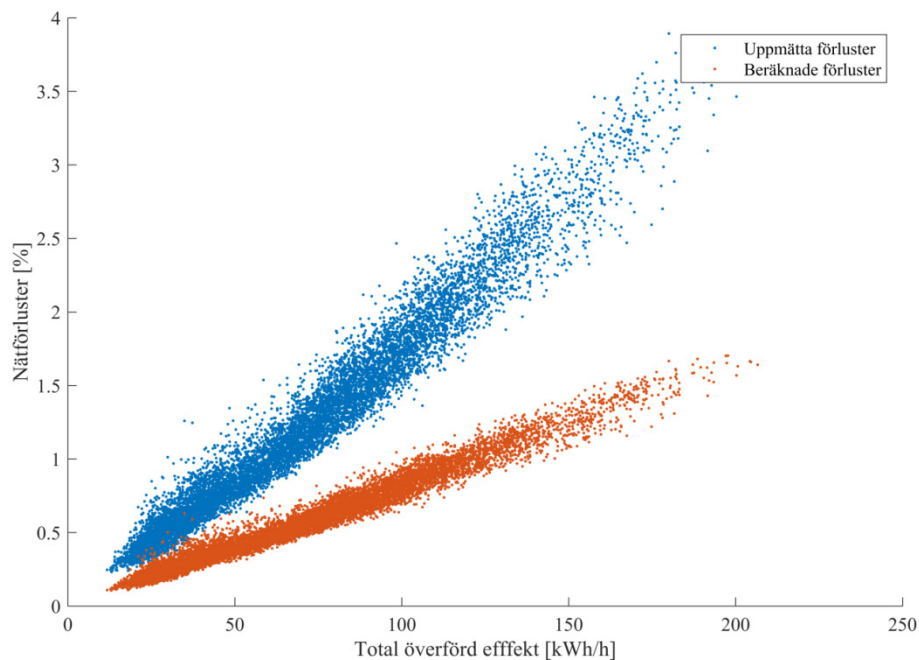
I de fall då inga mätfel eller icke-tekniska förluster existerar i ett område kommer den uppmätta nätförlusterna (P_{loss_m}) att exakt motsvara de beräknade nätförlusterna (P_{loss_est}). Vid analys av riktig mätdata kommer ovanstående

förhållande dock princip aldrig vara helt uppfyllt. Brus, mindre mätfel, modellfel, endast tillgång till timvärden, tidssynkroniseringsfel, obalans mellan faserna etc., kommer samtliga påverka noggrannheten i beräkningarna och såväl beräknade som uppmätta förluster kommer vara behäftade med fel. I de fall då icke-tekniska förluster existerar inom ett nätområde kommer en ytterligare differens mellan de uppmätta och de beräknade nätförlusterna att uppstå. Utmaningen vid identifiering av icke-tekniska förluster består därmed av att kunna särskilja de fel som härstammar från begränsningar i data och modeller, från de fel som härstammar från icke-tekniska förluster.

Figur 11 och Figur 12 och visar två exempel med uppmätta och beräknade nätförluster för det framtagna 37-bussnätet. Figurerna visar skillnaden mellan de beräknade och de uppmätta förlusterna, och trots att nätet är modellerat *utan* varken inlagda mätfel, mätbrus, fel i tidssynkronisering eller begränsningar för mätupplösningen på elmätarna, uppstår en viss skillnad mellan kurvorna. Skillnaderna mellan de uppmätta och de beräknade nätförlusterna beror istället på *andra* begränsningar som tillgänglig mätdata kan ha på resultaten. Bland annat har effektvariationer per fas och under varje timma har tillåtits variera i modellerna, samtidigt som den totala energin per timme i varje nod behållits konstant. Då ledningsförluster varierar kvadratisk mot storleken på strömmen så kommer en varierande belastning att bidra med större förluster än en konstant belastning. På samma sätt kommer även asymmetrisk belastning, med olika effekter per fas, att medföra högre förluster än vid en fullständigt symmetrisk fördelning. Dessutom har även en viss reaktiv effekt modellerats, vilket ökar de uppmätta nätförlusterna. I Figur 11 har en mindre påverkan av dessa parametrar simulerats och i Figur 12 har dessa parametrar låtit variera i en betydligt högre grad.



Figur 11. Uppmätta och beräknade nätförluster vid modellering utan mätfel, men där mindre begränsningar i tillgänglig mätdata skapar problem.



Figur 12. Uppmätta och beräknade nätförluster vid modellering utan mätfel, men där stora begränsningar i tillgänglig mätdata skapar problem.

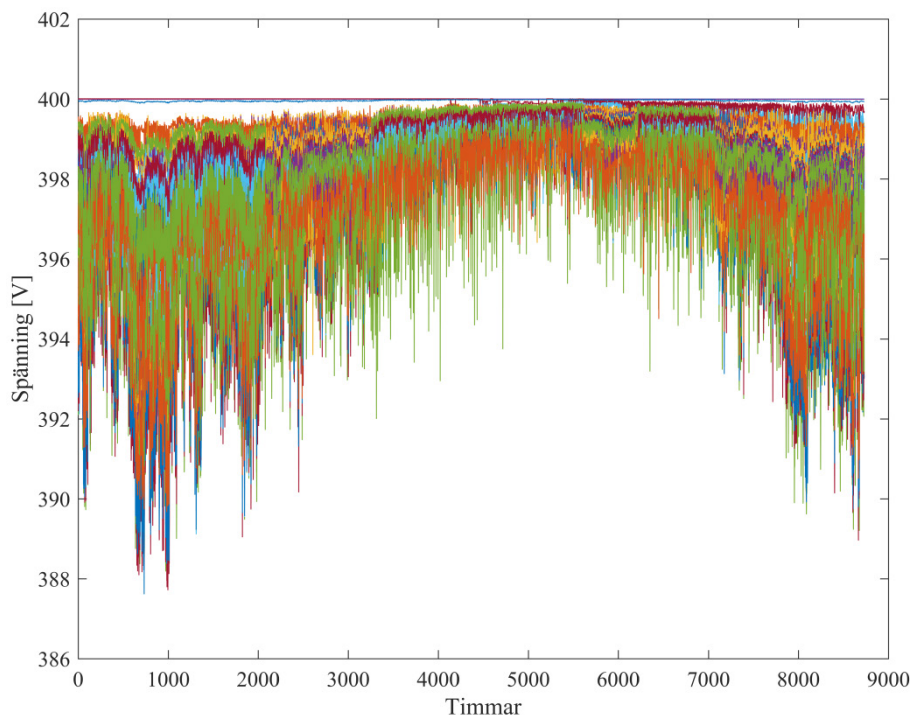
De beräknade nätförlusterna visar i princip alltid de lägst möjliga förekommande nätförlusterna i ett område. Vid identifiering av områden med icke-tekniska förluster är det således viktigt att ta hänsyn till de begränsningar som finns i de tillgängliga mätvärdena. Skillnaden mellan de uppmätta och de beräknade nätförlusterna kan i det här fallet annars ge en illusion av att det existerar en icke-teknisk förlust i området. Det är problematiskt att ange *exakta* mått och riktlinjer på hur stora felmarginaler som bör användas vid identifiering av icke-tekniska förluster. Figur 12 visar ett relativt extremt fall, där kraftiga variationer i effekt per timme och asymmetrier har modellerats samtidigt som en relativt hög reaktiv effekt i slutpunkterna har antagits.

Generellt resulterar sämre kvalitet i tillgänglig mätdata att större marginaler krävs och att färre områden med icke-tekniska förluster med säkerhet kan identifieras. Andra tekniska förluster som är svårare att modellera, som dielektriska förluster i kablar eller förluster skapade av exempelvis virvelströmmar och cirkulerande strömmar kan även de öka de uppmätta felen (NKT Cables, 2006). Därutöver kommer även den omgivande temperaturen i marken och lastfaktorn (last i förhållande till dimensionerande märkström) på kablarna att påverka ledningsresistansen och därmed beräknade nätförluster samt estimerade spänningar. Som tumregel hade en marginal på 1 till 3 procent kunnat användas mellan beräknade och uppmätta förluster som en indikation då icke-tekniska förluster kan anas existera. Detta är dock i mycket hög grad beroende på det analyserade nätet och kvalitet på tillgänglig mätdata.

3.2.1 Analys av spänningar och nätstyrka

Resultaten från effektfloresberäkningar kan utöver beräkningar kring nätförluster även användas till att estimerar spänningar i olika noder inom ett nätområde. Av samma anledningar som nätförluster generellt underskattas kommer även de estimerade spänningarna att *överskattas* då endast timvärden för aktiv energi används i simuleringarna. Dock kan fortfarande en analys av ett nätområdes estimerade spänningar användas för att exempelvis ge en indikation kring vilka punkter i ett nätområde som är extra känsliga för spänningsvariationer. I Figur 13 presenteras estimerade huvudspänningar för varje lastpunkt för det utvecklade 37-buss nätet för timvärden insamlade under motsvarande ett års tid, där den första timmen i figuren alltså motsvarar mättimmen klockan 01.00 den första januari. Simuleringen är utförd med perfekt mätdata och utan någon av de tidigare beskrivna begränsningarna.

Figuren visar en ganska tydlig trend, där större spänningsfall kan identifieras under den kallare och mörkare vinterperioden när generellt högre efterfrågan på energi existerar. Under sommarperioden minskar behovet av energi och spänningsfallen minskar. I simuleringen har det antagits att huvudspänningen i nätstationen är fixerad vid 400 V, men finns spänningsvärden tillgängligt från nätstationsmätning kan dessa med fördel användas. Genom att distributionsägare utför liknande simuleringar på sina respektive elnät underlättas möjligheterna att identifiera svaga punkter och eventuella ledningar som kan behöva förstärkning. Metoden är även användbar för att simulera hur spänningarna i ett nät kan påverkas av en större mängd produktion från solpaneler och ge nätägarna bättre möjligheter till planering och drift av näten.



Figur 13. Simulerade huvudspänningar under ett år med hjälp av en effektfloresestimator och det utvecklade 37-buss nätet.

3.3 LOKALISERING AV ICKE-TEKNISKA FÖRLUSTER

Metoder för lokalisering av så kallade icke-tekniska förluster har identifierats av elnätsägare som ett av de viktigaste områdena att utveckla algoritmer inom. Tidigare studier och erfarenheter har visat att reducering av icke-tekniska förluster kan bidra till signifikanta kostnadsbesparingar för elnätsägaren. Att dessutom kunna lokalisera i vilken punkt, utöver att endast identifiera att icke-tekniska förluster existerar i ett område, hade kunnat innebära ytterligare kostnadsbesparingar.

Möjligheterna till att lokalisera icke-tekniska förluster beror på flera olika parametrar. Bland annat kommer förlusternas karaktäristik samt lokalisering i nätet att påverka möjligheterna. Även kvalitet på tillgänglig mätdata kommer att inverka på möjligheterna till lokalisering. Fel på tidssynkronisering av mätare, begränsad mätupplösning, avsaknad av mätning av reaktiv effekt, endast tillgång till timvärden, och andra begränsningar kommer samtliga att påverka hur väl lokaliseringsalgoritmer fungerar. I rapporten har analysen av icke-tekniska förluster delats in i tre olika kategorier beroende på felens karaktäristik:

- Linjära eller korrelerande fel
- Konstanta fel
- Slumpmässiga fel

Linjära eller korrelerande fel kan definieras som fel som helt eller delvis är korrelerande till storleken på den förbrukade energin i en lastpunkt i ett nätområde. Ett sådant fel kan bero på att delar av en last kopplats förbi elmätaren, där exempelvis endast en eller två faser är uppmätta, eller att mätaren delvis är trasig. Linjära fel kan även bero på fel på själva mätaren, där mätaren helt enkelt mäter för mycket eller för lite. Korrelerande fel kan istället uppstå då en last helt kopplats förbi en elmätare, men då den omätta lasten fortfarande till stor del korrelerar med andra uppmätta laster i samma punkt. *Konstanta fel* definieras istället som ett fel där en last, med i princip konstant förbrukning, av någon anledning ej är uppmätt. Exempel på sådana punkter kan vara värmeelement i nätstationer, belysning, eller andra mätpunkter med relativt konstant förbrukning som av olika anledningar ej är inmätta. *Slumpmässiga fel* är övriga typer av fel som inte har någon tydlig karaktäristik.

3.3.1 Lokalisering av linjära eller korrelerande fel

En metod för att lokalisera linjära och korrelerande fel är att korrelera felen i de uppmätta nätförlusterna med lastförändringar i olika noder. I Appendix A presenteras härledningen och den matematiska metoden. Där visas bland annat att förändringen i felet för uppmätta nätförluster ($\Delta Loss_{err}$) vid sådana fel i princip är direkt beroende på den uppmätta variation i noden där felet är lokaliserat

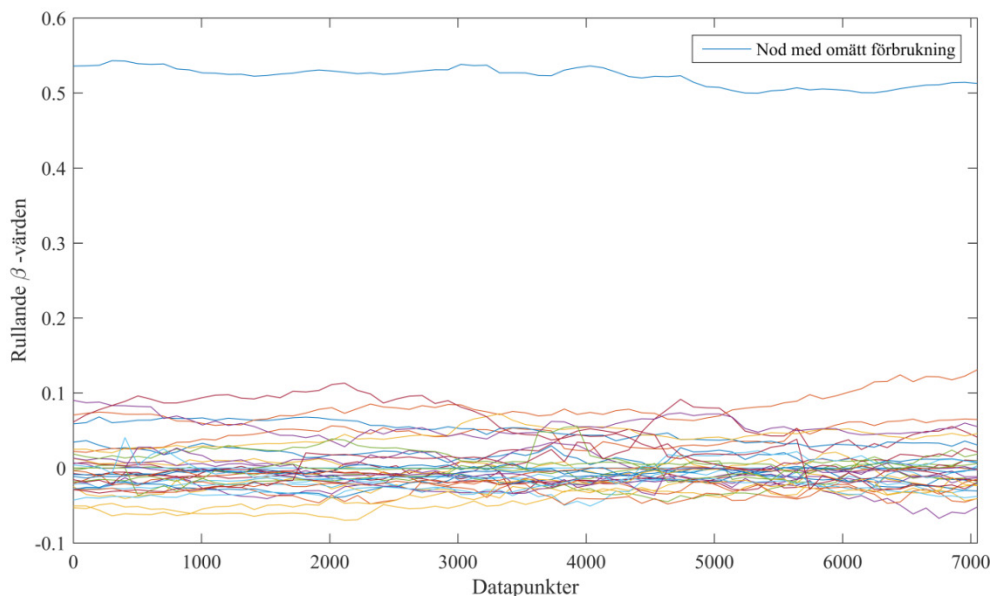
$$\Delta Loss_{err} \approx \Delta P_j \cdot k_j \quad (3-3)$$

där ΔP_j : förändring i uppmätt aktiv energi i nod j

k_j : konstant som beror på storleken på det relativa felet i nod j

I det fall flera fel existerar i ett område är felet på uppmätta nätförluster beroende av förändringar i flera noder. Genom att utnyttja den bevisade korrelationen kan såväl felets storlek som lokalisering estimeras. Genom korrelera en stor mängd mätpunkter kan dessutom fel i modeller och brus i mätdata filteras bort. Flera metoder kan användas för att identifiera k_j och j , men i projektet har främst så kallad multipel linjär regression använts. Även den metoden förklaras utförligare i Appendix A.

I Figur 14 visas resultatet från en rullande multipel linjär regression där ett större linjärt fel är lokaliserat på en av noderna och där regressionen har utförts med 2000 datapunkter för varje steg. Simuleringen är gjord med icke-perfekt data, där exempelvis fel i tidssynkroniseringen med upp till fyra minuter för ett antal mätare har lagts in och där avsaknad mätning av reaktiv effekt och övrigt mätbrus påverkar resultatet. Det större linjära felet motsvarar ett fel då en fas i en mätpunkt är omätt, vilket alltså motsvarar att 33 procent för lite energi registreras, eller motsvarande att *mätaren* i princip mäter 50 procent för lite energi. Noden med den felaktiga mätningen sticker tydligt ut i figuren och det är i det här fallet enkelt att identifiera i vilken nod som felet är lokaliserat. Dock ger regressionen även ett relativt stort fel på övriga mätare, där upp till 10-procentiga fel estimeras, trots att dessa ej har några direkta mätfel inlagda. Dessa, i princip felaktiga, estimerade fel är till största del ett resultat av de inlagda felen i tidssynkroniseringen. De övriga, mindre felen, som exempelvis mätbrus och avsaknad av reaktiv effekt, påverkar regressionen i en mindre grad. För att metoden med en rullande linjär regression ska vara effektiv behöver därmed felet vara tillräckligt stort för att kunna identifieras. Om tillgänglig mätdata kan antas hålla hög kvalitet så är det även möjligt att identifiera, eller åtminstone misstänka, troliga mätfel.



Figur 14. Rullande β -värden för ett nätområde med ett större linjärt fel i en nod, samt imperfekt mätdata i övriga punkter.

3.3.2 Lokalisering av konstanta fel

Lokalisering av konstanta fel är betydligt svårare att utföra än för korrelerande eller linjära fel. Metoden för att lokalisera konstanta fel går ut på att de förändringar i ledningsförluster som skapas på grund av det konstanta felet i kombination med lastförändringar antingen kan korreleras eller på andra sätt hänföras till en viss nod.

Två olika metoder för att lokalisera så kallade konstanta fel presenteras i Appendix A. Dock visar resultat och simuleringar att de framtagna metoderna är mycket känsliga mot diverse mätfel och övriga begränsningar i tillgänglig mätdata och metoderna är troligtvis i princip oanvändbara i de flesta distributionsnät i dagsläget. Bättre kvalitet på mätdata, och bättre tillgång till andra mätvärden som exempelvis spänningar i lastpunkter hade betydligt förbättrat möjligheterna till att lokalisera konstanta fel.

3.3.3 Lokalisering av slumpmässiga fel

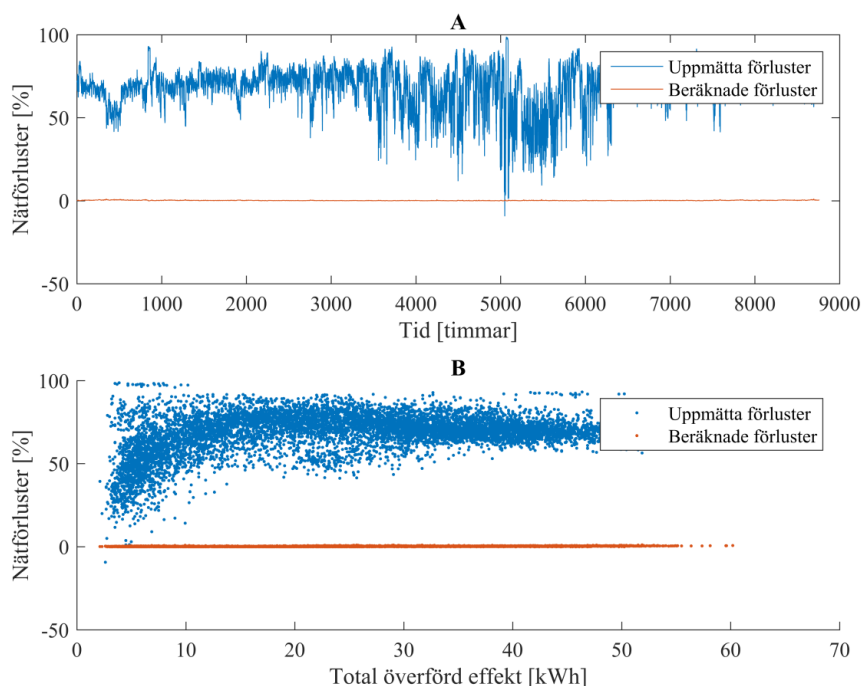
Lokalisering av slumpmässiga fel har visat sig vara i princip omöjligt med den begränsade tillgängligheten av mätdata och inga algoritmer för den typen av fel har utvecklats. För att slumpmässiga fel ska kunna identifieras hade även här tillgång till såväl spänningsvärden i lastpunkter och bättre kvalitet på mätdata krävts.

4 Analys av verkliga nätområden

För att illustrera möjligheterna med de framtagna metoderna och algoritmerna i tidigare delar utförs i följande del analys av verklig mätdata från ett antal distributionsnät i Sverige. Näten skiljer sig åt stort med avseende på både storlek, typ av fel, och kvalitet på mätdata. Denna del av rapporten syftar alltså till att illustrera de förkommande utmaningar och möjligheter som de utvecklade algoritmerna kan ha när *verklig* mätdata och *verkliga* nätområden analyseras.

4.1 NÄT 1: 4-NODS NÄT MED STORA UPPMÄTTA FEL

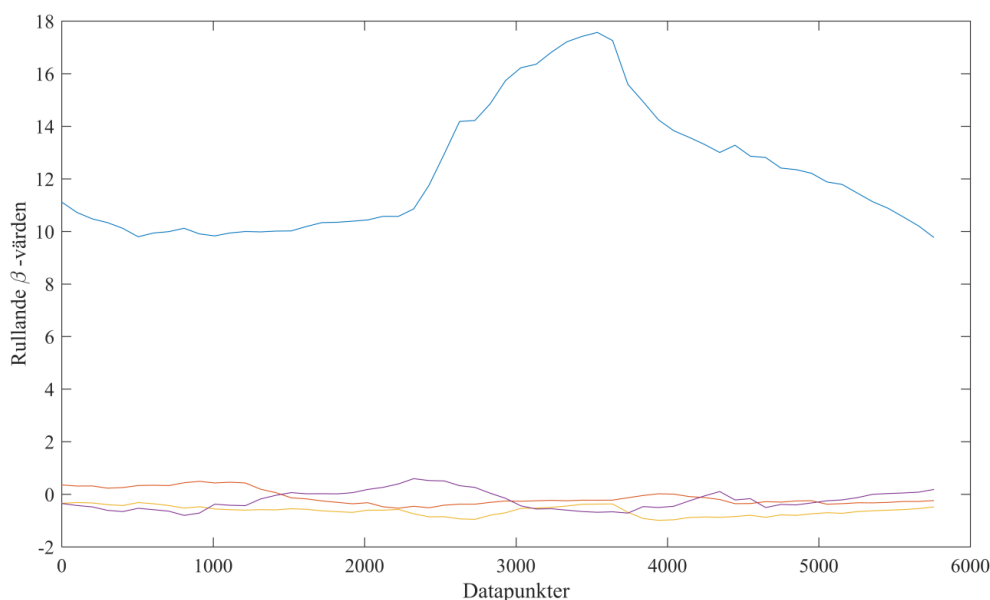
Nät 1 är ett mindre nät med fyra olika lastnoder, där mycket stora nätförluster hade uppmätts. Figur 15-A visar de uppmätta relativa nätförlusterna under ett års tid, där de uppmätta nätförlusterna ofta varierade mellan 50-90 %. I Figur 15-B visas även de uppmätta och de beräknade nätförlusterna, fast plottade mot total uppmätt överförd aktiv effekt i nätstationen. De båda figurerna visar hur extrema de uppmätta förlusterna är i nätet, och att icke-tekniska förluster existerade i området var därmed uppenbart.



Figur 15. Uppmätta och estimerade nätförluster för Nät 1.

Att lokalisera förlusten är ofta en betydligt svårare utmaning. Genom att först studera formen och karaktistiken för nätförlusterna kan ofta vissa slutsatser dras, vilket tidigare diskuterats. Figur 15-B visar ingen tydlig karaktäristik enligt tidigare visade exempel. Dock kan en viss nedåtlutande kurva anas vilket kan vara ett tecken på att en relativt konstant omätt förbrukning existerar inom nätområdet.

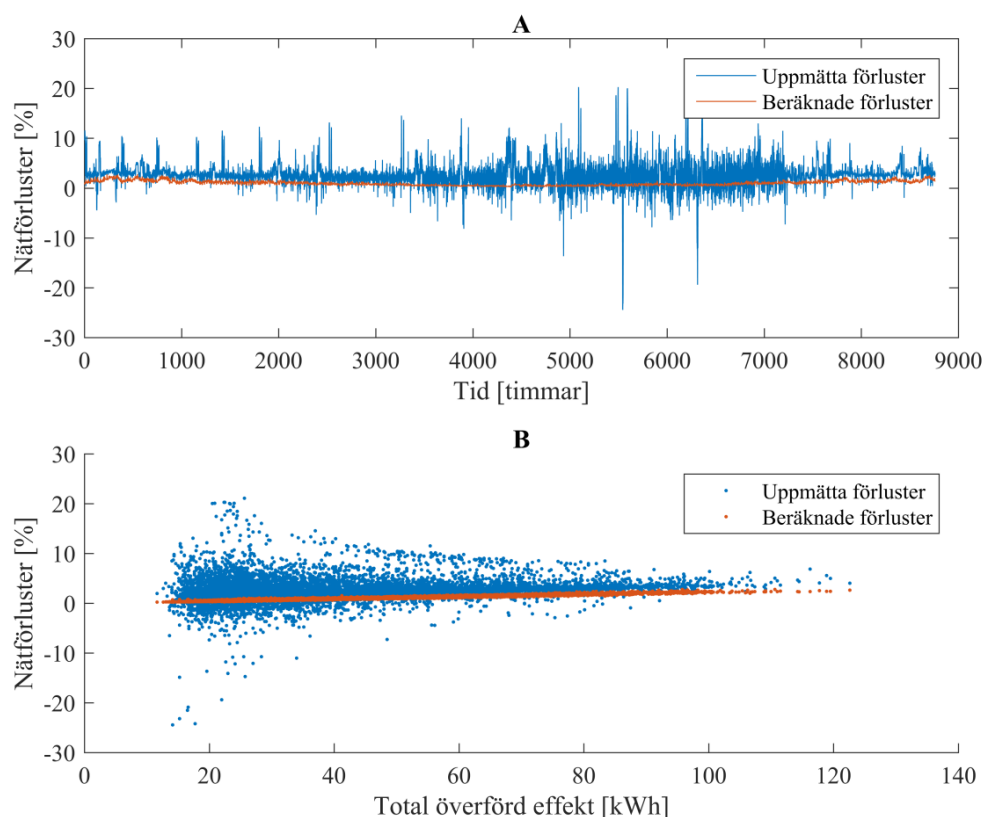
Dock är nätförlusterna så stora i det här fallet att en karaktärisering av felet blir svår att utföra. I det fall den icke-tekniska förlusten är delvis linjärt beroende av förbrukningen i någon nod så har tidigare metoder visat att det i de fallen är möjligt att avgöra i vilken nod felet är lokaliserat. En rullande multipel linjär regression utfördes därför på insamlad mätdata, enligt beskriven metod i Appendix A. Resultaten från regressionen presenteras i Figur 16. Figuren visar att den utförda regressionsanalysen lyckades identifiera ett *mycket* stort fel i en av noderna, vilket representeras av den blå linjen. Vid en kontroll i nätområdet så visade det sig att en större del av förbrukningen hos en kund ej var uppmätt, vilket resulterade i de mycket stora uppmätta förlusterna. Då den omätta delen av förbrukningen även korrelerade med den uppmätta förbrukningen i samma nod så lyckades därmed regressionsanalysen att identifiera felet. I det här fallet var alltså analys av mätdata fullt tillräckligt för att både identifiera felet och för att bestämma i vilken nod som felet var lokaliserat.



Figur 16. Resultat från rullande multipel linjär regression för nät 1.

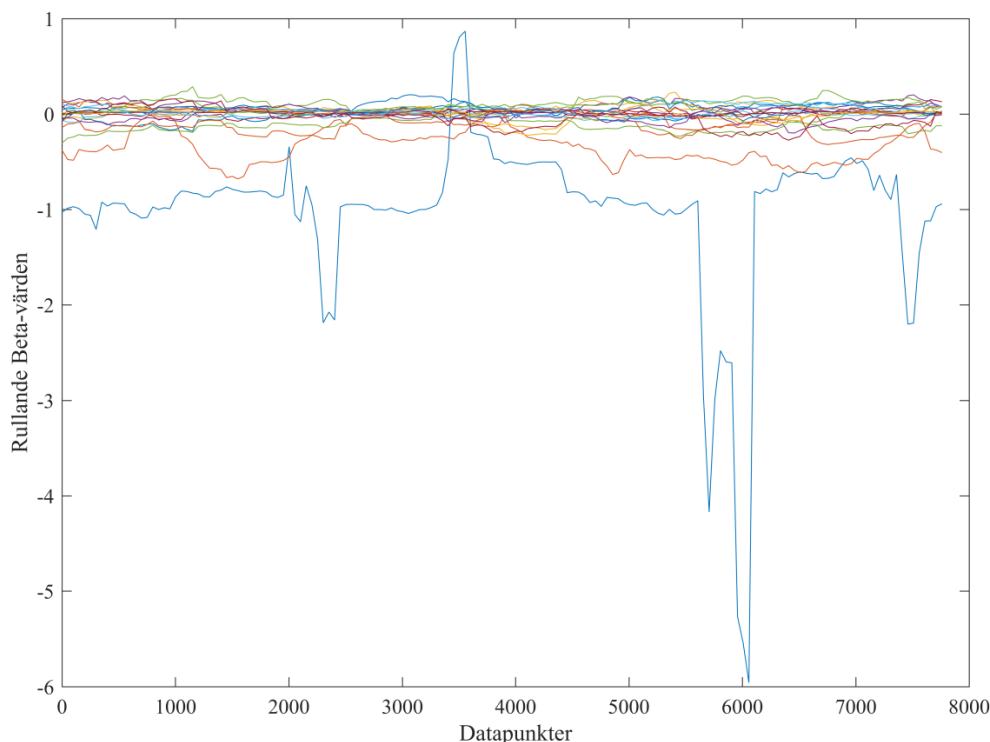
4.2 NÄT 2: 25-NODS NÄT MED STORT MÄTBRUS

Nät 2 är ett nät med 25 olika lastnoder. Figur 17-A visar de uppmätta och beräknade relativa nätförlusterna under ett års tid och i Figur 17-B har nätförlusterna plottats mot total uppmätt överförd effekt i nätstationen. Figuren visar ett ganska brusigt resultat där periodiskt höga förluster uppmäts. Figur 17-B visar ingen tydlig karaktäristik på att konstanta icke-tekniska förluster existerar i området då den uppmätta förlustkurvan i princip är linjär och i nivå med de beräknade förlusterna.



Figur 17. Uppmätta och estimerade nätförluster för Nät 2.

Resultatet från en rullande linjär regression för nätet presenteras i Figur 18. En nod (blå) sticker tydligt ut i regressionen och får ett betydligt större värde än övriga noder. Vid en närmare analys av mätvärdena från mätaren i den noden visar det sig att insamling av mätvärden från den aktuella mätaren misslyckas med regelbundna intervaller. De regelbundna nollregistreringarna resulterar i att regressionen lyckas identifiera det intermittenta felet i insamlingen. Trots nollregistreringarna är effekten i den utpekade noden mycket litet och felet bidrar endast i en mycket begränsad del till det brusiga resultat som visats i Figur 17. Då såväl relativt höga positiva som negativa nätförluster identifierats kan fel kring tidssynkroniseringen för elmätarna misstänkas och karaktäristiken liknar betydligt det simulerade resultatet från Figur 3. Då fel i tidssynkronisering generellt begränsar möjligheterna till att utföra noggrannare analyser är en närmare analys av felet svårt att utföra.

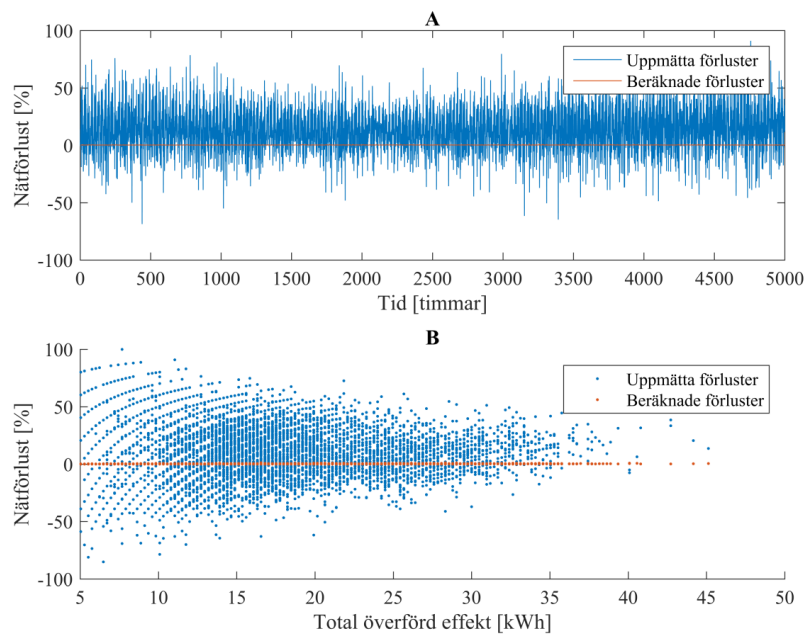


Figur 18. Rullande β -värden för Nät 2.

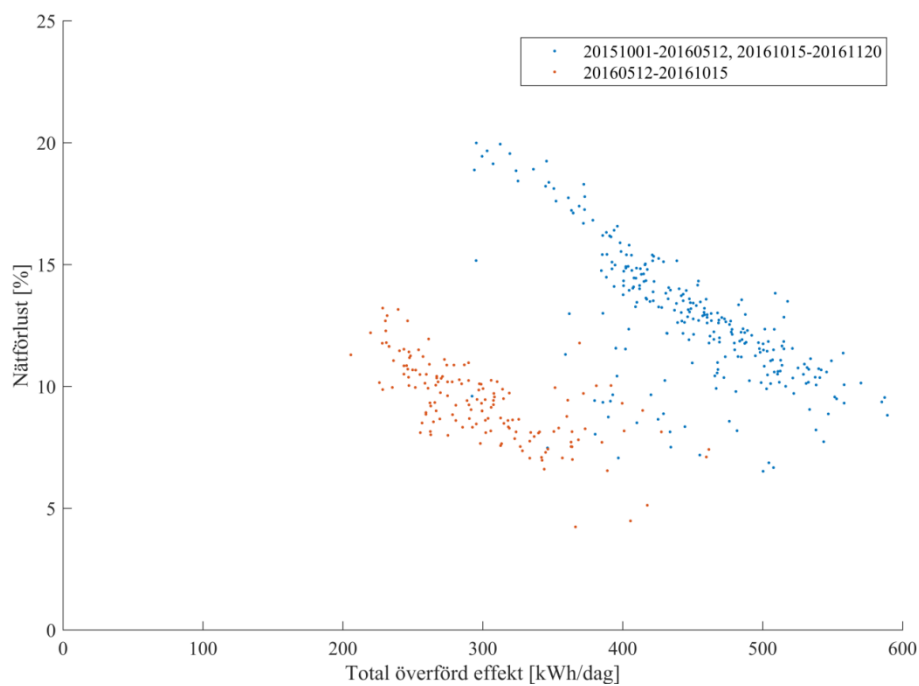
4.3 NÄT 2: 17-NODS NÄT MED SCHABLONAVMÄTTA ELMÄTARE

Nät 3 är ett nät med 17 olika lastnoder. Figur 19-A visar de uppmätta och beräknade relativa nätförlusterna under ett års tid och i Figur 19-B har nätförlusterna plottats mot total uppmätt överförd effekt i nätstationen. Figurerna visar ett *mycket* brusigt resultat där såväl extremt höga som negativa nätförluster uppmäts. De mycket brusiga förlusterna är ett resultat av den mycket begränsade upplösningen på elmätarna som fanns i området, där samtliga mätare förutom en, var schablonuppmätta med endast 1 kWh i mätupplösning. På grund av den dåliga mätupplösningen är det svårt att dra några direkta slutsatser från timvärdena huruvida det existerar fel i nätområdet.

Genom att summera energi per dygn istället för per timma så kan den inverkan den begränsade mätupplösningen har på resultatet minskas. I Figur 20 presenteras de uppmätta förlusterna återigen, dock utfört per dygn. Resultatet är även uppdelat för två perioder, en period som motsvarar vinter, vår, samt höst och en period som motsvarar sommar. En tydlig skillnad i uppmätta nätförluster kan identifieras mellan dessa perioder. Resultatet indikerade på att en intermittent icke-teknisk förlust existerade i nätområdet, med större förluster under årets mörkare och kallare månader. När resultatet presenterades för den aktuella nätägaren kunde den omäta förbrukningen relativt enkelt identifieras. Det visade sig att de periodiskt höga nätförlusterna var ett resultat av en omätt last bestående av ett element samt kommunikationsutrustning i en nätstation, där elementet bidrog med större förluster under årets mer kalla dagar.



Figur 19. Uppmätta och estimerade nätförluster för Nät 3, timvärden.



Figur 20. Uppmätta och estimerade nätförluster för Nät 3, dygnsvärden.

5 Framtida kravställning på elmätsystem

Uppbyggnaden av så kallade smarta elnät ses som en förutsättning till de nationella målen om att skapa ett energisystem som baseras på 100 procent förnybar energi. Under senare år har en stor mängd rapporter och artiklar publicerats inom ämnet och en mängd olika algoritmer och dataanalysmetoder har utvecklats. I (Trindade, Ochoa, & Freitas, 2016) tas ett försök att sammanställa de olika typer av analyser som utvecklats i förhållande till de krav på mätdata som krävs för metoderna. De flesta av de utvecklade analyserna kring nätstatus baseras på att tillgång till mätdata från ännu mer kompetenta elmätare, med stöd för mätning av såväl spänning, aktiv och reaktiv effekt.

I ett distributionsnät är det generellt inte rimligt med samma funktionskrav som på exempelvis stamnätet, dels på grund av kostnadsskäl men även på grund av den mängd data som då behöver samlas in. Kravställningen på elmätsystemet behöver därmed utformas för att ge så stor nytta som möjligt, med hänsyn till både praktiska och ekonomiska gränser. Tidigare projekt från stamnätsnivå har visat att all tillgänglig mätdata från mätsystemen inte är nödvändig för att göra noggranna analyser, men att vissa specifika mätvärden ger signifikanta kvalitetshöjningar i analyserna.

I följande del diskuteras kravställning på framtidens elmätare, där föreslagna krav relateras till de i rapporten *Funktionskrav på framtidens elmätare* (Energimarknadsinspektionen, 2015). Detta ska inte ses som ett försök till komplettering av rapporten kring elmätares framtida funktionskrav utan istället används utgångspunkten att öka möjligheterna till analys av nätstatus. Därför diskuteras kvalitet på mätdata och vilken typ av mätdata, utöver registrerade timvärden för aktiv energi, som ökar möjligheterna till att använda diverse algoritmer och metoder för analys av nätstatus.

5.1 NYA FÖRESLAGNA FUNKTIONSKRAV FÖR ELMÄTARE

Elmätning styrs av ett flertal olika krav och föreskrifter. Det finns krav på själva elmätaren, som exempelvis mätnoggrannhetskrav, som övervakas av SWEDAC och regleras i lagen genom föreskrifter som STAFS 2016:1 och 2016:4. Det finns även föreskrifter från Energimarknadsinspektionen (Ei) som i exempelvis EIFS 2016:2 "Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om mätning, beräkning och rapportering av överförd el". Föreskrifterna styr inte vilken produkt eller teknisk lösning som skall användas och då det går att variera hur ett mätsystem skall fungera och ändå uppfylla uppsatta krav finns det många olika lösningar i drift hos de olika elnätsbolagen.

Myndighetskraven ändras med jämna mellanrum och elnätsföretagen anpassar utrustning och byter både elmätare och stödsystem vid behov. I det nya förslaget från Energimarknadsinspektionen finns det nya förslag på förändringar som sannolikt kommer att kräva både mätarbyte och byte av stödsystem för att kunna uppfylla de nya föreslagna kraven. De föreslagna funktionskraven finns att läsa i detalj i rapporten *Funktionskrav på framtidens elmätare*. De föreslagna kraven kan sammanfattas enligt följande punkter:

1. Mätaren ska utrustas med ett öppet, standardiserat gränssnitt som levererar nära realtidsvärden på effekt, mätarställning, spänning och i förekommande fall produktion. Kunden ska få tillgång till dessa värden.
2. Mätsystemet ska för varje fas registrera spänning, ström, energi samt aktiv och reaktiv effekt för uttag och inmatning av el. En av effekterna av den här funktionaliteten är att den möjliggör en större andel lokal produktion.
3. All registrerad data ska kunna fjärravläsas.
4. Mätsystemet ska registrera mätvärden med en frekvens på 60 minuter och kunna ställas om till en frekvens på 15 minuter.
5. Vid avbrott ska mätsystemet registrera och spara uppgifter om tidpunkt för början och slut på ett avbrott längre än 3 minuter i en eller flera faser.
6. Mätsystemet ska kunna skicka larm vid nollfel i kundens elanläggning för att undvika farliga spänningsnivåer, personskador och brand.
7. Nätkoncessionshavaren ska fjärrledes kunna uppgradera mjukvara och ändra inställningar i mätsystemet.
8. Nätkoncessionshavaren ska fjärrledes via mätsystemet kunna till- och fränkoppla elanläggningar.
9. Mätsystemet ska kunna skicka larm vid avbrott (här föreslår Ei ytterligare utredning).
10. Mätsystemet ska kunna skicka larm och ge svar på avläsning med en viss maximal tidsåtgång. Hur lång tidsåtgång som är rimlig att kravställa bör utredas ytterligare (här föreslås ytterligare utredning).

5.2 FÖRSLAG PÅ KRAVSTÄLLNING FÖR ELMÄTARE OCH STÖDSYSTEM

I projektet har mätvärden och nätområden från flera nätbolag analyserats. Analyserna visar att det finns olika brister i mätdata, som om de åtgärdas kan kraftigt förbättra möjligheterna att använda mätdata som ett värdefullt verktyg för analys av näten. Om ett större mätarbyte kommer till stånd kan möjligen vissa brister åtgärdas utan någon större kostnad genom att specificera egna krav i samband med investeringen. Nedan behandlas upptäckta brister och där det är relevant relateras dessa till de nya föreslagna kraven.

5.2.1 Tidhållning

Vid analys av mätdata har vissa tendenser till fel i tidshållning eller tidssynkronisering kunnat identifieras. Detta beror sannolikt på att kommunikationen till mätarna skiljer i kvalitet vilket resulterar i att tiden i mätarna uppdateras med varierande noggrannhet. Skiljer tiden mellan mätarna kommer inte timvärdena att registreras från exakt samma mätperiod. Efterföljande timbaserade förlustberäkningar för ett nätområde ger därmed ett brusigare resultat och såväl stora positiva och negativa förluster kan identifierats vilket setts i Figur 3. Över en längre tid, som exempelvis ett dygn, spelar tidsskillnad mindre roll eftersom felet i registrerad energi blir mycket litet jämfört med den totala registrerade energin. Med dålig tidhållning i mätarna minskar möjligheten att analysera förluster på timbasis och eventuella larmgränser behöver ökas och känsligheten i analyserna minskar. Större dataperioder kommer även att behövas för att filtrera fram ett pålitligare resultat.

En så noggrann tidhållning och tidssynkronisering som möjligt är därmed eftersträvandsvärt. Redan en minuts fel kan signifikant försämra möjligheter till att utföra analyser. De krav i Ei:s rapport som främst kan påverka tidhållningen positivt är punkterna 3, 4 samt 10. Dessa krav kan bedömas kräva en bättre kommunikation där en bättre tidhållning även antagligen blir ett sekundärt resultat. Med en tillräckligt god kommunikation till elmätarna borde en synkronisering av tiden kunna göras ner på sekundnivå. Ofta används olika insamlingssystem och det är viktigt att de olika systemen har samma systemtid. Behovet av bra tidsynkronisering ökar om avläsningsintervallet av energi minskar från timmätning till 15 minuter. Det ska tilläggas att bara för att kommunikationen förbättras behöver automatiskt inte tidhållningen bli bättre. Tvärtom måste inte heller kommunikationen förbättras för att tidhållningen i mätarna skall bli utmärkt. Det kan tänkas att även andra tekniker kan användas för att skapa en bättre tidssynkronisering i elmätarna.

5.2.2 Upplösning

Nätbolagen som har levererat mätvärden till projektet har alla timvärdesregistrering. Erhållna mätvärden från nätbolagen skiftar kraftigt i upplösning beroende på typ av kund. Exempelvis var i ett fall upplösningen 1 kWh för schablonavräknade kunder, medan nätstationsmätning och mätning hos kund med soleanläggning var 0,001 kWh. Som analyserna tidigare har visat ger låg upplösning stora svårigheter att analysera förluster med hjälp av dessa timvärden. För vissa nätstationsmätare med strömtransformatorer registrerades mätvärden med 0,001 kWh i upplösning, medan i själva verket värden blev kvantiserade med omsättningen av strömtransformatorerna. Sannolikt beror detta på att energivärdet beräknas baserat på den ström och spänning elmätaren fysiskt utsätts för och sedan multipliceras med strömomsättningen.

En konsekvent upplösning för mätarna anses inte vara nödvändig. Dock rekommenderas en upplösning av minst två decimaler på en kWh och speciellt för abonnenter med låg förbrukning som exempelvis fjärrvärmekunder. Det finns inga krav från Ei som direkt behandlar kravet på mätupplösning, dock skulle eventuellt krav 4 kunna resultera i krav på upplösning då en viss noggrannhet måste kunna presenteras för den registrerade energin.

5.2.3 Övriga mätvärden, noggrannhet, samt funktion

Krav 2 presenterar flera krav på utökade funktioner för framtidens elmätare. Flera elmätare på marknaden kan redan i dagsläget registrera betydligt fler värden än aktiv energi. Exempelvis finns elmätare som presenterar fasvärden på effekt, spänning och ström, med stöd för min-, medel- och maxvärden per timme. Ofta finns även funktionalitet för avläsning av aktuella momentanvärden. Dock är det med dagens kommunikationsinfrastruktur orimligt att använda momentanvärden eftersom dessa i så fall måste synkroniseras för *samtliga* mätare som ingår i samma analys. Detta är troligen orimligt med tanke på de kostnader som det skulle innebära.

Tillgång till spänningsvärden från elmätarna har identifierats som det enskilt viktigaste mätvärdet för att förbättra möjligheterna till att utföra diverse

nätanalyser. Spänningsvärden ökar inte bara noggrannheten i de utförda analyserna, men hade även signifikant förbättrat möjligheterna till att *lokalisera* icke-tekniska förluster. Exempelvis hade algoritmer för att identifiera konstanta eller intermittenta fel blivit betydligt enklare att utföra. I ett framtida elnät med en större nivå av förnybar energiproduktion kommer även en förbättrad information kring spänningsnivåer i elnätet att ha en mycket stor betydelse. Övriga mätvärden som ström, energi, samt aktiv och reaktiv effekt bedöms höja noggrannheter i analyserna, men är inte avgörande för dess möjligheter. Framtida laster med kraftelektronisk styrd förbrukning kan komma att öka andelen reaktiv effekt även hos hushåll och kravet på mätning av reaktiv effekt/energi kan därmed komma att bli viktigare.

Noggrannheten vid analyser av timvärden försämras av det faktum att endast medelvärde på effekten under en timme finns tillgängligt. Då förluster i elnätet i princip är kvadratisk beroende på uttagen effekt kan därför effektflödesberäkningar och liknande bli missvisande om endast timvärden används. En mer frekvent avläsning var 15:e minut förbättrar även noggrannheten i det avseendet, men höjer som tidigare nämnt kraven på tidssynkronisering. Alternativ till en mer frekvent avläsning kan vara att även min-, max, samt medelvärden registreras.

I kraven som presenteras från Energimarknadsinspektionen diskuteras ej krav på mätnoggrannhet för de övriga olika mätvärden som föreslås. Det finns i dagsläget endast lagstadgade krav för elmätarna angående aktiv energi, och därmed inte för någon annan storhet. Detta innebär även att noggrannheten för övriga tillgängliga mätvärden som eventuellt kan erhållas ur mätaren ej kan garanteras eller verifieras. Då mätnoggrannheten för aktiv energi är reglerad skulle det kunna antas att både ström, spänning och effektvärden bör vara lika noggranna som energivärdena, men på grundval av kunskap från tillverkarens processer att justera elmätare så kan man förvänta sig att det kan finnas väsentliga fel i dessa storheter. Extra krav utöver de som föreskrivs bör ställas på elmätarna om man ämnar kunna använda dessa storheter för analyser i framtiden.

För att kunna använda mätvärden fortsättningsvis i analyser är det även viktigt att förstå hur dessa har tillverkats. Exempelvis skulle ett medelvärde kunna vara baserat både på en kort period (20ms) eller flera minuters medelvärde. Metoden för mätning kan vara av mycket stor betydelse om värdena skall användas för att t.ex. korrigera ett medelvärde. Kravsatta mätvärden ger en trygghet för både kund och leverantör och minskar utrymme för tolkning och tyckande. Dessutom ger det bättre förutsättningar för standardiserade analyser.

5.2.4 Stödsystem

Utöver önskvärda krav gällande elmätaren är det även viktigt med kravställning av insamlings- och lagringssystem för mätdata från elmätarna. Ett givet krav är att dessa system inte på något vis förvanskar mätvärdena som exempelvis trunkering av mätvärden. Ett annat är att om mätvärden finns i olika system så skall tidstämpling göras på ett sätt som möjliggör att mätvärdena går att sammanfoga på ett enkelt och standardiserat sätt.

Mätvärden och nätinformation kan sammanfogas manuellt för analys av ett nätområde. Detta förfarande är dock ofta tidskrävande och motverkar möjligheterna till löpande analyser över nätområden. För att det skall vara möjligt att praktiskt implementera analyser som ett verktyg för driften måste det mesta ske automatiskt utan att några större resurser tas i anspråk. De större nätbolagen har ofta interna programmeringsresurser som kan användas för att skraddarsy lösningar för sina olika system. Små nätbolag har inte dessa resurser och hade hjälpts av om det utvecklades någon typ av standardiserad lösning.

Erfarenheten från diskussioner med nätbolagen visar att exportmöjligheten från de olika systemen skiftar kraftigt i funktion och användarvänlighet. För att kunna automatisera en analys av mätvärden måste det finnas väldefinierade applikationsgränssnitt till systemen som gör att det är enkelt att läsa ut och sammanfoga information från olika system. Detta gäller inte bara för mätdata, utan även för nätinformation som behövs för vissa analyser.

6 Diskussion

Utvärdering av nätstatus genom användning av mätdata och nätmodeller har i rapporten visats ha potential att betydligt förbättra och effektivisera arbetet inom distributionsnäten. Den genomgående bedömningen från kontaktade nätbolag är att investeringar i både mer kompetenta elmätare och mätning i nätstationer betydligt förbättrar effektiviteten i den löpande verksamheten. Det krävs dock fortfarande mer utredning kring den ekonomiska nyttan av en utökad mätinfrastruktur då flera av de identifierade nyttorna är svåra att kvantifiera rent ekonomiskt. Den största skillnaden mellan elkvalitetsinstrument och elmätare i nätstation består främst i att användande av elkvalitetsinstrument förbättrar och underlättar kundhantering och ärenden vid eventuella konflikter. Dessa nyttor är dock svårare att värdera rent ekonomiskt, men de intervjuade elnätsägarna som utfört en sådan installation vittnar om att det i hög grad förenklar och effektiviserar arbetet. En sådan installation ska dock ställas mot en högre investeringskostnad.

Vissa av de kontaktade nätbolagen har själva utvecklat egna enkla metoder för att identifiera fel med hjälp av mätdata. Metoderna kräver ofta endast en mindre mängd arbetsinsats, och samtidigt vittnar aktuella nätbolag om stora vinster även vid dessa enklare analyser. Rapporten presenterar även ett antal olika metoder och algoritmer som med dagens mätinfrastruktur kan användas för att identifiera och lokalisera fel och svagheter i distributionsnäten. Då endast timvärden för aktiv energi finns tillgängligt från majoriteten av elmätaren så begränsas möjligheterna till analys. Dock visar rapporten att just möjligheter till karaktärisering, identifiering, och även i vissa fall lokalisering av så kallade icke-tekniska förluster är möjligt redan med dagens mätinfrastruktur. Genom faktisk analys av ett antal verkliga nätområden har även ett antal fel och svagheter kunnat identifieras. Just möjligheter till att med mätdata kunna *lokalisera* icke-tekniska förluster har identifierats som ett av de viktigaste områdena enligt nätbolagen. Dock visar tillgänglig mätdata sådana analyser ofta är problematiska och endast vissa typer av fel är möjliga att lokalisera. Noggrannheten och möjlighet till analyser begränsas generellt kraftigt av diverse begränsningar i tillgänglig mätdata. Begränsningar kring mätupplösning och fel på tidssynkronisering av mätare påverkar exempelvis resultatet i relativt hög grad.

I rapporten har även förslag på framtida kravställning på elmätsystemen relaterats till förslag som Energimarknadsinspektionen tagit fram. Den kanske viktigaste punkten för att kunna utföra fler och mer noggranna analyser är en utökad tillgång till mätdata, och främst tillgång till spänningsvärden. Övriga mätvärden som ström, energi, samt aktiv och reaktiv effekt höjer samtliga noggrannheten i analyserna, men är inte lika avgörande. En mer frekvent avläsning med registrering varje 15:e minut kan även betydligt förbättra möjligheterna till att utföra analyser. En ökad tillgång på mätdata ställer även större krav på insamlingssystem och kommunikationssystem. Rapporten visar samtidigt att just problem och fel i tidhållning och tidssynkronisering kraftigt påverkar möjligheterna till att utföra noggranna analyser. Ska en utökad tillgång på mätdata

realiseras bör det därmed ställas högre krav på kommunikationssystemen som används.

Utförda intervjuer har även visat att det finns stora skillnader mellan nätbolagen kring vilken utsträckning tillgänglig mätdata används. Mindre nätbolag har generellt mindre resurser att lägga på att analysera och ta fram metoder för analys, medan större nätbolag ofta redan har resurser i verksamheten som arbetar just med analyser. Generellt är ett av de större hindren för att använda mätdata just det faktum att integrationen av nät- och mätinformation är bristfällig. De olika systemen har svåränvända export- och importfunktioner och analys av näten är i många fall mycket tidskrävande. För att nya mätsystem och mätinfrastruktur ska användas så effektivt som möjligt är det därmed viktigt att väldefinierade applikationsgränssnitt till systemen utvecklas för att underlätta avläsning och sammanfogning av information från olika system.

7 Slutsatser

I följande del summeras resultaten och slutsatserna av rapporten i relation till de definierade målen.

Kostnad och nytta av moderna mätare och utökad mätinfrastruktur

- Investeringar i mer moderna elmätare har generellt resulterat i betydande nyttor för elnätsföretagen. Ökade möjligheter till identifiering av fel och icke-tekniska förluster bidrar tydligast till ekonomiska värden, men mjukare värden relaterade till förbättrade kundrelationer, miljöpåverkan och säkerhet har även identifierats.
- En utökad mätinfrastruktur med nätstationsmätning har gett nätägarna både betydligt bättre kontroll på sina nät och förbättrade möjligheter till analys. Dimensionering och planering av näten kan effektiviseras och en löpande bättre uppfattning kring effektbehov och liknande erhålls. Möjligheter till analys av nätförluster ses som en av de stora fördelarna med nätstationsmätning. Kostnaderna för investeringen beror till stor del vilken typ av mätare som installeras och vilka krav på mätnoggrannhet som ställs. Den ekonomiska förtjänsten av en utökad mätinfrastruktur är svår att uppskatta. Nyttan av en investering beror på hur väl och i vilken utsträckning informationen från mätarna används. Intervjuade nätbolag uppger dock att investeringen är användbar i så många delar av verksamheten att samtliga anser att investeringen är försvarbar och att man känner att det är svårt att driva verksamheten utan detta stöd.

Möjligheter till nya metoder och algoritmer

- Rapporten visar att möjligheter till både identifiering och lokalisering av icke-tekniska förluster ökar markant med hjälp av nätstationsmätning. Genom studier av uppmätta förlusters karakteristik och form kan ofta slutsatser kring typ av fel utredas. Framtagen förlustkaraktäristik i kombination med kunskap kring nät och laster kan därefter ofta vara tillräcklig för att både identifiera och lokalisera fel.
- Att matematiskt *lokalisera* icke-tekniska förluster genom analys av mätdata är möjligt för vissa typer av fel. Rapporten visar att så kallade korrelerande eller linjära fel kan lokaliseras med hjälp av exempelvis regressionsanalyser. Dock är tillgänglig mätdata för begränsad för att noggrant kunna identifiera konstanta eller helt varierande fel.
- Noggrannheten och möjlighet till analyser begränsas kraftigt av diverse begränsningar i tillgänglig mätdata. Begränsningar kring mätupplösning och fel på tidssynkronisering av mätare påverkar exempelvis resultatet i relativt hög grad.

Framtida kravställning på elmätssystem

- En utökad tillgång till mätdata, och främst tillgång till spänning, kan förbättra möjligheterna till nätanalys avsevärt. Övriga mätvärden som ström, energi, samt aktiv och reaktiv effekt bedöms höja noggrannheten i analyser, men är

inte avgörande. En tätare avläsning med registrering varje 15:e minut förbättrar även analysmöjligheten. Alternativt kan även min-, max, samt medelvärden registreras för att höja noggrannheten.

- En noggrann tidhållning och tidssynkronisering är eftersträvansvärt då redan mindre fel påverkar möjligheter till noggranna analyser kraftigt. Vid tätare avläsning av mätarna, exempelvis vid kvartsmätning, ökar behovet av en noggrann tidssynkronisering av mätarna. En förbättrad upplösning på mätdata är viktigt för att kunna höja noggrannheten i analyserna. En upplösning av minst två decimaler per kWh rekommenderas och speciellt för abonnenter med låg förbrukning.
- För att underlätta mer avancerade analyser av nätstatus på distributionsnäten krävs även bättre strukturering och åtkomst av mätdata och nätinformation. Väldefinierade applikationsgränssnitt till systemen bör därmed utvecklas för att underlätta utläsning och sammanfogning av information från olika system.

8 Litteraturförteckning

- Energimarknadsinspektionen. (2015). *Funktionskrav på framtidens elmätare*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Garpetun, L., & Nylen, P.-O. (2013). Benefits from smart meter investments. *22nd International Conference on Electricity Distribution*. Stockholm.
- NKT Cables. (2006). *Kraftkabelhandboken*. Falun: nkt cables AB.
- Regeringen. (den 24 Nov 2016). *Lagrådsremiss - Funktionskrav på elmätare*. Hämtat från Regeringskansliet:
<http://www.regeringen.se/4ad905/contentassets/7d3eaa3953e49a5b18fbddc4ab9aac6/lagradsremiss-funktionskrav-pa-elmatare.pdf> den 09 12 2016
- Saadat, H. (1999). *Power system analysis*. New York: McGraw-Hill Companies.
- Trindade, F. C., Ochoa, L. F., & Freitas, W. (2016). Data Analytics in Smart Distribution Networks: Applications and Challenges. *Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), 2016 IEEE*. Melbourne, Australia.

9 Appendix A – Matematisk beskrivning av beräkningsmetoder för lokalisering av icke-tekniska förluster

9.1 ALGORITMER FÖR LOKALISERING AV LINJÄRA ELLER KORRELERANDE FEL

En metod för att lokalisera linjära fel är att korrelera felen i de uppmätta nätförlusterna med lastförändringar i olika noder. Felet i uppmätta nätförluster ($Loss_{err}$) kan estimeras genom att beräkna differensen mellan uppmätta och estimerade nätförluster enligt följande

$$Loss_{err} = P_{loss_m} - P_{loss_est} \quad (9-1)$$

där P_{loss_m} : uppmätta nätförluster

P_{loss_est} : estimerade nätförluster

Uttrycks (9-1) istället som en funktion av den omätta förbrukningen, och eventuell reaktiv effekt försummas, kan ekvationen skrivas om till

$$Loss_{err} = P_{omätt} + f(P_{omätt}, \sum_{i=1}^n P_i, Z_{imp}) \quad (9-2)$$

Felet mellan uppmätta och estimerade nätförluster är således beroende av *både* den omätta förbrukningen *och* övriga laster. Då övriga laster varierar kommer även kabelströmmar att förändras vilket kommer resultera i att nätförluster skapade av den omätta förbrukningen även varierar. I det fall då den omätta förbrukningen är linjärt beroende av lasten i en godtycklig nod j kan (9-2) skrivas om till

$$Loss_{err} = P_j \cdot k_j + f(P_j \cdot k_j, \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n P_i, Z_{imp}) \quad (9-3)$$

där k_j : konstant som beror på storleken på det relativa felet i nod j

I (9-3) är konstanten k_j och den nod j som felet är lokaliserat vid de enda okända parametrarna. Ekvationen visar att felet i de uppmätta nätförlusterna vid linjära fel direkt kan korreleras med lastförändringar i noden j . Uttrycks (9-3) som skillnaden mellan två mätpunkter kan ekvationen skrivas om till

$$\Delta Loss_{err} = \Delta P_j \cdot k_j + f(\Delta P_j \cdot k_j, \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \Delta P_i, Z_{imp}) \quad (9-4)$$

Generellt gäller följande förhållande

$$\Delta P_j \cdot k_j \gg f(\Delta P_j \cdot k_j, \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \Delta P_i, Z_{imp}) \quad (9-5)$$

Ekvation visar att förändringen i nätförluster på grund av variation i lasterna i området endast är en bråkdel av den förändring som uppstår av variation i punkten med det linjära felet. Detta är sant för de allra flesta nät, och endast i nät med mycket stora skillnader mellan olika förbrukare kan förhållandet ändras. Kan antagandet i (9-5) antas vara sant så kan förändringen i felet för nätförlusterna förenklas till följande

$$\Delta Loss_{err} \approx \Delta P_j \cdot k_j \quad (9-6)$$

Genom att utnyttja den bevisade korrelationen kan såväl felets lokalisering som storlek estimeras. Genom korrelera en stor mängd mätpunkter kan dessutom fel i modeller och brus i mätdata filteras bort.

9.1.1 Multipel linjär regression

Multipel linjär regression är en statistisk metod för att undersöka om det finns ett statistiskt samband mellan en responsvariabel (y) samt flera förklarande variabler (X_i). Responsvariabeln i det här fallet väljs till $Loss_{err}$ och för de förklarande variablerna väljs P_i där varje lastpunkt motsvarar en förklarande variabel. Samhörande mätvärden, i det här fallet uppmätta timvärden, används sedan i den linjära modell som kan antas beskriva sambandet.

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \dots + \beta_n X_n + \varepsilon \quad (9-7)$$

där β : n-dimensionell parametervektor där varje element kan tolkas som en partiell derivata av de förklarande variablerna mot den valda responsvariabeln

ε : är en felterm eller brusterm som fångar alla övriga faktorer som påverkar den responsvariabeln förutom X_i

Den överbestämda linjära modellen kan därefter lösas genom att använda en så kallad minsta kvadratmetod där summan av de kvadrerade residualerna i den linjära modellen för varje mätpunkt minimeras. Regressionsmodeller är generellt behäftade med en rad olika förutsättningar och antaganden. Men då följande analyser är mer heuristiska till sin natur kommer exempelvis den exakta korrelationen eller konfidensintervall vara mer eller mindre ointressanta, vilket även innebär att mindre vikt behöver läggas för att tillgodose dessa antaganden. Istället är det mer intressant att se trender och mätpunkter som sticker ut för att senare kunna identifiera var felen mest troligtvis är lokaliserade. Den linjära regressionen kan även formas som en så kallad "rullande regression", där ett visst antal mätpunkter tas med i varje regression. Därefter uppdateras regressionen med nya mätpunkter. Den rullande regressionen kan därmed fånga en viss variation i k_j över tid och är även mer robust vid fel på exempelvis inkommande mätdata. Den linjära regressionen klarar även av att hantera och detektera flera linjära fel som existerar i ett nät, men noggrannheten i analysen kommer att påverkas av kvaliteten på tillgängliga mätdata.

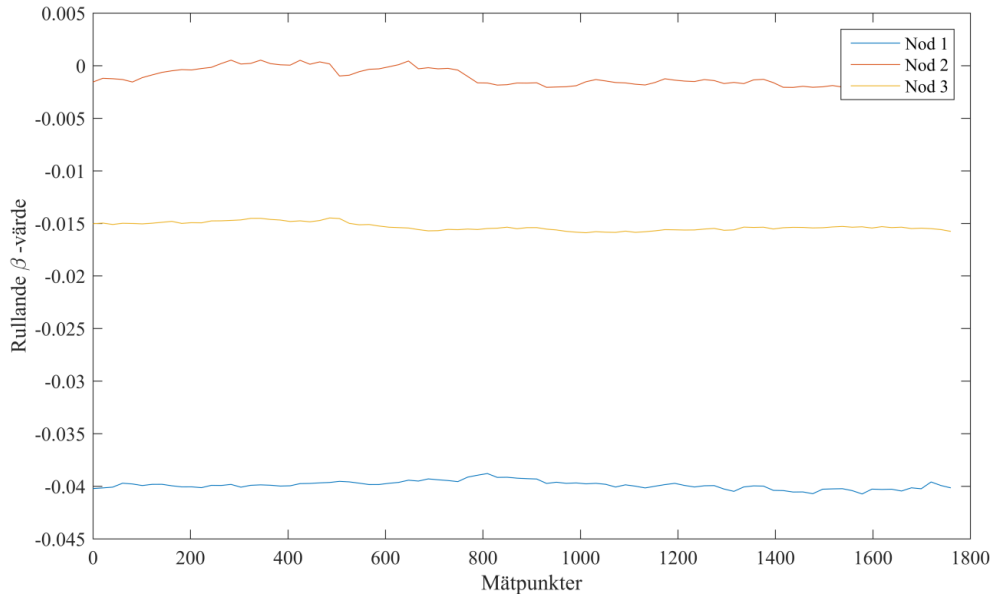
9.2 ALGORITMER FÖR LOKALISERING AV KONSTANTA FEL

Ett konstant fel definieras som enligt tidigare som ett fel som där hela laster av olika anledningar ej är uppmätta. Exempel på sådana punkter kan vara värmeelement i nätstationer, gatubelysning, eller andra mätpunkter med konstant förbrukning som av olika anledningar ej är inmätta. Uttrycks som skillnaden mellan två mätpunkter vid ett konstant fel kan ekvationen skrivas om till följande

$$\Delta Loss_{err} = f(P_{omätt}, \sum_{i=1}^n \Delta P_i, Z_{imp}) \quad (9-8)$$

Då $P_{omätt}$ är konstant visar (9-8) att förändringarna på felet i de beräknade förlusterna nu endast kommer vara beroende på förändringar i lasterna ΔP_i i de olika noderna. På samma sätt som ett linjärt fel kunde korreleras till en förändring i en last är det även möjligt att korrelera ett konstant fel med förändringar i vissa laster genom att använda en multipel linjär regression. Då laster förändras kommer även strömmen i ledningarna att förändras vilket kommer resultera i att nätförlusterna påverkas. Är det konstanta felet lokaliserat vid en specifik nod så kommer förändringar i lasten i den noden, och andra noder på samma utledning från nätstation att påverka det beräknade felet i förlusterna. På samma sätt så kommer lastförändringar i noder som är lokaliserade på *andra utledningar* än för det konstanta felet ej att förändra det beräknade felet. Detta innebär att det är möjligt att genom korrelationer lokalisera konstanta nätförluster till en viss utledning för en viss nätstation.

Metoden illustreras genom att ett konstant fel på 2 kWh läggs in på nod 3 i det framtagna 4-buss nätet som presenteras i Appendix B. För att simulera mer verklig mätdata läggs ett visst brus in på samtliga mätningar, samt ett mindre linjärt fel på 0,4 procent på mätaren i nod 1. Resultaten från simuleringen och korrelationen presenteras i Figur 21. Resultatet är betydligt mer svårtydligt än vid de tidigare analyserade linjära felen. Figuren visar att regressionen visserligen lyckas identifiera att ett mätfel existerar i nod 3, men samtidigt får det betydligt mindre linjära felet i nod 1 ett *större* utslag i regressionen. Detta är ett resultat av att korrelationen mellan förändringen i laster och de uppmätta felen i nätförlusterna är betydligt starkare för linjära mätfel än för konstanta mätfel, vilket visades i ekvation (9-5). Känsligheten i metoden mot diverse mätfel är således mycket stor, och minsta fel på mätdata kommer göra metoden praktiskt oanvändbar. De vanligt förekommande mätfelen och begränsningarna inom modellering av distributionsnät kommer alltså i mycket hög grad påverka resultatet.



Figur 21. Rullande β -värden vid ett konstant fel i nod 3. 5-procentigt brus inlagt på samtliga mätvärden samt ett mindre linjärt fel i nod 1.

9.2.1 Lokalisering genom analys standardavvikelse av beräknad omätt förbrukning

Genom de föreslagna korrelationsstudier vid konstanta fel är det generellt endast möjligt att bestämma den specifika *utledning* som felet är lokaliserat vid, och någon exakt bedömning kring vilken nod som felet sitter vid är inte möjlig. I teorin kan även den exakta noden lokaliseras om det är möjligt att anta att den omäta förbrukningen är helt konstant. Genom att anta att den omäta förbrukningen kommer vara lokaliserade vid någon av alla noder kan en analys av standardavvikelsen på det beräknade felet ge en indikation av vilken nod som felet är lokaliserat vid. För att illustrera metoden så används det framtagna 4-buss nätet från Appendix B återigen. Följande hypoteser för lokalisering av det konstanta felet kan därefter tas fram:

- Hypotes 1: felet är lokaliserat vid nod 2
- Hypotes 2: felet är lokaliserat vid nod 3
- Hypotes 3: felet är lokaliserat vid nod 4

Uttrycks hypoteserna matematiskt för att tillgodose det beräknade felet i nätförluster kan detta uttryckas förenklat enligt följande

$$H_1: Loss_{err} = P_{omätt} + [(P_2 + P_3 + P_{omätt})^2 - (P_2 + P_3)^2] \cdot k_{Z_2, U_2} \quad (9-9)$$

$$H_2: Loss_{err} = P_{omätt} + [(P_3 + P_{omätt})^2 - (P_3)^2] \cdot k_{Z_3, U_3} \\ + [(P_2 + P_3 + P_{omätt})^2 - (P_2 + P_3)^2] \cdot k_{Z_2, U_2} \quad (9-10)$$

$$H_3: Loss_{err} = P_{omätt} + [(P_4 + P_{omätt})^2 - (P_4)^2] \cdot k_{Z_4, U_4} \quad (9-11)$$

där k_{Z_i, U_i} : är en konstant som beror ledningsimpedansen mellan nod i och tidigare nod närmast mot nätstation, samt på spänningen i noden

$Loss_{err}$ är enligt tidigare definierat som differensen mellan de uppmätta förlusterna och de estimerade. För att hypoteserna ska kunna stämma måste därmed det bidrag från de tidigare estimerade förlusterna subtraheras från summan. För hypotes H_1 , då felet antas vara lokaliserat i nod 1, så beror felet på nätförlusterna både av den förbrukade energin för P_1 samt för P_2 . I det fall då den omätta förbrukningen är lokaliserad i nod 1, så kommer det egentliga förlustbidraget från den noden att vara $(P_1 + P_2 + P_{omätt})^2 \cdot k_{Z_1, U_1}$. För att få summan att bli korrekt måste därmed det tidigare estimerade förlustbidraget, här uttryckt som $(P_1 + P_2)^2 \cdot k_2$, subtraheras. I de framtagna ekvationerna är endast $P_{omätt}$ okänt och ekvationerna går därför att lösa matematiskt vid varje mätpunkt. Ekvationerna är dock olinjära och kräver därför numeriska metoder för att kunna lösas. Vid varje mätpunkt och för varje hypotes kan därefter ett nytt värde på $P_{omätt}$ beräknas. I det fall den omätta förbrukningen är lokaliserad i en viss nod kommer därefter det beräknade $P_{omätt}$ att ha den minsta spridningen, eller standardavvikelsen i den nod där felet faktiskt är lokaliserat.

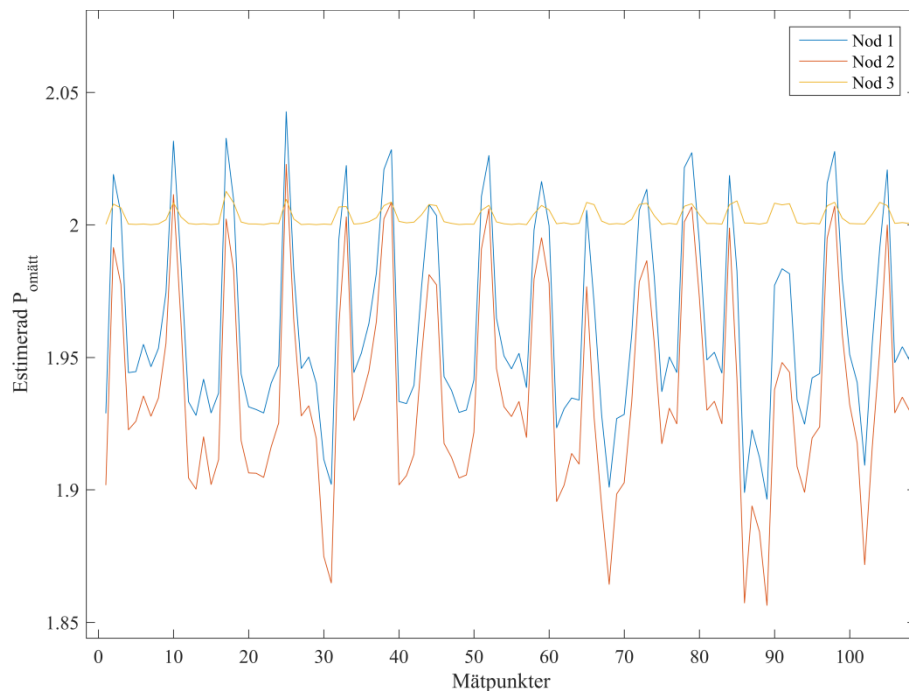
Metoden illustreras genom att ett konstant fel på 2 kWh läggs in i ett i övrigt perfekt system i det framtagna 4-buss nätet. Det konstanta felet placeras därefter i tur och ordning vid de olika noderna i nätet enligt Figur 23. $P_{omätt}$ beräknas därefter för varje hypotes och vid varje mätpunkt och den omätta förbrukningen och dess standardavvikelse tas fram. Tabell 1 presenterar sedan de standardavvikelsevärden för $P_{omätt}$ som beräknats då felet placerats vid de olika noderna. Tabellen visar tydligt att den beräknade standardavvikelsen alltid är som minst för den nod där det konstanta felet verkligen är lokaliserat. Vidare visar resultaten att det är betydligt mindre skillnad i den beräknade standardavvikelsen mellan nod 1 och nod 2 i de fall då felet är lokaliserad i någon av de två noderna. Detta är ett resultat av att dessa två noder ligger på samma utledning från nätstationen och felet i beräkningen av $P_{omätt}$ kommer därmed att bli mindre.

Tabell 1. Standardavvikelse för estimerad $P_{omätt}$ vid fel lokaliserade i olika noder.

Fel lokaliserad i nod	Standardavvikelse för estimerad $P_{omätt}$		
	Nod 1	Nod 2	Nod 3
1	0,0034	0,0051	0,0383
2	0,0116	0,0051	0,0436
3	0,0384	0,0405	0,0033

I Figur 22 presenteras det estimerade $P_{omätt}$ för de tre olika hypoteserna i det fall då den konstanta lasten är lokaliserad i nod 3. Figuren visar att beräkningen av $P_{omätt}$ är betydligt mer konstant för hypotes H_3 än för de övriga två. Figuren visar även att estimeringen av $P_{omätt}$ för hypotes H_3 är mycket nära de riktiga 2 kWh. De mindre felen i estimeringen beror främst på att den beräknade spänningen som ingår som ett element i k_{Z_i, U_i} inte helt överensstämmer med den riktiga nodspänningen i den punkten. Resultaten visar även att metoden endast går att

använda i det fall då den omäta förbrukningen kan antas vara konstant. Vid en varierande omäta förbrukning hade det varit omöjligt att särskilja vad som är ett fel beroende på den omäta förbrukningen, och vad som är ett fel i de beräknade nätförlusterna.

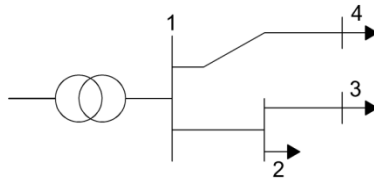


Figur 22. Estimerad $P_{omätt}$ för olika noder i 4-buss nätet vid ett konstant fel på 2 kWh lokaliserat i nod 3.

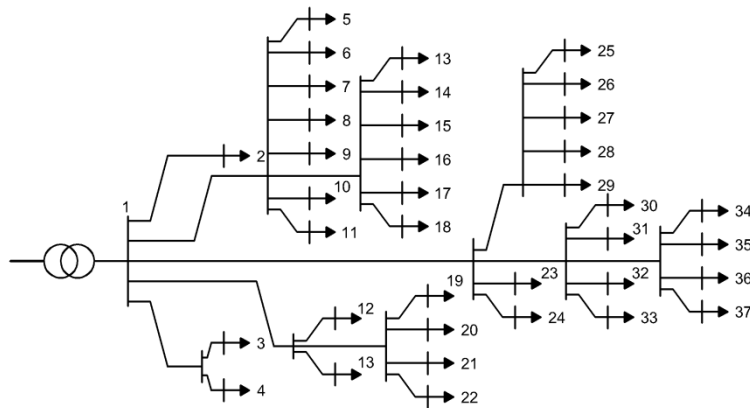
Metoden fungerar i teorin, men lider på samma sätt som den tidigare beskrivna metoden för analys av konstanta fel av stora begränsningar vid användande av riktig mätdata. Exempelvis kommer algoritmen endast att fungera om det bara finns en enda omäta förbrukning i hela området. Dessutom krävs det att den omäta förbrukningen är konstant och inte varierar över tid. En viss variation i den omäta förbrukningen kan tillåtas, som exempelvis att en gatubelysning stängs av under dagtid. Ett sådant lastmönster hade algoritmen kunnat hantera, då den åtminstone under vissa perioder kan antas vara helt konstant. Dock har algoritmen även visat sig vara mycket känslig mot diverse fel i insamlad data. Även mindre fel exempelvis i tidssynkronisering, mätupplösning, eller mindre linjära fel kommer att resultera i felaktiga värden i beräkningarna. Metoden har således en mycket begränsad användbarhet rent praktiskt.

10 Appendix B – Beskrivning av typnät vid simuleringar

Nedan presenteras topologin för de två typnät som använts för att utföra de teoretiska simuleringarna. I Figur 23 presenteras det mindre 4-buss nätet och i Figur 24 presenteras det större framtagna 37-buss nätet. Typnäten är baserade på verkliga nät där ledningsparametrar och ledningslängder för dessa verkliga nät har använts. Mätdata som använts är baserad på verkliga insamlad mätdata för att kunna beskriva verkligheten så väl som möjligt. I samtliga simuleringar har timvärden från elmätare under ett års tid använts.



Figur 23. Topologi för det framtagna 4-buss nät som använts i simuleringar.



Figur 24. Topologi för det framtagna 37-buss nät som använts i simuleringar.

BEDÖMNING AV NÄTSTATUS BASERAD PÅ DATAANALYS OCH AVANCERADE ALGORITMER

Omfattande investeringar av mätinfrastruktur har under flera år utförts inom de svenska eldistributionsnäten. Det har resulterat i betydligt bättre möjligheter att använda mätdata för att utföra analyser och att öka effektiviteten i arbetet med elnäten.

Här presenteras ett antal algoritmer och analyser som tillsammans med tillgänglig mätdata från elmätare och nätinformation används för att bland annat identifiera och lokalisera så kallade icke-tekniska förluster.

Rapporten ger också förslag på lämpliga funktionskrav som man som nätägare i framtiden bör ställa för att öka möjligheterna att utföra fler och mer noggranna analyser inom elnäten. Resultaten visar att det är ekonomiskt försvarbart att investera i bättre elmätare och att mäta i nätstationer eftersom det ökar möjligheter att identifiera fel och svagheter i näten.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk