CHALMERS
UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Verifiering av mätsystem i 132 kV matarledningssystem för Trafikverket

En undersökning av effektstyrning och dess energibesparing

Examensarbete för högskoleingenjörsexamen i elkraftteknik

CARL BIERICH

EMIL MAGNUSSON

Institutionen för Elektroteknik
Avdelningen för Elkraftteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2017

Verifiering av mätsystem i 132 kV matarledningssystem för Trafikverket

En undersökning av effektstyrning och dess energibesparing

CARL BIERICH

EMIL MAGNUSSON

Institutionen för Elektroteknik
Avdelningen för Elkraftteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2017

Verifiering av mätsystem i 132 kV matarledningssystem för Trafikverket

En undersökning av effektstyrning och dess energibesparing

CARL BIERICH

EMIL MAGNUSSON

© CARL BIERICH, EMIL MAGNUSSON, 2017

Institutionen för Elektroteknik
Avdelningen för Elkraftteknik
Chalmers tekniska högskola
SE–412 96 Göteborg
Sverige
Telefon +46 (0)31–772 1000

Chalmers Bibliotek, Reproservice

Göteborg, Sverige 2017

Verifiering av mätsystem i 132 kV matarledningssystem för Trafikverket

En undersökning av effektstyrning och dess energibesparing

CARL BIERICH

EMIL MAGNUSSON

Institutionen för Elektroteknik

Avdelningen för Elkraftteknik

Chalmers tekniska högskola

Sammanfattning

Ett nytt mätsystem har implementerats på en delsträcka i Trafikverkets matarledningssystem på 132 kV i syfte att mäta upp förluster på delsträckan. Kraftöverföring till tågtrafiken i norra och mellersta Sverige sker med ett matarledningssystem på 132 kV som via transformatorstationer är anslutna till kontaktledningsnätet utefter banan. Matarledningen försörjs via omformarstationer som omvandlar elkraften till frekvensen 16⅔ Hz och är anslutna till det svenska elnätet. Den fallande vinkeln för spänningen från norr till söder i, det svenska elnätet, på grund av produktion i norr och konsumtion i söder medför oönskade effektflöden i matarledningssystemet om inte spänningens fasläge i omformarstationerna kompenseras för detta. Trafikverket har utvecklat ett effektstyrningssystem, med vilket det är möjligt att kompensera för den fallande vinkeln i det svenska kraftnätet, genom att styra vinkeln och spänningen i omformarstationerna. Därmed fördelas lasten mellan omformarstationerna mer effektivt och överföringsförlusterna minskar.

Syftet med examensarbetet är att genom mätningar med ett nytt mätsystem fastställa hur stor energibesparing som åstadkoms av effektstyrningssystemet på en delsträcka i matarledningssystemet. Det befintliga mätsystemet som främst används för övervakning har inte tillräckligt god precision för analys av energiflöden. För att verifiera det nya mätsystemet ställs det i jämförelse mot det äldre med olika beräkningsmodeller för effektförlusterna, utifrån de parametrar som tillhandahålls från mätsystemen. Mätperioder har utförts veckovis för att jämföra energiflöden då effektstyrningssystemet är av respektive på.

Resultaten visar på att effektbesparingen beräknas med störst precision genom att använda en π-ekvivalent modell för ledningar samt mätdata hämtat från det nyare mätsystemet. Detta eftersom det nyare mätsystemet påvisar bättre noggrannhet än det äldre, även om vissa förbättringar är möjliga. Den estimerade årliga energibesparingen med effektstyrningen påslagen, för den undersökta delsträckan, är 208,7 MWh, vilket är en minskad energiförlust på 33,2 %.

Nyckelord: Matarledningssystem, kontaktledning, omformarstationer, ledningsmodell, effektstyrning, energibesparing, lastfördelning

Verification of measurement system in 132 kV supply line system for Trafikverket

An analysis of a power control system and its energy savings

CARL BIERICH

EMIL MAGNUSSON

Department of Electrical Engineering

Division of Electric Power Engineering

Chalmers University of Technology

Abstract

A new measurement system has been implemented on a section of Trafikverket's (The Swedish Transport Administration) transmission line system at 132 kV in order to measure the losses on the section. The power transmission for the rail way traffic in northern and central Sweden is supplied from a 132 kV transmission line system via transformers connected to the overhead contact lines for train operation. The transmission line system is powered through frequency converter stations which converts the frequency to 16⅔ Hz and are connected to the Swedish transmission grid. The lagging angle of the voltage from the production in the north to the consumption in the south, within the Swedish transmission grid, will lead to unwanted power flows in the transmission line system if the zero crossing of the phases are not corrected between the converter stations. Trafikverket has developed a power control system with this, it is possible to adjust the angle and voltage level in the converter stations. Thereby the load can be distributed throughout the transmission grid and reduce the power losses.

The purpose of this thesis work is to determine how much energy that is saved when using the power control system on a section of the transmission line system. The existing measurement system are mainly used for surveillance of the train operation and are not accurate enough for analysis of the power flows. To verify the functionality of the new measurement system it will be compared to the older one with different calculation models for power losses, using the parameters that is provided from the measurement systems. Measurement periods have been executed on a weekly basis to compare the energy flows and energy losses with and without the power control system turned on.

The results show that the most accurate way of calculating the energy savings is to use a π-equivalent model for the transmission lines and the measurement data collected using the newer measurement system. This is due to the newer system is proven to have a better accuracy than the old one, even though some improvement is possible. The yearly energy saving with the power control system turned on, for the investigated section, is 208,7 MWh, which is a reduction of 33,2 % in energy losses.

The report is written in Swedish.

Keywords: Transmission line system, contact lines, converter station, transmission line model, power control, energy savings, load distribution

Indexeringstermer:

EFS	Effektstyrningssystem
GTO	Gate-turn-off-tyristorer
PMU	Phase Measurement Unit
GPS	Global Positioning System
OMFS	Omformarstation
TFS	Transformatorstation - Högspänningssidan
TM	Transformatorstation - Lågspänningssidan

Förord

Vi skulle vilja tacka alla inom enheten elkraft på Trafikverket som har hjälpt oss med att genomföra vårt examensarbete och för möjligheten att utföra vårt arbete hos er. Vi vill tacka Andréas Nilsson för hans expertis och den hjälp vi fått med manövrering av effektstyrningssystemet för att kunna göra våra mätningar. Ett speciellt stort tack till våra handledare David Jansson och Henrik Sand på Trafikverket som har hjälpt oss med rådgivning och vägledning under arbetets gång. Deras engagemang och tid har varit ytterst tacksamt och gett oss möjligheten att få en god inblick i området elkraftsförsörjning för tågnät.

Vi skulle även vilja tacka Peiyuan Chen, docent på Chalmers tekniska högskola, för den tid och stöd som han har givit oss under arbetet. Hans goda råd om hur beräkningar ska utföras har bidragit till ett utförligt och noggrant resultat.

Till sist skulle vi vilja tacka Daniel Reimhult, utvecklingsingenjör på externt företag, då han hjälpt oss med information om det nya mätsystem som implementerats i Trafikverkets matarledningssystem.

Göteborg, Maj 2017

Carl Bierich & Emil Magnusson

Innehåll

Sammanfattning III

Abstract V

Indexeringstermer VI

Förord VII

1. Inledning ... 1
   1.1. Bakgrund ... 1
   1.2. Syfte ... 2
   1.3. Avgränsning ... 2
2. Teori ... 3
   2.1. Kraftförsörjning av järnväg ... 3
      2.1.1. Matarledningssystem ... 3
      2.1.2. Omformarstationer ... 4
      2.1.3. Kontaktledningssystemet ... 5
   2.2. Förluster i ledningar och transformatorer ... 6
      2.2.1. Ledningsförluster ... 6
      2.2.2. Transformatorförluster ... 8
   2.3. Mätsystem ... 14
   2.4. Effektflöden ... 15
      2.4.1. Mätning av vinkel ... 16
      2.4.2. Styrning av effektflöden ... 17
3. Metod ... 19
   3.1. Verktyg ... 19
   3.2. Arbetsmetod och mätdata ... 19
      3.2.1. Sammanställning av mätdata ... 19
      3.2.2. Energiberäkningar baserat på energiflöden ... 20
      3.2.3. Beräkning av ledningsförluster ... 20
      3.2.4. Beräkning av transformatorförluster ... 21
      3.2.5. Jämförelse av tidssynkronisering och inverkan av dödband ... 21
      3.2.6. Jämförelse av effektbalanser i matarledningssystemet ... 22
   3.3. Energi och miljö ... 22
4. Resultat ... 23
   4.1. Förlustberäkningar utifrån energiflöden ... 23
   4.2. Ledningsförluster baserat på: ... 23
      4.2.1. Ledningsmodell med försummad kapacitans och uppmätt ström ... 23

4.2.2. Ledningsmodell med kapacitans och korrigerad ström 24
4.2.3. Ledningsmodell med försummad kapacitans och uppmätt spänning och effekter 25
4.3. Belastningsförluster i transformatorerna 25
4.4. Lastdelning 26
4.5. Jämförelse av tidssynkronisering och inverkan av dödband 26
4.6. Jämförelse av effektbalanser i matarledningssystemet 27
5. Diskussion och slutsatser 30
5.1. Beräkningsmodell 30
5.2. Mätutrustning 30
5.2.1. Precision 30
5.2.2. Oregistrerade värden i mätsystem 2 31
5.2.3. Störningar under mätperioderna 31
5.3. Resultat 32
5.3.1. Energiförluster utifrån energiflöden 32
5.3.2. Ledningsförluster utifrån uppmätt ström och ledningsmodell med försummade kapacitanser 32
5.3.3. Ledningsförluster utifrån korrigerad ström och ledningsmodell med kapacitanser 32
5.3.4. Ledningsförluster utifrån uppmätt spänning, aktiv samt reaktiv effekt 33
5.4. Effektstyrningssystemets inverkan 33
5.5. Beräknings- och mätosäkerhet 34
5.6. Slutsatser 35
5.7. Rekommendation och fortsatt arbete 36
Referenser 37
Bilaga A 1
Bilaga B 2
Bilaga C 3
Bilaga D 3
Bilaga E 3
Bilaga F 3
Bilaga G 4
Bilaga H 5
Bilaga I 6
Bilaga J 11
Bilaga K 12

1. Inledning

1.1. Bakgrund

Järnvägen har under alla år varit en viktig förutsättning för transport och har av den anledningen hela tiden utvecklats och blivit effektivare. Då man såg att elektrifiering av tågnätet gav en avsevärt högre verkningsgrad än diesellok och ånglok, så banade det vägen för det tågnät vi har idag. På grund av stora förluster vid kommutering av enfas växelström med hög frekvens i asynkronmotorer, används omformarstationer för att minska frekvensen till en tredjedel av distributionsnätets frekvens på 50 Hz till 16⅔ Hz. På så vis kunde förlusterna minskas i asynkronmotorerna. [1] För att åstadkomma detta användes roterande omformarstationer som var uppbyggda av en motor och en generator som roterar på samma axel. Genom att konstruera motor respektive generator med olika poltal medför det att frekvensen ändras. Med halvledarteknikens utveckling på 1970-talet kom även möjligheten att konstruera statiska omriktare som nyttjade tyristorer. Sedan flera år tillbaka konstrueras nya omformarstationer med statiska omriktare på grund av deras högre verkningsgrad. [1]

Idag erhålls fortfarande samma frekvens på tågnätet som förr trots att det med dagens teknik inte längre är några problem med stora förluster vid högre frekvens. Av praktiska och ekonomiska skäl kvarstår dock frekvensen 16⅔ Hz. [1]

Under de tidiga åren av tågnätets elektrifiering skedde konstruktionen för den då aktuella belastningen samt en viss tillväxt i trafikeringen. När den ökade trafikeringen började nå den maximala kapaciteten hos dåvarande nät krävdes åtgärder för att möta de nya kraven på effekttillförsel. Efter en utredning beslutades det att ett matarledningssystem med en högre spänning var mer fördelaktigt än att bygga nya omformarstationer. Den initiala tanken var att nya matarledningar skulle uppföras för att avlasta endast vissa delsträckor, men med tiden växte projektet och snart bestod det av en sammanhängande linje från Hallsberg i söder till Boden i norr. [2]

Stor andel av all elproduktion i Sverige kommer från vattenkraft som finns i norra delarna av landet, då majoriteten av lasterna finns i södra Sverige påverkar det spänningen och dess frekvens i nätet. Spänningsvinklarna varierar med var i nätet de mäts och har en fallande vinkel från norr till söder. Alltså kommer fasernas nollgenomgång förskjutas ju längre söderut i nätet man kommer, jämfört med norra Sverige vid exakt samma tidpunkt. Som följd uppstår ett effektflöde från produktionen i norr till konsumtionen i söder. Då Trafikverkets matarledningssystem är synkroniserat med det matande 50 Hz-nätet kommer detta fenomen även förekomma i matarledningssystemet i samma storleksförhållande som frekvensändringen. Detta kan leda till ofördelaktig belastning mellan omformarstationer, ökade ledningsförluster och oönskade effektflöden. För att åtgärda problemet har Trafikverket utvecklat ett effektstyrningssystem som kompenserar vinkelskillnaden på enfassidan, till följd av variationer på trefassidan, och på så sätt reglerar effektöverföringen. [3]

Trafikverkets matarledningssystem är byggt för att kunna utöka sträckorna mellan omformarstationerna, vilket leder till ett minskat antal omformarstationer. Mängden installerad effekt i nätet kan då reduceras eftersom varje inmatningspunkt försörjer ett större område med effekt. Matarledningssystemet har även en högre driftspänning som minskar ledningsförlusterna. Genom att reducera antalet omformarstationer får man även ett jämnare effektuttag ur de transformatorer som finns i systemet, vilket dessvärre lett till oönskade effektflöden. Matarledningssystemet har en spänning på 132 kV och transformeras ner till 16,5 kV för tågdrift. Kontaktledningen matas med 16,5 kV driftspänning, men har en nominell spänning på 15 kV på nätet som kan variera enligt standard +15 till -20 %. [1] [4]

Effektstyrningssystemet har varit i drift från och till under ett antal år och mätningar har genomförts med Trafikverkets äldre mätsystem varvid kontrollberäkningar av effektflöden, förluster och energibesparingar gjorts. Beräkningarna man utfört har uppmärksammat att noggrannheten på mätvärdena ej varit tillräcklig för vissa analyser. Då mätvärden från nuvarande mätutrustning inte har

en precision god nog att användas vid beräkningar av ledningsförluster och energibesparingar, har beslut nu tagits om att installera nya mätinstrument med större precision och högre upplösning. Dessa instrument har sedan tidigare använts på kontakledningsnätet men ej på matarledningssystemet. Med hjälp av de nya instrumenten hoppas man kunna undersöka effektflödena mer noggrant, samt hur oprecisa de tidigare installerade mätinstrumenten är. På så sätt är målet att den energibesparing som vinkelstyrningen medför ska kunna beräknas med större noggrannhet.

1.2. Syfte

Målet med detta arbete är att undersöka hur det nya mätsystemets värden jämför sig med det äldre, när det gäller precision, och hur stor energibesparing Trafikverkets effektstyrningssystem kan uträtta baserat på mätsystemens mätdata. Utifrån både nya och gamla mätdata kommer värden för effektflöden jämföras över en viss sträcka av matarledningsnätet mellan två omformarstationer. Energibesparingen beräknas med olika metoder för att evaluera vilken beräkningsmodell som är av högst precision och bör nyttjas vid framtida analyser.

1.3. Avgränsning

Då elnätet som matar järnvägen är ett stort och komplext system med många olika delsystem med flera spänningsnivåer samt flera olika typer av omformare så kommer detta arbete att avgränsas baserat på följande punktlista:

- En delsträcka av 132 kV matarledning som sträcker sig mellan två omformarstationer (i arbetet benämnda omformarstation 1 och omformarstation 2), således två noder.
- Transmissionsteori för medellånga ledningar kommer att tillämpas för att öka beräkningarnas noggrannhet. Detta trots en ledningslängd < 80 km och fasspänning < 69 kV, vilket i normalfallet inneburit att en ledningsmodell för korta ledningar hade varit tillräcklig.
- Förluster som är mest markanta för de mätdata som arbetet utreder är ledningsförluster samt transformatorförluster.
- Då matarledningssystemets spänning transformeras ned till 16,5 kV för inmatning till kontaktledningarna i de tre transformatorstationerna är det dessa transformatorförluster som kommer att inkluderas. Transformering upp till 132 kV kommer ej att inkluderas.
- Begränsade mätperioder på tre dagar med och utan effektstyrning påslagen.
- Mätperioder har endast kunnat genomföras under februari till april månad då viss storlek på lasten förekommer, variationer förekommer under andra tider på året.
- Ingen korrigering av ledningsresistansen har genomförts med avseende på temperatur. Denna typ av variation tas endast upp som en del av diskussionen.
- Antagande har gjorts att lasten under mätperioderna med effektstyrning aktiverat och avaktiverat är snarlik.
- Förluster kopplade till omformning mellan 50 Hz och 16⅔ Hz exkluderas i arbetet.
- Då mätning av ström och spänning endast sker på en av två faser antas dessa vara symmetriska.

2. Teori

Följande avsnitt tar upp generell fakta om hur tågnätet är uppbyggt och de teoretiska effektförluster som förekommer i systemet. Även en beskrivning av hur effektflöden kan styras med fasvinkeln, information om mätinstrumenten och hur de besparade koldioxidutsläppen beräknas.

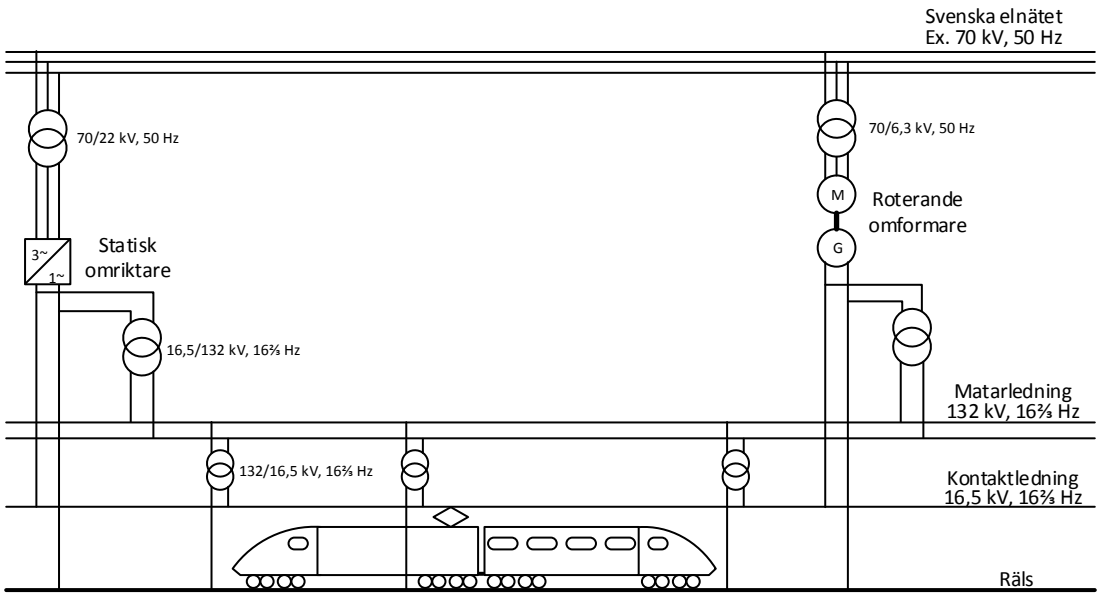
2.1. Kraftförsörjning av järnväg

Under de tidiga åren av tågbanans elektrifiering provades många olika metoder för att tågen skulle bli så effektiva som möjligt. Tester gjordes med både likspänning och växelspänning av olika styrka. I växelspänningens fall undersöktes även olika frekvenser samt olika antal faser. Vad som framgick av de olika testerna var att en lägre frekvens innebar att antalet motorer kunde minskas och ledde även till minskade kommuteringsförluster i den tidens enfasmotorer. I Skandinavien och några av de centraleuropeiska länderna beslutades vid tidpunkten för första världskriget att elektrifieringen av tågtrafiken skulle ske med 15 kV, 16⅔ Hz enfas växelspänning. [1] [5] Anledningen till att just 16⅔ Hz valdes som frekvens är för att det enkelt går att omvandla till den frekvensen från det vanliga elnätets 50 Hz. Sådan omvandling sker i omformarstationer som beskrivs djupare i *Avsnitt 2.1.2*.

2.1.1. Matarledningssystem

I slutet av 1900-talet hade belastningen ökat så mycket att avståndet mellan omformarstationer var för stort. För att fortsatt kunna öka belastningen krävdes antingen nya omformarstationer eller ett matarledningssystem med en högre spänningsnivå, varvid det senare visats mest lönsamt. Vid byggnationen av matarledningssystemet installerades transformatorer som kopplades in efter omformarstationerna. Dessa höjer spänningsnivån från 16,5 kV till 132 kV huvudspänning, med +/-66 kV fasspänning till jord. Fasspänningen fås då transformatorns högspänningslindning är mittpunktsjordad. Mellan omformarstationerna sitter transformatorer som sänker spänningen från matarledningens 132 kV till kontaktledningarnas 16,5 kV. [5] Hela systemets uppbyggnad illustreras i *Figur 2.1*.

Figur 2.1 Representation av tågnätet med både roterande omformare och statisk omriktare i separata omformarstationer, samt tre mellanliggande transformatorstationer.



2.1.2. Omformarstationer

Mellan omformarstationerna och 50 Hz-nätet sitter en trefastransformator som sänker spänningen från kraftleverantörernas spänningsnivåer till 6,3 eller 20 kV, som omformarna respektive omriktarna är konstruerade för. [2] Tillsammans med omformarna sitter ytterligare en transformator, denna gång en enfastransformator som höjer spänningsnivån till 16,5 kV. Denna är sedan kopplad till kontaktledningsnätet som ger kraft åt tågen.

Frekvensreglering är möjlig på olika sätt med omformarstationer. Det finns idag omformarstationer i drift med roterande omformare eller med statiska omriktare. Roterande omformare var den första metoden för frekvensomvandling som användes då elektrifieringen av tågbanan påbörjades. Den är uppbyggd av en trefas synkronmotor med sex eller tolv poler som matas från 50 Hz-nätet. Direkt på motoraxeln sitter sedan en enfas synkrongenerator med två eller fyra poler som i sin tur matar järnvägens kontaktledningar. På samma axel sitter även likströmsgeneratorer som matar fältlindningarna för både generator och motor. [1] För att få rätt frekvens har alltså dessa roterande omformare ett poltal på motorn som är tre gånger det hos generatorn. Detta leder till att 360^o elektriskt på 50 Hz sidan medför en 120^o rotation på den mekaniska axeln. Då generatorns elektriska vinkel är densamma innebär det att en period i 16⅔ Hz nätet genomförts då 3 perioder av 50 Hz-nätet förflutit. En tredjedel av 50 Hz blir då 16⅔ Hz. Se även *Ekvation 2.1*. [6]

$$n_s = \frac{f_{50Hz}}{p_{motor}} \cdot \left\{\frac{60s}{1min}\right\} = \frac{f_{16Hz}}{p_{generator}} \cdot \left\{\frac{60s}{1min}\right\} \quad \text{[rpm]} \qquad (2.1)$$

I formeln är n_s motorn och generatorns synkrona varvtal, p är poltalet och f är frekvensen för vardera maskin, där index anger motor eller generator samt frekvensen.

Till en början byggdes roterande omformare som fasta installationer, men då de var väldigt tunga krävdes traverser för att genomföra underhåll. Genom att montera omformare med tillhörande transformator på lastvagnar erhölls en mobil enhet. Fördelarna med mobila enheter var stora då de ej krävde stora lokaler med traverser eftersom de går att förflytta till en gemensam serviceanläggning. Att de kan förflyttas är även fördelaktigt då de kan fylla effektbehovet där det behövs och det är även gynnsamt med flexibilitet vid krisberedskap. De mobila omformarna kom i tre storlekar med uttagbar effekt på 3.1, 5.6 och 10 MVA. [2]

I och med att halvledartekniken blev allt mer effektiv började statiska omriktare med tyristorer att användas under 70- och 80-talet. Dessa finns i två utföranden, direktomriktare och självkommuterande omriktare. Den förstnämnda brukar tolv tyristorer som har en varierande styrvinkel, vilket delar upp trefasspänningen till en enfas sinusspänning med den lägre frekvensen på 16⅔ Hz. Den nya sinusspänning har dock mycket övertoner vilket innebär att filter krävs på båda sidor av omriktaren för att dämpa dessa. Dessa filter hjälper även till att kompensera för den reaktiva effekt som krävs av 50 Hz nätet vid omriktningen. Ytterligare en del i konstruktionen som hjälper till att minska spänningsripplet är att transformatorn på trefassidan har två sekundärlindningar där ena är Y-kopplad och andra är Δ-kopplad, vilket leder till en 30^o förskjutning i fasspänningen. På så sätt kan sex tyristorer kopplas till vardera sekundärlindning och minska distorsionen från de oönskade övertonerna. [1]

De självkommuterande omriktarna använder även de en transformator på trefassidan med två sekundärlindningar av olika typ. Till sekundärlindningarna kopplas sedan likriktare som ger ett så kallat mellansteg med likström, varför dessa även kallas mellanstegsomriktare. Mot denna likström kopplas sedan flera växelriktare med GTO-tyristorer som växelriktar likströmmen med frekvensen 16⅔ Hz. Flera växelriktare krävs då varje enskild enhet ej klarar den totala effekten, dessutom innebär flera växelriktare att sinuskurvan på 16⅔ Hz-sidan får ett jämnare utseende och kräver därför mindre filtrering. [1]

Sedan 1970 har många omformarstationer installerats med statiska omriktare med uttagbar effekt på upp till 24 MVA, detta eftersom de har en högre verkningsgrad samt andra fördelar gentemot roterande [2] [5] Några för- och nackdelar för båda typer av maskiner nämns i *Tabell 2.1*.

Tabell 2.1 Jämförelse mellan roterande omformare och statisk omriktare.

Roterande omformare	Statisk omriktare
- Lägre verkningsgrad (88-93 %)	+ Hög verkningsgrad (96-98,5 %)
- Fast fasvinkel, kan ej justeras	+ Fasvinkeln kan justeras efter behov
- Lång starttid (2-3 minuter)	+ Kort starttid (ca 4-7 sekunder)
+ Mer robusta vid störningar på nätet	- Känsliga för störningar
+ Hög överlastförmåga (ca 50 % under 6 min.)	- Låg överlastförmåga
+ Montering på ramverk med hjul, kan därför förflyttas, t.ex. för service	- Stationära, all reparation och renovering kräver att personal åker till omriktaren

En av fördelarna med statiska omriktare är att fasspänningsvinkeln lätt går att justera när så önskas, vilket medför att effektflödena kring omformarstationen kan styras enligt begäran. Då det endast finns en omformarstation med roterande omformare i matarledningssystemet och fasspänningsvinkeln hos denna inte kan ändras, har denna vinkel valts som referens för hela matarledningssystemet. På så vis kan vinkeln hos de statiska omriktarna, och därmed även effektflödena, styras efter behov. [3]

2.1.3. Kontaktledningssystemet

Kontaktledningar är de enfasiga luftledningar vars syfte är att förse tågen med elektrisk energi. Detta utförs genom att loken kopplas elektriskt till ledningarna genom en strömavtagare. Ledningarna är upphängda med hjälp av bärtrådar i stolpar och matas från antingen ett håll, eller om spänningsfallet på ledningssträckan blir för stor, matas den från båda riktningar. [1] Själva inmatningen sker vid omformarstationer eller transformatorstationer då kontaktledningarna ligger utmed matarledningssystemet. Vid inmatningspunkterna matas kontaktledningen med 16,5 kV. [7]

Återledning från tågen sker både genom rälen, upphängningsstolparna samt en återledare som också hänger i samma stolpar som kontaktledningen men inte över tågen. För att säkerställa att strömmen tar vägen genom återledaren, och därmed minimera vagabonderande strömmar, finns två olika typer av transformatorer utmed spåren mellan inmatningspunkterna. Viss spridning av strömmar i marken nära rälen är dock oundvikligt. [7]

Ena sättet att säkerställa korrekt återledning är att använda sugtransformatorer. Dessa har en lindningsomsättning på 1:1, där primärsidan seriekopplas med kontaktledningen och sekundärsidan med återledaren. Då ström matas till tågen genom kontaktledningen så innebär transformatorns induktiva egenskaper att strömmen i återledaren måste anta samma värde, på så vis suger den returströmmen från rälen till återledaren. Detta ökar dock kontaktledningens impedans och då även spänningsfallet vilket minskar effektöverföringsförmågan. [1]

Det andra sättet är att använda autotransformatorer som endast har en lindning, där ena sidan av lindningen kopplas till kontaktledningen och den andra till en negativ matarledning som har motsatt polaritet mot kontaktledningen. På så sätt blir spänningen mellan båda ledare två gånger den inmatade spänningen men då rälen kopplas till mitten på transformatorlindningen blir spänningen över tågen fortfarande densamma som vid inmatningspunkten. Fördelen med den dubbla spänningsnivån är att strömmen halveras och då två kontaktledningar används halveras även impedansen, vilket minskar spänningsfallet och ökar överföringskapaciteten hos kontakledningssystemet. [1]

2.2. Förluster i ledningar och transformatorer

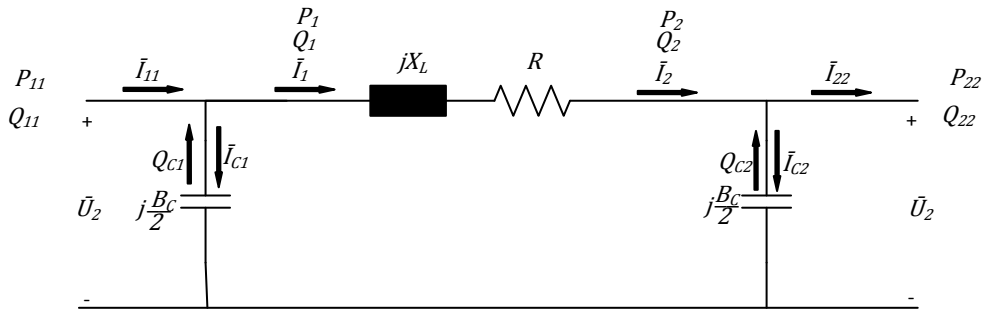
Vid all överföring av elektrisk energi förekommer förluster som beror av material och konstruktion hos ledare och transformatorer. Nedan beskrivs hur förlusterna beräknas för ledningar och transformatorer, då dessa är de mest framstående i matarledningssystemet.

2.2.1. Ledningsförluster

Överföring av elenergi medför alltid förluster av effekt i ledningar, då de alltid har en impedans som är beroende av ledningens längd och dess material. En ledning har alltid en resistivitet i materialet som leder till värmeförluster, impedansen är även av induktiv eller kapacitiv karaktär för växelström. Detta beror på magnetiska fält som skapas runt ledningarna och dess potential från mark skapar elektriska fält, som får stor inverkan på långa ledningar. [8]

Då frekvensen i matarledningssystemet är en tredjedel jämfört med elnätet på 50 Hz så kommer impedansen som är frekvensberoende att påverkas. Kapacitansen kommer därför få en större inverkan och induktansen minskas. Transmissionsledningen som undersöks är på en sträcka som är kortare än 80 km och har en fasspänning lägre än 69 kV, vilket i normala fall innebär att kapacitansen kan försummas. Men då en lägre frekvens erhålls och för att en så noggrann beräkning som möjligt är att föredra så kommer kapacitansen att tas med i förlustberäkningarna. Därför kommer en ledningsmodell för medellånga ledningar att tillämpas, så kallad ekvivalent π-modell. [8]

Figur 2.2 Ekvivalent π-modell för medellånga ledningar.



I den ekvivalenta π-modellen används en modell för korta ledningar med en impedans Z bestående av resistans R och reaktans X, men med ett tillägg av en admittans Y. Denna admittans uppgörs av konduktansen G som orsakar små läckströmmar, som ofta försummas, samt driftkapacitansen C. [8] [9] Denna kapacitans mellan ledningen och jord kommer resultera i en susceptans B där hälften fördelas på var sida om modellen för korta ledningar.

$$Z = R + jX_L \qquad [\Omega] \qquad (2.2)$$

$$Y = G + jB_C \qquad [\mathrm{S}] \qquad (2.3)$$

Både reaktansen och susceptansen kommer vara frekvensberoende enligt formlerna nedan:

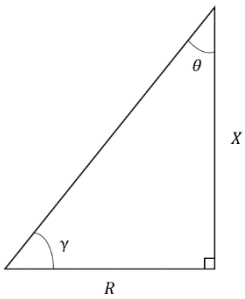
$$X_L = \omega L = 2\pi f L \qquad [\Omega] \qquad (2.4)$$

$$B_C = \omega C = 2\pi f C \qquad [\mathrm{S}] \qquad (2.5)$$

Impedansen kan skrivas som polär- och rektangulärform. I polärform beskrivs impedansen med absolutbeloppet av motståndet och impedansvinkeln γ som ger förhållandet mellan resistansen och reaktansen. Impedansvinkeln används vid beräkningar av effekt i senare del av rapporten och kan ses i *Figur 2.3*, vinkeln fås genom division av resistansen och reaktansen enligt:

Figur 2.3 Illustrering av impedansvinkel och förlustvinkel.

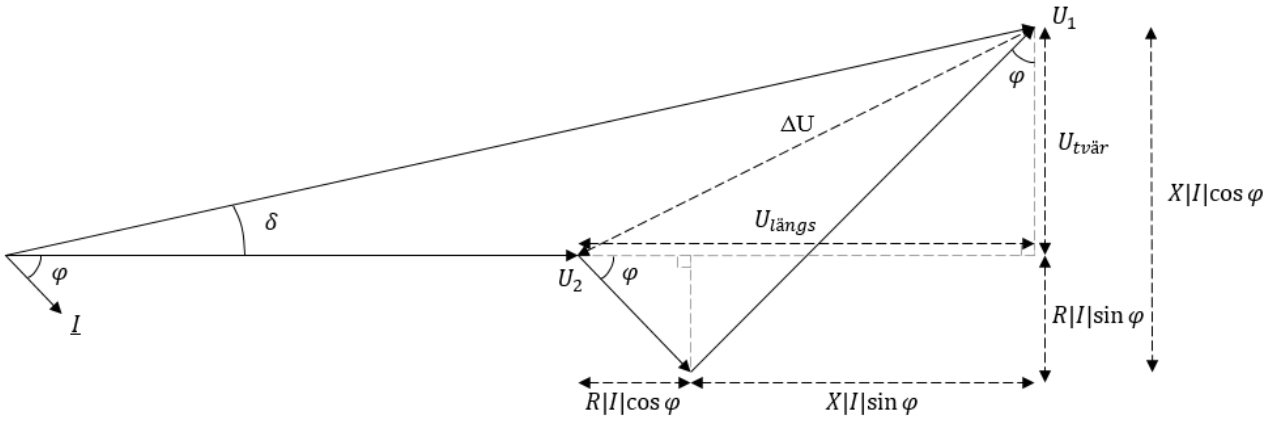
$$\tan\gamma = \frac{X}{R} \qquad (2.6)$$



För att räkna på spänningsfallet över ledningen kan modellen för korta ledningar användas där resistans och reaktans är de storheter som spelar in. Viktigt är dock att en korrektion av strömmen görs så att den ström som beräknas och går genom impedansen är inmatad ström minus den ström som flyter genom shunt-kapacitanserna.

Längsspänningsfallet och tvärspänningsfallet ser ut enligt följande: [6] [9]

Figur 2.4 Visardiagram för spänningsfallet över en ledning.



$$U_{längs} = R|I|\cos\varphi + X|I|\sin\varphi \qquad [U] \qquad (2.7)$$

$$U_{tvär} = X|I|\cos\varphi - R|I|\sin\varphi \qquad [U] \qquad (2.8)$$

$$|I| = |I_1| = |I_{11} - I_{C1}| \qquad [A] \qquad (2.9)$$

$$I_{C1} = \frac{U_1 \cdot B}{2} \qquad [A] \qquad (2.10)$$

Det totala spänningsfallet på grund av förluster blir således:

$$\Delta U = \sqrt{U_{längs}{}^2 + U_{tvär}{}^2} \qquad [V] \qquad (2.11)$$

där R är ledningens resistans (Ω), X är ledningens reaktans (Ω), B är ledningens susceptans (S), $|I|$ är den korrigerade strömmen (A) och φ är vinkeln mellan ström och spänning vid mottagande ände. [8] [9]

Då beräkningar av effektförluster utförs kan detta göras på modellen för korta ledningar om strömmen korrigeras enligt *Ekvation 2.9*. Då kommer impedansen att orsaka effektförluster enligt formlerna nedan, där resistans och reaktans multipliceras med den ström som går genom dessa kvadrerad. [6] [9]

$$\Delta P = |I|^2 \cdot R \qquad [W] \qquad (2.12)$$

$$\Delta Q = |I|^2 \cdot X \qquad [VAr] \qquad (2.13)$$

Då strömmen är kvoten av den skenbara effekten dividerat med spänningen så kan även effektförlusterna i en ledning beräknas enligt: [9]

$$|I| = \frac{|S|}{|U|} = \frac{\sqrt{P^2+Q^2}}{|U|} \qquad [A] \qquad (2.14)$$

$$\Delta P = R \cdot \frac{|S|^2}{|U|^2} = \frac{R \cdot (P^2+Q^2)}{|U|^2} \qquad [W] \qquad (2.15)$$

$$\Delta Q = X \cdot \frac{|S|^2}{|U|^2} = \frac{X \cdot (P^2+Q^2)}{|U|^2} \qquad [VAr] \qquad (2.16)$$

I den ekvivalenta π-modellen så kommer dock susceptanserna att innebära att viss reaktiv effekt produceras över ledningen. Likt förlusterna ovan så är denna produktion beroende av spänningen i kvadrat enligt:

$$Q_{C1} = \frac{B}{2} \cdot |U_1|^2 \qquad [VAr] \qquad (2.17)$$

$$Q_{C2} = \frac{B}{2} \cdot |U_2|^2 \qquad [VAr] \qquad (2.18)$$

I och med att de reaktiva förlusterna i reaktansen beror av strömmen och den reaktiva produktionen beror av spänningen i noderna, kommer dessa avgöra om den reaktiva nettoeffekten mellan noderna är positiv eller negativ enligt: [9]

$$Q_{11} - Q_{22} = \Delta Q - (Q_{C1} + Q_{C2}) \qquad [VAr] \qquad (2.19)$$

Genom att transformera upp spänningen kan man minska de aktiva förlusterna över transmissionsledningarna. Eftersom att spänningen och strömmen står i relation till varandra vid transformering, så kommer strömmen att minskas då en högre spänning uppnås. Detta kommer att leda till en minskad förlust av aktiv effekt enligt *Ekvation 2.12*.

2.2.2. Transformatorförluster

I en ideal transformator gäller följande förhållanden:

$$V_1 N_1 = V_2 N_2 \qquad (2.20)$$

$$I_1 N_2 = I_2 N_1 \qquad (2.21)$$

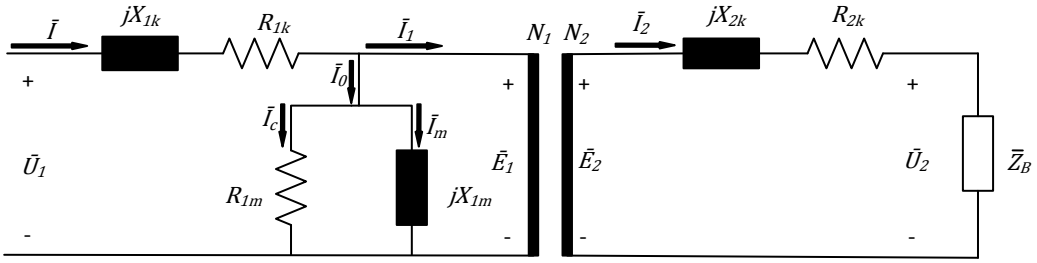
där V_1 och V_2 är primär respektive sekundär spänning, I_1 och I_2 är primär respektive sekundär ström och N_1 och N_2 är lindningarnas varvtal på primär- respektive sekundärsidan.

En ideal transformator antas vara fri från förluster, all effekt som matas in på primärsidan kan därmed användas på sekundärsidan. Dock finns inga sådana transformatorer utanför de teoretiska beräkningarna utan alla fysiska transformatorer har effektförluster och ett visst spänningsfall. Transformatorer är dock väldigt effektiva med en verkningsgrad på >90 % som ökar med storleken på transformatorn. [9] Trots hög verkningsgrad bör förlusterna tas i hänseende vid beräkning av ett transmissionssystems totala förluster.

2.2.2.1. Ekvivalenta scheman

För att räkna på dessa förluster kan ett ekvivalent schema likt det i *Figur 2.5* användas.

Figur 2.5 Ekvivalent schema för en enfastransformator.



Detta schema kan förenklas ytterligare då ledningsresistansen och läckinduktansen för ena sidan av transformatorn transformeras över till den andra sidan genom att multiplicera med lindningsförhållandet i kvadrat.

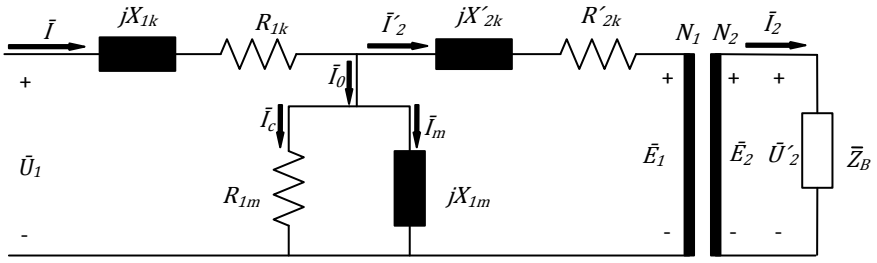
$$\frac{N_1}{N_2} = n \qquad (2.22)$$

$$R'_2 = R_2 \cdot n^2 \qquad [\Omega] \qquad (2.23)$$

$$X'_2 = X_2 \cdot n^2 \qquad [\Omega] \qquad (2.24)$$

Det ekvivalenta schemat illustreras i *Figur 2.6*.

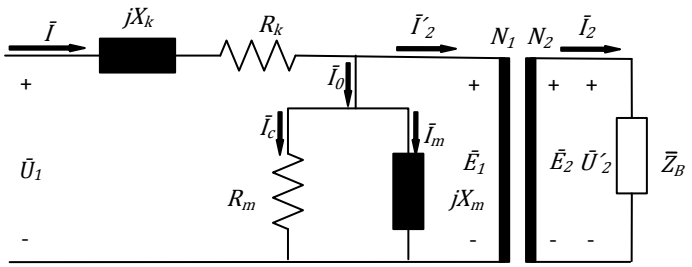
Figur 2.6 Ekvivalent schema med resistans och induktans för sekundärsidan angivna på primärsidan.



Vidare kan det antas att värden för ledningsresistansen och läckinduktansen, som transformeras över, kan summeras med de på den mottagande sidan. Detta trots att kärnans impedans ligger parallellkopplad med lindningen på mottagande sidan, då inverkan på beräkningars precision vid detta antagande är väldigt liten. De summerade lindningsresistanserna och läckinduktanserna betecknas ofta med ett index k, då de fastställs med hjälp av ett kortslutningsprov som beskrivs i *Avsnitt 2.2.2.3*. [9]

Nedan illustreras det slutliga förenklade schemat.

Figur 2.7 Förenklat schema med summerade läckinduktanser och lindningsresistanser.



2.2.2.2. Tomgångsförluster

Förlusterna i transformatorn består av tomgångsförluster och belastningsförluster. De förstnämnda finns alltid med även då transformatorn ej är kopplad till någon last och beror av spänningen samt magnetiseringsresistansen R_m. För att fastställa storleken på tomgångsförlusterna genomförs ett tomgångsprov där primär- eller sekundärsidan matas med märkspänning och den andra lämnas öppen. På så vis utgörs strömmen på den spänningsmatade sidan av magnetiseringsströmmen och ingen ström går genom den i schemat ideala transformatorn. Genom att mäta spänning, ström samt utifrån dessa beräkna den reaktiva och aktiva förlusten erhålls tomgångsförlusten samt att magnetiseringskretsens resistans och induktans kan beräknas utifrån effekterna enligt följande samband. [9]

$$P_0 = U_{1n} I_0 \cos\varphi_0 = \frac{U_{1n}^2}{R_m} \quad [\text{W}] \qquad (2.25)$$

$$Q_0 = U_{1n} I_0 \sin\varphi_0 = \frac{U_{1n}^2}{X_m} \quad [\text{VAr}] \qquad (2.26)$$

2.2.2.3. Belastningsförluster

Belastningsförlusterna beror på hur hårt transformatorn belastas och därmed hur stor ström som matas ut från transformatorn samt det som benämns som kortslutningsimpedansen, Z_k. För att kunna beräkna belastningsförlusten, vid en viss last, behövs därför kortslutningsresistansen samt reaktansen, R_k och X_k, fastställas. För att göra det genomförs ett kortslutningsprov där sekundärsidan kortsluts. Därefter appliceras en spänning på primärsidan som justeras tills strömmen som kan mätas upp på primärsidan, I_{1k}, är lika stor som märkströmmen, I_{1n}. Genom att, som vid tomgångsprov, mäta spänning, ström samt beräkna aktiva och reaktiva förluster så kan kortslutningsresistansen och induktansen beräknas, med avseende på primärsidan, enligt formlerna:

$$P_k = U_k I_{1k} \cos\varphi_k = I_{1n}^2 R_{1k} \quad [\text{W}] \qquad (2.27)$$

$$Q_k = U_k I_{1k} \sin\varphi_k = I_{1n}^2 X_{1k} \quad [\text{VAr}] \qquad (2.28)$$

Anledningen till att tomgångsförlusterna kan försummas vid kortslutningsprovet är att spänningen över magnetiseringskretsen är av mycket mindre storlek vid kortslutningsprov än vid märkdrift, samt att strömmen som går genom den är mycket mindre än den som passerar primärsidan. [9] Detta beror på att magnetiseringsimpedansen är mycket större än kortslutningsimpedansen. [10]

När båda testerna genomförts är både magnetiseringsresistansen samt lindningsresistansen kända. Utifrån dessa kan de båda aktiva förlusterna beskrivas enligt *Ekvationerna 2.29* och *2.30*. I formlerna framgår det hur belastningsförlusterna ökar kvadratiskt med belastningsströmmen på sekundärsidan, som ofta varierar beroende på lasten. Tomgångsförlusterna beror däremot av spänningen, som oftast är relativt konstant.

$$P_0 = \frac{U_{1n}^2}{R_{Fe}} \quad [W] \quad (2.29)$$

$$P_k = R_k(I_2)^2 \quad [W] \quad (2.30)$$

2.2.2.4. Verkningsgrad

När förlusterna i transformatorn är kända kan även dess verkningsgrad uttryckas med avseende på uteffekt på sekundärsidan, P_2, enligt sambandet nedan. [9]

$$\eta = \frac{P_2}{P_2+P_0+P_k} \quad (2.31)$$

Verkningsgraden kan även beskrivas med avseende på hur hårt transformatorn belastas i förhållande till märkeffekten. Genom att implementera belastningsgraden *x* kan uttrycket skrivas om enligt:

$$\eta = \frac{xP_{2n}}{xP_{2n}+P_0+x^2P_{kn}} \quad (2.32)$$

$$x = \frac{P_2}{P_{2n}} = \frac{I_2}{I_{2n}} \quad (2.33)$$

Vid en varierande ström som matas från sekundärsidan men med en konstant effektfaktor kommer en maximal verkningsgrad att uppnås genom att derivera med avseende på belastningsgraden x samt sätta derivatan lika med noll.

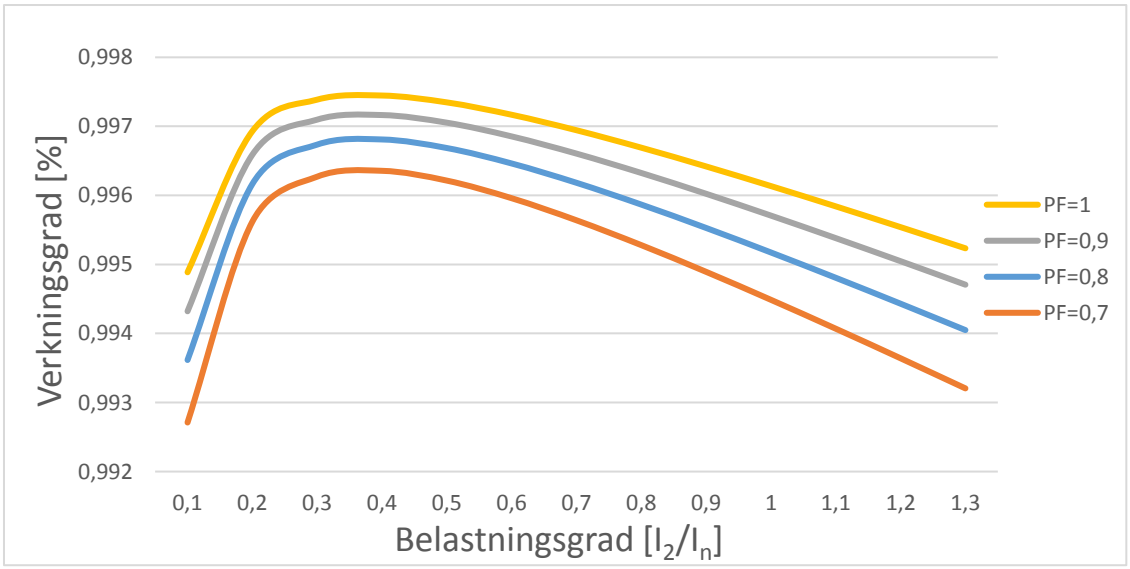
$$\eta'(x) = \frac{d\eta}{dx} = \frac{P_{2n}P_0 - P_{2n}P_{kn}x^2}{(xP_{2n}+x^2P_{kn}+P_0)^2} = 0 \quad (2.34)$$

För uttrycket ovan gäller således att täljaren skall vara lika med noll. Utifrån detta kan belastningsgraden som ger högst verkningsgrad beräknas enligt:

$$P_{2n}P_0 - P_{2n}P_{kn}x^2 = 0 \Rightarrow x^2 = \frac{P_0}{P_{kn}} \Rightarrow x = \sqrt{\frac{P_0}{P_{kn}}} \quad (2.35)$$

I *Graf 2.1* illustreras verkningsgraden för en typisk transformator i matarledningssystemet då belastningsgraden ökar och för olika verkningsgrad hos lasten som kopplas på sekundärsidan.

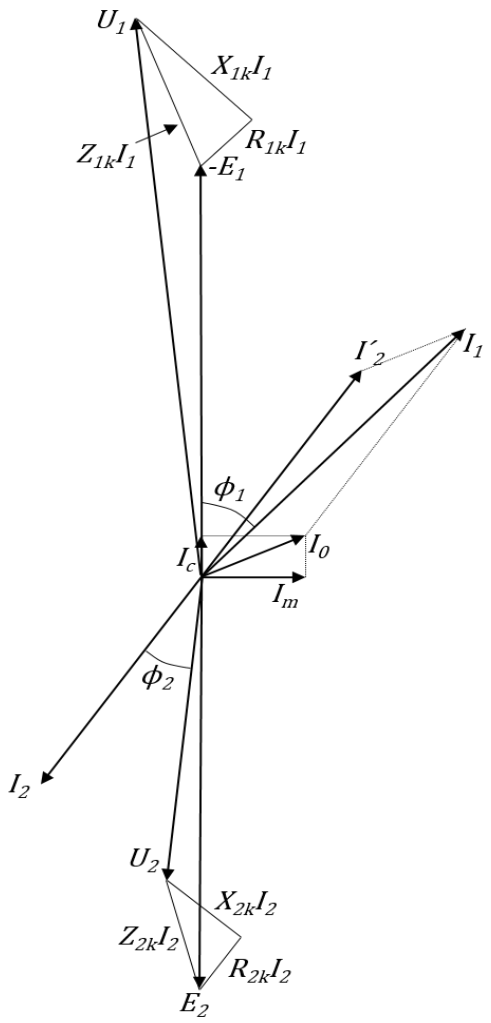
Graf 2.1 Verkningsgrad som funktion av belastningsgrad för olika verkningsgrad hos lasten.



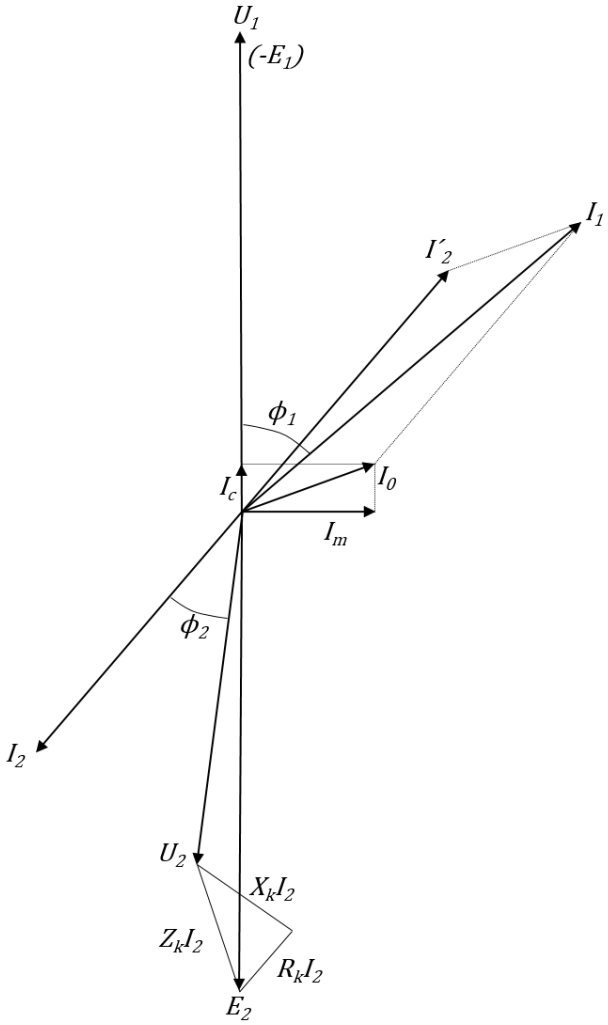
2.2.2.5. Spänningsfall

Som tidigare nämnts uppstår även ett visst spänningsfall över transformatorn som orsakas både av lindningarnas resistanser samt läckinduktanser. Visardiagrammet för spänningsfallet för det ekvivalenta schemat i *Figur 2.5* kan ses i *Figur 2.8*. [11]

Figur 2.8 Visardiagram för ekvivalenta schemat.



Figur 2.9 Visardiagram för förenklat ekvivalent schema.



I visardiagrammen anger U_1 och U_2 spänningen vid inkopplingspunkterna och E_1 samt E_2 den inducerade spänningen över den ideala transformatorn. I_1 anger strömmen på primärsidan och $\bar{I}_2$ strömmen på sekundärsidan, I_0 är tomgångsströmmen som kan delas upp i strömmen som representerar kärnförlusterna, I_c, och magnetiseringsströmmen, I_m. R_k är lindningsresistansen och X_k är läckinduktansen där det i den högra figuren är summan av båda sidor, medan i vänstra anger index 1 och 2 primär- respektive sekundärsidan. Slutligen är ϕ_2 vinkeln för belastningen på sekundärsidan och ϕ_1 är den totala belastningsvinkeln på primärsidan.

Spänningsfallet kommer alltså utgöras av strömmen multiplicerat med impedansen och består därför av en resistiv komponent samt en reaktiv. Med antagandet som förklaras i *Avsnitt 2.2.2.1* angående ekvivalenta schemats förenkling, så kommer summan av båda sidors impedanser att ge upphov till ett totalt spänningsfall hänvisat till antingen primär- eller sekundärsidan. Detta beror då på vilken sida som transformeras till den andra.

Således blir visardiagrammet som i *Figur 2.9* för det förenklade schemat från *Figur 2.7*.

I det förenklade ekvivalenta schemat kan även tomgångsströmmen försummas eftersom magnetiseringsimpedansen är mycket större än kortslutningsimpedansen. [10] Detta innebär då att

strömmen på primärsidan är densamma som sekundärsidans ström då den transformeras över till primärsidan, det vill säga:

$$I'_2 = I_1 \qquad [\text{A}] \qquad (2.36)$$

Efter antagandet om att magnetiseringsimpedansens inverkan kan försummas ser visardiagrammet nu ut som det för ledningsförlusterna i *Avsnitt 2.2.1*. Spänningsfallet kommer därför att vara detsamma enligt formlerna från samma avsnitt men med nya index för transformatorn enligt nedan

$$\Delta U_{längs.1} = R_{1k} I_1 \cos(\varphi_1) + X_{1k} I_1 \sin(\varphi_1) \quad [\text{V}] \qquad (2.37)$$

$$\Delta U_{tvär.1} = X_{1k} I_1 \cos(\varphi_1) - R_{1k} I_1 \sin(\varphi_1) \quad [\text{V}] \qquad (2.38)$$

för primärsidan och för sekundärsidan:

$$\Delta U_{längs.2} = R_{2k} I_2 \cos(\varphi_2) + X_{2k} I_2 \sin(\varphi_2) \quad [\text{V}] \qquad (2.39)$$

$$\Delta U_{tvär.2} = X_{2k} I_2 \cos(\varphi_2) - R_{2k} I_2 \sin(\varphi_2) \quad [\text{V}] \qquad (2.40)$$

Eftersom tvärspänningsfallet ofta är mycket mindre än längsspänningsfallet försummas oftast detta varvid totala spänningsfallet ΔU är som i *Ekvationerna 2.37* och *2.39*. Vid märkning av spänningsfallet brukar dock detta anges i procent av märkspänningen. För att få detta procentuella värde divideras spänningsfallet med märkspänning och multipliceras med 100 enligt nedan, då hänvisat till primärsidan:

$$u_{res} = \frac{\Delta U_1}{U_{1n}} \cdot 100 = \left(\frac{R_{1k} I_1}{U_{1n}} \cdot \cos(\varphi_1) + \frac{X_{1k} I_1}{U_{1n}} \cdot \sin(\varphi_1)\right) \cdot 100 \ [\%] \qquad (2.41)$$

totala spänningsfallet brukar även delas upp i det resistiva samt reaktiva spänningsfallet enligt formlerna nedan

$$u_r = \frac{R_{1k} I_1}{U_{1n}} \cdot 100 \quad [\%] \qquad (2.42)$$

$$u_x = \frac{X_{1k} I_1}{U_{1n}} \cdot 100 \quad [\%] \qquad (2.43)$$

Utifrån detta erhålls sedan följande samband:

$$u_z^2 = u_r^2 + u_x^2 \quad [\%] \qquad (2.44)$$

$$u_z = \frac{Z_{1k} I_1}{U_{1n}} \cdot 100 \quad [\%] \qquad (2.45)$$

I praktiken brukar dock transformatorer märkas med det resistiva spänningsfallet samt kortslutningsspänningsfallet, u_k, vilket är detsamma som impedansspänningsfallet, u_z. Det procentuella spänningsfallet är detsamma för primär- som sekundärsidan vilket innebär att:

$$u_r = \frac{R_{1k} I_1}{U_{1n}} \cdot 100 = \frac{R_{2k} I_2}{U_{2n}} \cdot 100 \quad [\%] \qquad (2.46)$$

$$u_x = \frac{X_{1k} I_1}{U_{1n}} \cdot 100 = \frac{X_{2k} I_2}{U_{2n}} \cdot 100 \quad [\%] \qquad (2.47)$$

$$u_z = \frac{Z_{1k} I_1}{U_{1n}} \cdot 100 = \frac{Z_{2k} I_2}{U_{2n}} \cdot 100 \quad [\%] \qquad (2.48)$$

2.3. Mätsystem

Inom Trafikverket finns olika system för mätning av parametrar kopplade till elkraft, signal och andra tekniksslag.

För mätning av elkraftsparametrar finns ett mätsystem (mätsystem 1) som bland annat nyttjas till driftövervakning. Det här medför att vissa parametrar inte alltid mäts med tillräckligt hög precision. För att analysera effektflöden krävs noggrant uppmätta värden. Mätvärdets noggrannhet beror delvis på mätinstrumentets precision och eventuellt dödband, vilket är det område som förhindrar registrering av nya unika mätvärden. Då till exempel spänningen kan variera väldigt lite så kan samma mätvärde registreras under flera mätningar, även om spänningen har förändrats inom mätinstrumentets dödband. Alltså uppdateras inte det uppmätta värdet om inte en ”tillräckligt” stor skillnad i mätvärdet har skett. Om inte tillräckligt små förändringar tas med i mätvärdena minskar dess precision.

Trafikverket har införskaffat nya mätinstrument (mätsystem 2) som tidigare implementerats i kontaktledningsnätet, men implementeras nu även på delsträckan som ska undersökas i matarledningssystemet. Till skillnad från de nuvarande kommunikationsenheterna ska dessa ha en högre upplösning och möjliggöra synkroniserad fasmätning. Dessa förbättringar kommer att ge noggrannare resultat vid felanalys och förlustberäkningar på en delsträcka av matarledningssystemet. Den stora fördelen med de nya mätinstrumenten är att alla mätvärden är tidssynkroniserade, vilket gör det möjligt att lättare identifiera problem vid eventuella fel i systemet.

Mätvärden som registreras i mätinstrumenten skickas till en databas som samlar mätdata och illustrerar olika parametrar i grafer. En fördel med de nya mätinstrumenten är att det finns många fler funktioner vid analys av kraftsystemet. Mätvärden kan exporteras för vidare analys i externa programvaror.

Mättransformatorerna som används för mätsystem 1 och mätsystem 2 är desamma, men det är just hur parametrarna registreras som skiljer sig åt och det är här skillnaden i precision förändras mellan mätsystemen. Till skillnad från mätsystem 1 så har mätsystem 2 inget dödband, vilket kommer att ge en högre upplösning på mätvärdena. En annan faktor till en högre precision är att intervall mellan mätningar är på sex sekunder, medan mätsystem 1 har ett intervall på tio sekunder. Om fler mätningar utförs på ett visst tidsintervall kommer det att ge en noggrannare illustrering av hur en parameter varierar med tiden.

Trafikverket följer Svensk Elstandard angående mätningars noggrannhet. Vid utförda mätningar i omformar- och transformatorstationer kommer osäkerheter att uppstå i mättransformatorn, AD-omvandlaren och vid signal- och databehandling. [12] Noggrannheten i mättransformatorerna som är av klass 0,2 varierar med vilken ström som mäts i förhållande till dess märkström, enligt standard kan felet i mätningen variera mellan 0,2-0,75 %. [13] Vid mätning av spänningen med induktiva spänningstransformatorer kan ett spänningsfel på 0,2 % uppstå. [14]

Vid omvandling av den analoga signalen till en digital i mätinstrument 1 och 2 uppstår även där ett mätfel som kan uppskattas till 0,1 %, enligt klass A i standard över hur noggranna mätningar ska vara med mätinstrument. [15]

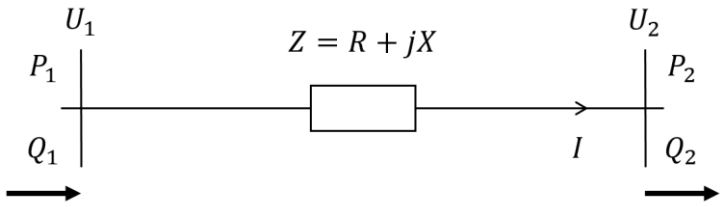
Vanligtvis används instrumenten för mätsystem 2 i 50 Hz nätet. För att mätningar ska fungera för tågnätets frekvens på 16⅔ Hz så har mätsystem 2 anpassats genom att synkronisera mätningen av frekvensen på 50 Hz-nätet. Genom att sampla mätvärden under 12 perioder för 50 Hz och 4 perioder för 16⅔ Hz utförs samplingsperioden under lika lång tid, annars är mätsystemets standardinställning att sampla mätvärden under 10 perioder för 50 Hz. [16]

2.4. Effektflöden

Då tågbanans elnät har en varierande last kommer spänningsfallet över kontaktledningen hela tiden vara i förändring, vilket kommer att påverka matarledningssystemet. För att kunna kompensera det varierande spänningsfallet behövs omformarstationer som kan utföra spänningsreglering, vilket gör att man kan kontrollera det reaktiva effektflödet över transmissionsledningen. Spänningskompoundering påverkar effektflödet genom att minska eller höja spänningsskillnaden mellan två noder och överför effekt till den nod med lägst spänningsnivå. Spänningsregleringen påverkar främst det reaktiva effektflödet men kommer även ha en viss påverkan på den aktiva effekten. För att kunna reglera aktiva effektflödet kan omformarstationerna istället kontrollera fasvinkeln, vilket är möjligt med roterande omformare, men går att kontrollera bättre med statiska omriktare. [3] Vinkeln kommer dock att variera beroende på lasten, både för omformare och omriktare.

Genom att låta nod 1 avancera nod 2, vilket innebär att man ändrar vinkelkarakteristiken mellan noderna, kommer aktiv effekt att överföras till nod 2. Då aktiv effekt transporteras från en nod kommer den även att motta reaktiv effekt. Detta leder till att en omformarstation som är hårt belastad kommer att påverkas även av den reaktiva effekten. Men genom att kombinera spänningskompoundering med fasvinkelsreglering kan den reaktiva effekten minimeras och minska belastningen på en redan hårt belastad omformarstation. Under optimal drift ska två närliggande omformarstationer fördela lasten lika.

Figur 2.10 Illustration av effektöverföring mellan två noder.



För att beräkningar av effektflödet ska kunna genomföras måste impedansen mellan omformarstationerna vara känd. Förlusterna som förekommer mellan omformarstationerna är ledningsförluster och spänningsfallet över transformatorerna. Därav är linjeimpedansen och transformatorimpedanserna den totala impedansen $\bar{Z}$ mellan två noder. Om spänningen mellan noderna är känd kan den komplexa strömmen på linjen tecknas som:

$$\bar{I} = \frac{\bar{U}_1 - \bar{U}_2}{\bar{Z}} \quad [\text{A}] \qquad (2.49)$$

$$\bar{Z} = R + jX \quad [\Omega] \qquad (2.50)$$

Då spänningarna och strömmen är känd kan den aktiva och reaktiva effekten beräknas i den sändande och mottagande änden enligt:

$$P_1 = \frac{|U_1|^2}{|Z|}\cos(\gamma) - \frac{|U_1||U_2|}{|Z|}\cos(\gamma + \delta_1 - \delta_2) \quad [\text{W}] \qquad (2.51)$$

$$P_2 = -\frac{|U_2|^2}{|Z|}\cos(\gamma) + \frac{|U_1||U_2|}{|Z|}\cos(\gamma - \delta_1 + \delta_2) \quad [\text{W}] \qquad (2.52)$$

$$Q_1 = \frac{|U_1|^2}{|Z|}\sin(\gamma) - \frac{|U_1||U_2|}{|Z|}\sin(\gamma + \delta_1 - \delta_2) \quad [\text{VAr}] \qquad (2.53)$$

$$Q_2 = -\frac{|U_2|^2}{|Z|}\sin(\gamma) + \frac{|U_1||U_2|}{|Z|}\sin(\gamma - \delta_1 + \delta_2) \quad [\text{VAr}] \qquad (2.54)$$

där P_1 och P_2 är den aktiva effekten vid respektive nod, Q_1 och Q_2 är den reaktiva effekten vid respektive nod, V_1 och V_2 är spänningen vid respektive nod, γ är impedansvinkeln, δ_1 och $\delta_2$är vinkeln vid respektive nod. [8]

I beräkningarna för aktiv och reaktiv effekt ska nodernas vinkelskillnad δ_d beaktas var på dess tecken avgör om noden sänder eller mottar effekt. Då vinkeln är negativ så avancerar nod 1 jämfört med nod 2 och om värdet på effekten vid en nod är negativ mottas effekt.

$$\delta_d = \delta_1 - \delta_2 \qquad [^o] \qquad (2.55)$$

För att på ett enkelt sätt visa hur styrning av effekt beror på spänningsskillnaden och vinkelskillnaden, är spänningen satt till 132 kV i det här exemplet och grundfasläget noll grader vid sändande ände. I *Tabell 2.2* har mottagande ände olika värden på spänningen och vinkeln för att visa hur effektflöden kan kompenseras för att minska de reaktiva effektflödena på sträckan. På så vis minskas även belastningen på en omformarstation. Principen kan tillämpas åt båda riktningar, så att önskad effekt kan transporteras dit den behövs.

Beräkningar i följande tabell är utförda av tidigare nämnda ekvationer som beräknar aktiv och reaktiv effekt:

Tabell 2.2 Exempelvärden för illustration effektstyrning.

	$\boldsymbol{U_1 = 132\ °0\ kV}$		$\boldsymbol{Z = 17 + j21\ \Omega}$		
$\boldsymbol{U_2[kV]}$	$\delta_1 - \delta_2$ [°]	$P_1[MW]$	$Q_1[MVAr]$	$P_2[MW]$	$Q_2[MVAr]$
132,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
132,0	-1,00	4,40	-3,50	-4,34	-3,58
131,0	0,00	1,54	1,90	-1,53	1,88
131,0	-0,50	3,72	0,15	-3,69	0,12
130,0	0,00	3,07	3,80	-3,03	3,74
130,0	-1,00	7,41	0,35	-7,30	0,21
129,0	0,00	4,61	5,70	-4,51	5,57
129,0	-1,50	11,09	0,59	-10,85	0,29
127,0	-2,5	18,4	1,2	-17,7	0,4
126,0	-3,0	22,0	1,6	-21,1	0,4
125,0	-4,0	27,8	0,5	-26,3	-1,4

Genom vinkelstyrning och spänningskompoundering kan stora effektflöden åstadkommas. Dessa begränsas dock av transformatorerna som matar matarledningssystemet. De har en viss märkeffekt som ej bör överstigas under en längre tid för att minska risken för slitage och skador på transformatorerna.

2.4.1. Mätning av vinkel

I omformarstationerna sitter det PMU:er som är synkroniserade efter GPS-systemets systemtid. Genom alla mätstationer kan man i realtid få en överblick på hur alla fasvinklar står sig mot varandra. Mätningen av fasvinkeln utförs på 50 Hz nätet, så för att få korrekta mätvärden på 16⅔ Hz-sidan delas det uppmätta värdet med tre för rätt förhållanden. [3]

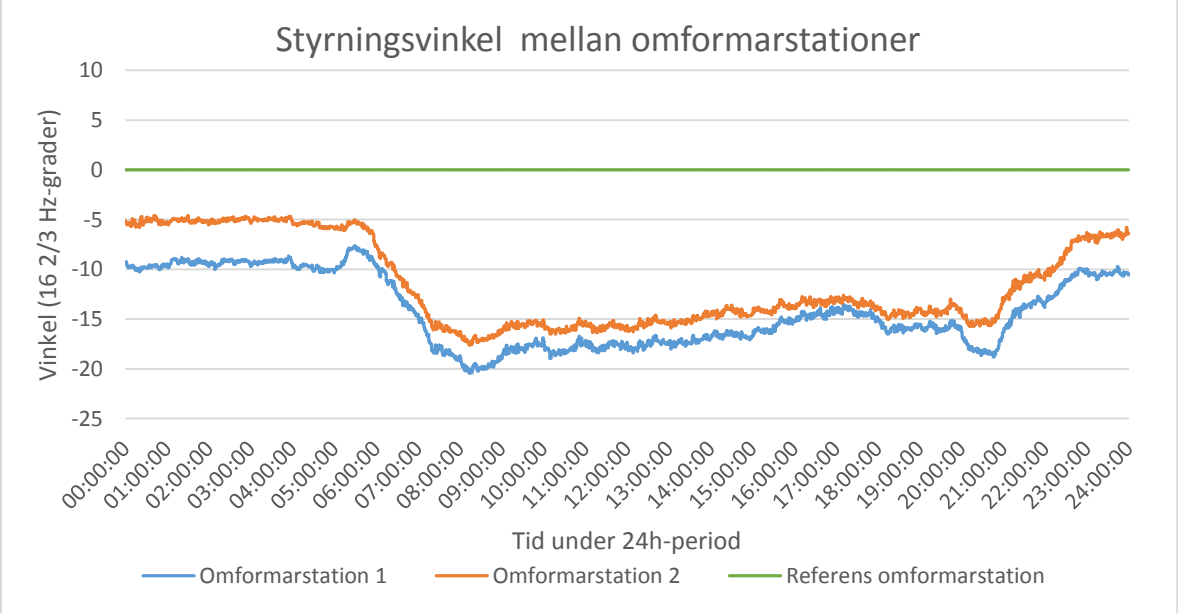
2.4.2. Styrning av effektflöden

Eftersom att systemet har värden på alla fasskillnader så kan det genom vinkelstyrning få nollgenomgången på enfassidan att infalla ungefär samtidigt i alla omformarstationer då nätet är obelastat. Vinkeln som då styrs kallas tomgångsvinkel. Som tidigare beskrivits i *Avsnitt 2.1.2.* finns det en roterande omformare i matarledningssystemet som används som referens. De omformarstationer med statiska omriktare kan justera sitt grundfasläge mot referensen för att undvika det svenska elnätets fallande vinkel från norr till söder som har direkt påverkan på matarledningssystemet.

Det finns flera delar i effektstyrningssystemet som har i uppgift att sköta olika uppgifter i styrningen. Kompensationsstyrning är det program som justerar vinkelskillnaderna mellan omformarstationernas tomgångsspänningar så att de följer den omformarstation som är referens. Normalt brukar vinkelskillnaden mellan omformarstationerna upprepa sig på dygnsbasis samt variera med tiden under ett dygn, under dagen ökar vinkelskillnaden jämfört med under natten. Då det inte går att förutse hur vinkelskillnaden kommer att ändras utgår programmet från statistiska värden som kompensationsstyrningen därefter styr vinklarna efter. Dessa prognoser över kommande värden sammanställs sedan i tabeller om en vecka, som skickas till varje omformarstation där själva kompensationen sker. [3]

Då kompensationsstyrningen och styrvinkeln går efter ett statistiskt medelvärde för den tidpunkten samma veckodag de sex föregående veckorna, så kan inte programmet justera plötsliga förändringar som till exempel snabba väderomslag eller omläggningar i 50 Hz-nätet. För det har man korrektionsstyrning som undviker för stora vinkelskillnader genom att jämföra de förutsedda värdena, från tabellerna, med de aktuella mätvärdena. Systemet kan korrigera avvikelsen, som normalt inte brukar vara så stor och varierar relativt långsamt, från 0 till 100 %. I *Graf 2.2* visas styrvinkeln för de båda omformarstationerna efter både kompensations- och korrektionsstyrningen, där den minskar under dagtid för att kompensera mot den normalt ökande vinkeln. [3]

Graf 2.2 Beräknad styrvinkel för de två omformarstationerna under ett dygn.



Av olika skäl kan mätvärden från mätinstrumenten inte registreras vid vissa tillfällen, vilket kan bero på att PMU:erna till exempel inte hittar någon signal med GPS-satelliterna. För att korrektionsstyrningen ska vara möjlig måste aktuella mätvärden finnas för att kunna korrigera avvikelserna. Systemet hanterar problemet på så sätt att det använder sig av det senaste aktuella mätvärdet. Hur länge det är giltigt går att ställa in och bör inte överskrida mer än några timmar, då värdet kan ha en stor avvikelse från det aktuella värdet. [3]

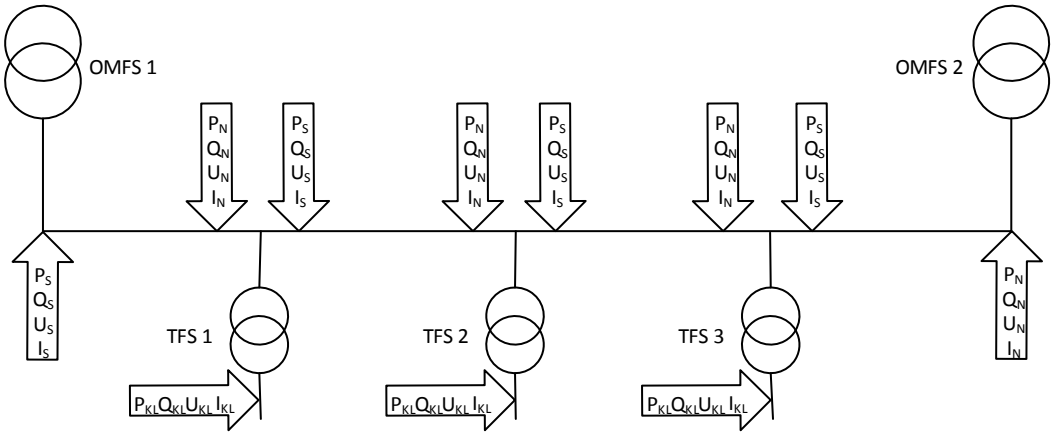
Kompensations- och korrektionsstyrningens säkerställer därmed att omformarstationerna har samma eller väldigt lika tomgångsvinkel, vilket medför att de effektflöden som överförs från 50 Hz-nätet motverkas. Med vinkelstyrningen kan även en omformarstation stärkas eller försvagas i förhållande till kringliggande stationer. Genom att skapa en färdig tabell med värden för vinkeln (programstyrning) eller ställa in ett fast värde manuellt (tillsatsstyrning) kan vinkeln för en enskild station styras. På så vis kan avsiktliga effektflöden skapas för att till exempel förstärka en försvagad station. [3]

Även spänningen kan styras manuellt eller genom tabeller. Om inte spänningen ändras då vinkeln gör det kommer flödet av aktiv effekt till en station besvaras med ett flöde av reaktiv effekt från stationen. Genom att kombinera styrning av vinkel och spänning uppnås flöden av aktiv effekt utan korresponderande reaktiva flöden vilket syns i *Tabell 2.2*.

3. Metod

I följande avsnitt beskrivs sammanställningen av mätdata samt tillvägagångssätt av hur arbetet utförts. De olika beräkningsmetoderna beskrivs samt vilka aspekter som analyserats för att jämföra de båda mätsystemen. I *Figur 3.1* visas en bild över delsträckan som mätningarna utförs på med en omformarstation i vardera ände, samt de tre transformatorstationerna emellan dem. I pilarna anges de storheter som mäts av båda mätsystemen, där indexet anger om det är i södergående riktning (S), norrgående (N) eller för transformatorstationer anges om det är i riktning mot kontaktledningssidan (KL). För mätsystem 2 mäts även effektfaktorn i alla punkter. Matarledningssystemet har sin nordligaste ände i omformarstation 1 men fortsätter söder om omformarstation 2. Detta har dock ingen direkt inverkan på de mätningar som utförs men kan vara bra att ha i åtanke vid analys.

Figur 3.1 Den del av matarledningssystemet som analyserats med alla mätpunkter representerade av pilarna.



3.1. Verktyg

För att hantera mätvärden har Microsofts kalkyleringsprogram Excel nyttjats och för figurer som finns i arbetet har Microsoft Visio brukats.

3.2. Arbetsmetod och mätdata

Olika beräkningsmodeller och antaganden som använts för att beräkna förluster med olika parametrar beskrivs i detalj.

3.2.1. Sammanställning av mätdata

Mätdata som har använts i arbetet har hämtats från databaser som lagrar alla mätningar och beräkningar som utförs i mätsystem 1 och 2. Under olika perioder har mätdata hämtats ut i serier av olika längd. Då mätningar endast kan utföras med effektstyrningssystemet på eller av har mätdata samlats in för en fast period då systemet är på, varpå det sedan slagits av under samma periodlängd och därefter har mätdata för den nya perioden samlats in.

Mätdatat tillhandahålls via Excelfiler där varje rad innehar en tids- och datumstämpel för det hämtade värdet och kolumnerna utgörs av ström, spänning, aktiv samt reaktiv effekt i olika riktningar från de olika stationerna. I mätsystem 2 finns även möjligheten att hämta ut effektfaktorn vid varje mätning och därav har även denna data samlats in, vilket saknas i mätsystem 1.

Första mätvärdena hämtades för en vecka då effektstyrningssystemet var igång. Därefter hämtades mätvärden då effektstyrningssystemet var av under en vecka. Vid analys av mätdata upptäcktes dock avvikelser som orsakade komplikationer, vilket innebar att nya mätdata behövde hämtas ut.

Utifrån en justering i systemet utfördes en ny hämtning av mätvärden då effektstyrningssystemet var på mellan 4/4-17 och 7/4-17 och sedan 18/4-17 till 21/4-17 då effektstyrningssystemet var av. Här har endast en period på tre dygn analyserats då en störning i matarledningssystemet har påverkat den vecka som var planerad för analys av mätvärden.

När mätvärden hämtades från mätsystem 2 noterades att flera mätvärden ej registrerats med jämna mellanrum under vissa tidsperioder, Dessa har åtgärdats genom att ta medelvärdet av det föregående mätvärdet och det efter det oregistrerade mätvärdet.

3.2.2. Energiberäkningar baserat på energiflöden

För att kalkylera energibesparingar i matarledningssystemet har energiflöden analyserats. Den aktiva och reaktiva effekten hämtades från mätsystemen med olika mätningsintervall genom mätning av fasströmmen, fasspänningen och fasvinkeln.

Vid analys av energiflödena i systemet jämförs mätvärdena från både mätsystem 1 och 2. Mätningar utfördes under en period med effektstyrning på och en då den var av, för att kunna jämföra vilka energibesparingar som åstadkommits. För att de uppmätta värdena mellan mätsystemen ska kunna jämföras är det viktigt att inga större driftstörningar har skett då mätningar utfördes.

För att analysera energiflödet under en period tas summan fram för mottagen och skickad effekt för varje matningspunkt. Mottagen effekt registreras som ett negativt mätvärde och skickad effekt som positivt. Genom att summera de negativa respektive positiva värdena separat fås den totala mottagna och skickade effekten vid matningspunkten, för den uppmätta perioden. Då intervallet mellan mätningar är olika i mätsystem 1 och 2 måste summan av alla mätvärden multipliceras med intervalltiden, för att få den energi som förbrukas i varje sekund. Genom att sen dividera antalet sekunder på en timma fås den totalt förbrukade energin i megawattimmar.

Summering av den mottagna och skickade energin i en matningspunkt ger nettoflödet av energin. Med detta värde kan man beräkna last- och transformatorförluster, genom att studera nettoflödet av energi i båda riktningar vid transformatorstationen på högspänningssidan. För att beräkna transformatorförluster kan man sedan ta differensen mellan inkommande energi på matarledningen och utskickad energi från transformatorn till kontaktledningen.

Nettoflödet av energin vid omformarstationerna ger ett värde på hur stor energi som matas in i systemet. Utifrån dessa värden som beräknats kan energiskillnaden mellan olika punkter fås fram vilket representerar lednings-, last- och transformatorförluster. Genom att jämföra den totala energin som matas in och ut i systemet får man den totala energiförlusten och hur lastdelningen mellan omformarstationerna ser ut.

3.2.3. Beräkning av ledningsförluster

Utifrån mätvärden från mätsystem 1 och 2 har en jämförelse av dessa utförts då effektstyrningssystemet är på och av. Den aktiva- och reaktiva effektförlusten beräknas med olika metoder genom att känna till strömmen som flyter genom ledningen, spänningen samt ledningens impedans. Då ledningssystemet består av två faser måste man ta i åtanke att effekten transporteras via två ledningar parallellt, i alla beräkningar antas strömmen flyta genom dessa symmetriskt. Anledningen till antagandet beror på begränsningen att strömmen endast mäts på en av faserna.

Då enfastransformatorerna är mittpunktsjordade på 132 kV högspänningssidan så kommer halva spänningen att fördelas på de två faserna i matarledningssystemet, kretsschemat för matarledningssystemets uppbyggnad illustreras i *Bilaga A*. Detta medför att man måste beräkna ledningsförlusterna över en ledning. Då antagandet gjorts att strömmen flyter symmetriskt mellan de två faserna så kan ledningsförlusterna över en ledning multiplicerat med en faktor två för att få de totala ledningsförlusterna.

Genom att beräkna den aktiva- och reaktiva effektförlusten vid båda ändar av en transmissionsledning, alltså vid omformar- eller transformatorstationerna, kan ett medelvärde tas fram av dessa värden för att få ett så realistiskt värde som möjligt av effektförlusten.

3.2.3.1. Ledningsmodell med försummad kapacitans och uppmätt ström

Den enklaste beräkningen av ledningsförlusterna görs genom att försumma kapacitanserna, vilket ger en ledningsmodell för korta ledningar, samt med den uppmätta strömmen utan korrigering. Utifrån den uppmätta strömmen används då *Ekvation 2.12* och *2.13* för att beräkna de förluster som förekommer på transmissionsledningen.

3.2.3.2. Ledningsmodell med kapacitans och korrigerad ström

Då π-modellen för medellånga ledningar används kommer strömmen på transmissionsledningen att påverkas av kapacitansen, beroende på om ledningen producerar eller konsumerar reaktiv effekt. Som man kan se i *Figur 2.2* är den sammanklumpade kapacitansen över ledningen fördelad med hälften vid varje nod. Därav måste strömmen $\bar{I}_{C1}$ som går genom shuntkapacitansen beräknas för att få fram strömmen $\bar{I}_1$ som går igenom transmissionsledningen, vilket beräknas med *Ekvation 2.10* i *Avsnitt 2.2.1*. $\bar{I}_1$ beräknas sedan fram med hjälp av *Ekvation 2.9*, som används för att beräkna de aktiva och reaktiva förlusterna med *Ekvationerna 2.12* och *2.13*.

3.2.3.3. Ledningsmodell med försummad kapacitans och uppmätt spänning och effekter

En tredje metod för att beräkna ledningsförlusterna i arbetet är genom att använda sig av den uppmätta spänningen samt den aktiva och reaktiva effekten. Utifrån dessa parametrar kan sedan förlusterna beräknas enligt *Ekvation 2.15* och *2.16*.

3.2.4. Beräkning av transformatorförluster

På delsträckan sitter det tre 16 MVA transformatorer som matar effekt ut på kontaktledningen. I *Tabell 3.1* anges parametrar för beräkning av belastningsförluster. I transformatorerna förekommer även tomgångsförluster, men dessa har inte tagits i hänsyn vid beräkning då dessa förluster är relativt lika med eller utan effektstyrningssystemet.

Tabell 3.1 Parametrar för 16 MVA transformator.

Märkeffekt	16 MVA
Märkspänning	16,5/132 kV
Procentuella kortslutningsresistansen	0,37 %
Procentuella kortslutningsreaktansen	5,2 %

Då belastningsförlusterna över transformatorn beräknas med strömmen på lågspänningssidan, måste även alla parametrar hänvisas till lågspänningssidan. Märkströmmen beräknas genom att dividera märkeffekten med märkspänningen, medan kortslutningsresistansen och kortslutningsreaktansen beräknas enligt *Ekvation 2.46* och *2.47* i *Avsnitt 2.2.2.5*.

Belastningsförlusterna beräknas enligt *Ekvation 2.30*, där de reaktiva effektförlusterna beräknas med kortslutningsreaktansen istället för kortslutningsresistansen. Detta görs för alla mätvärden som sedan summeras och beräknas om för att få den energi som förbrukas under mätperioden.

3.2.5. Jämförelse av tidssynkronisering och inverkan av dödband

För att jämföra båda mätsystemens tidssynkronisering analyseras ett kortare intervall om fem minuter. För att enkelt illustrera synkroniseringen i vardera system ritas grafer över effekten ut från en station på ledningssträckan samt även effekten in i den station söder om ledningssträckan. På så vis kan synkroniseringen och eventuell inverkan från dödbandet avläsas utifrån hur väl linjerna i graferna matchar. Eftersom referensriktningen av effekten avgörs utifrån om värdet är positivt eller negativt används absolutbeloppet i graferna. På så vis visas både skickad och mottagen effekt som positiva vilket medför ett bättre utgångsläge för jämförelse. Om inte absolutbeloppet använts hade den ena grafen liknat spegelbilden av den andra vilket gör det svårare att jämföra deras utseende.

3.2.6. Jämförelse av effektbalanser i matarledningssystemet

För att skapa en uppfattning om effektbalansen i systemet vid varje mättillfälle genomförs tre beräkningar för varje mätpunkt:

- Effekten in på ledningen minus effekten ut från ledningen
- Summan av inmatad och utmatad effekt från matarledningen till transformatorstationen minus utgående effekt till kontaktledningen.
- Summan av inmatad effekt från omformarstationerna minus den totala effekt som matas ut genom de tre transformatorstationerna.

Den första beräkningen ger effektbalansen över ledningen, det vill säga om effekten som matas in på ledningen är större än vad som plockas ut i andra änden. Detta gäller dock endast för aktiv effekt då det kan produceras reaktiv effekt på ledningen enligt *Ekvation 2.19* i *Avsnitt 2.2.1*. Den andra beräkningen anger hur mycket förluster det blir i transformatorn och den sista anger de totala förlusterna i hela systemet, alltså summan av alla lednings- och transformatorförluster.

Då mestadels av förlusterna förväntas vid överföringen på ledningarna mellan stationerna så ritas även grafer över dessa upp. I dessa ritas absolutvärden av inmatad och utmatad effekt upp samt differensen mellan dessa. Genom att rita upp differensen syns det tydligt om förlusterna är relativt konstanta eller om det finns något som orsakar stora förändringar i förlusterna.

3.3. Energi och miljö

Trafikverkets mål med effektstyrningssystemet är delvis en besparing ur ekonomisk synpunkt, men även för att en minskning av koldioxidutsläpp per år ska åstadkommas. Till tågnätets kunder levereras grön el som ej har några utsläpp av koldioxid. För övriga externa samt interna kunder köps elenergi baserad på nordisk residualmix, vilket kalkylerade energiförluster i rapporten har baserats på. Nordiska residualmixen har inga ursprungsgarantier utan består av förnyelsebar såväl som icke förnyelsebar el. Koldioxidutsläppet per kilowattimme är 336,39 gram per år 2015 och används i resultatdelen för att beräkna den årliga koldioxidutsläppsbesparingen, vilket görs genom att slå ut den energibesparing som gjorts under en mätperiod på ett år. [17]

4. Resultat

I följande kapitel presenteras de resultat som framkom under arbetets gång med hjälp av de metoder som beskrivs i föregående kapitel. I avgränsningarna har ett antagande gjorts angående att lasten under mätperioderna antas vara lika stor, vilket är en förutsättning för jämförelse mellan mätperioderna. Detta styrks av nedanstående *Tabell 4.1* som visar den totala energi som matats ut genom transformatorerna under båda mätperioderna.

Tabell 4.1 Utmatad energi från alla transformatorstationer.

Utmatad energi under mätperiod	*Mätsystem 1*	*Mätsystem 2*
EFS AV [MWh]	255,0	265,6
EFS PÅ [MWh]	265,9	275,5
Skillnad utmatad energi under mätperioder [%]	4,3	3,8

Då den årliga förlusten samt besparingen angivits är dessa värden baserade på en extrapolering av mätperioden över hela året. Det vill säga att de tre dagar då mätningar utförts får representera ett helt år.

4.1. Förlustberäkningar utifrån energiflöden

Energiförlusterna kan tas fram genom att analysera energiflödena i systemet, vilket tagits fram i *Tabell 4.2*. När dessa jämförs mellan mätsystemen, i *Bilaga B*, kan man konstatera att differensen mellan mätvärdena är väldigt stor. Vid jämförelse mellan de två mätsystemen ser man att den inmatade och utmatade effekten på delsträckan är lika varandra, men förlusterna på ledningarna och transformatorerna kan avvika i stor grad. I *Bilaga C* kan det observeras att vissa delsträckor har ett positivt värde, vilket betyder att delsträckan enligt mätvärdena producerar effekt.

Tabell 4.2 Totala förluster i systemet vid analys av energiflöden.

	Mätsystem 1		*Mätsystem 2*	
	EFS AV	EFS PÅ	EFS AV	EFS PÅ
Tre dagar - Inmatad energi [MWh]	242,62	249,87	268,35	278,74
Tre dagar - Utmatad energi [MWh]	254,96	265,90	265,56	275,54
Ett år - Inmatad energi [GWh]	29,52	30,40	32,65	33,91
Ett år - Utmatad energi [GWh]	31,02	32,35	32,31	33,52
Energiförluster [MWh]	-1501,86	-1950,31	339,90	388,21
Förlust i procent [%]	-5,09	-6,42	1,04	1,14

4.2. Ledningsförluster baserat på:

I detta avsnitt presenteras resultaten från de olika beräkningsmetoder som använts för att fastställa ledningsförlusterna på den undersökta sektionen av matarledningssystemet. Resultatet presenteras i tre av fyra beräkningsmetoder för båda mätsystemen och i det fjärde endast för mätsystem 2, anledningen till detta är att mätsystem 2 ger ett uppmätt värde för vinkel mellan spänning och ström vilket inte mätsystem 1 gör. Eftersom strömmarna beräknas komplext så krävs vinkeln för att rätt resultat ska uppnås.

4.2.1. Ledningsmodell med försummad kapacitans och uppmätt ström

När man tar summan av alla effektförluster och jämför dessa då effektstyrningssystemet är av respektive på ser man en skillnad i både mätsystem 1 och 2, vilket indikerar att styrning av vinkel ger en effektbesparing.

Enligt beräkningar, där man jämför den aktiva effekten, kan en effektbesparing av alla aktiva förluster på 33,9% åstadkommas, enligt mätsystem 2, då effektstyrning är påslagen. Mätsystem 1 verifierar en minskad effektförlust på 39,7%.

Enligt *Tabell 4.3* kan man se den årliga energibesparingen på 195,6 respektive 209,6 MWh med effektstyrningssystemet påslaget. Den besparade energin leder till att koldioxidutsläppen minskar med 65,8 respektive 70,5 ton årligen och en ekonomiskbesparing på cirka 87 520 samt 93 770 kronor per år.

Tabell 4.3 Förlustberäkningar utifrån ledningsmodell med försummad kapacitans och uppmätt ström.

	Mätsystem 1	Mätsystem 2
Tre dagar - EFS AV [MWh]	4,3	4,7
Tre dagar - EFS PÅ [MWh]	2,6	3,1
Årlig förlust - EFS AV [MWh]	528,3	577,1
Årlig förlust - EFS PÅ [MWh]	318,7	381,5
Energibesparing med EFS [MWh]	209,6	195,6
Koldioxidbesparing med EFS [Ton]	70,5	65,8
Ekonomiskbesparing med EFS [Kr]	93 767,4	87 523,9
Minskad energiförlust[%]	39,7	33,9

I *Bilaga D* kan man se hur stora ledningsförluster det är på varje delsträcka och de totala ledningsförlusterna.

4.2.2. Ledningsmodell med kapacitans och korrigerad ström

Då ledningens kapacitans kommer ha en noterbar påverkan, enligt beskrivning i *Avsnitt 2.2.1*, har en korrigering gjorts där strömmen genom resistansen varierar från den uppmätta vid varje station. Strömmen korrigeras utifrån teorin kring ekvivalenta π-modellen, enligt *Ekvation 2.9*. Därav ger beräkningarna andra värden för förlusterna än i föregående avsnitt. Här har bara beräkningar för mätsystem 2 genomförts eftersom detta anger effektfaktorn mellan aktiv och reaktiv effekt, som enkelt kan omräknas för att ge vinkeln. Den vinkel som använts är för grundtonen och bortser alltså från övertoner och störningar.

Utifrån *Tabell 4.4* kan en besparing på 212 MWh per år utläsas, vilket skulle innebära en årlig koldioxidbesparing på 71,3 ton och en kostnadsbesparing på cirka 94 870 kronor. Denna effektbesparing innebär även en minskad effektförlust på 36,5 %.

Tabell 4.4 Förlustberäkningar utifrån ledningsmodell med kapacitans och korrigerad ström.

	Mätsystem 2
Tre dagar - EFS AV [MWh]	4,8
Tre dagar - EFS PÅ [MWh]	3,0
Årlig förlust - EFS AV [MWh]	581,4
Årlig förlust - EFS PÅ [MWh]	369,3
Energibesparing med EFS [MWh]	212,0
Koldioxidbesparing med EFS [Ton]	71,3
Ekonomiskbesparing med EFS [Kr]	94 870,7
Minskad energiförlust [%]	36,5

4.2.3. Ledningsmodell med försummad kapacitans och uppmätt spänning och effekter

Då båda mätsystemen anger värden för uppmätt spänning samt aktiv och reaktiv effekt, vid varje mätpunkt, kan dessa användas för att göra enkla beräkningar på effektförlusterna på ledningen enligt *Ekvation 2.15* i *Avsnitt 2.2.1*.

I *Tabell 4.5* kan en energibesparing på 199,5 MWh noteras för mätsystem 1 och 212,9 MWh för mätsystem 2. För mätsystem 1 skulle energibesparingen motsvara en koldioxidbesparing på 67,1 ton per år och en kostnadsbesparing på 89 260 kr för samma period. För mätsystem 2 innebär den något högre besparingen en ökning i besparing för både koldioxid på 71,6 ton och i kostnad på 95 260 kronor, båda under ett års förlopp. Båda två har en snarlik energibesparing i procent på 42,6 % för mätsystem 1 och 44 % för mätsystem 2.

Tabell 4.5 Förlustberäkningar utifrån ledningsmodell med försummad kapacitans och uppmätt spänning, aktiv samt reaktiv effekt.

	Mätsystem 1	Mätsystem 2
Tre dagar - EFS AV [MWh]	3,8	4,0
Tre dagar - EFS PÅ [MWh]	2,2	2,2
Årlig förlust - EFS AV [MWh]	468,0	484,1
Årlig förlust - EFS PÅ [MWh]	268,5	271,2
Energibesparing med EFS [MWh]	199,5	212,9
Koldioxidbesparing med EFS [Ton]	67,1	71,6
Ekonomiskbesparing med EFS [Kr]	89 256,5	95 259,8
Minskad energiförlust [%]	42,6	44,0

4.3. Belastningsförluster i transformatorerna

Transformatorernas belastningsförluster har beräknats utifrån parametrarna i *Tabell 3.1*, samt den ström som mätts upp på sekundärsidan. Dessa redovisas i *Tabell 4.6*.

Då effektstyrningssystemet är på visar mätsystem 1 en ökning av aktiv effekt på 3,3 MWh och reaktiv effekt ökar med 46,8 MVArh för ett år. För mätsystem 2 gäller att när effektstyrningen är på ökar aktiva effekten med 3,3 MWh och den reaktiva effekten ökar med 46,4 MVArh.

Tabell 4.6 Belastningsförluster i transformatorerna beräknade utifrån uppmätt sekundärström.

	Mätsystem 1				Mätsystem 2			
	EFS AV		EFS PÅ		EFS AV		EFS PÅ	
	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]
TFS 1	0,193	2,719	0,199	2,797	0,197	2,773	0,203	2,849
TFS 2	0,133	1,865	0,148	2,086	0,131	1,843	0,146	2,058
TFS 3	0,052	0,731	0,058	0,817	0,053	0,748	0,060	0,838
TOTALT – 3 dagar	0,378	5,314	0,406	5,699	0,382	5,364	0,409	5,745
Totalt – 1 år	45,990	646,559	49,337	693,391	46,436	652,619	49,738	699,023

Bilaga E är en tabell som visar total energi som matats ut från varje transformatorstation baserat på den uppmätta effekten, och *Bilaga F* är en tabell över förluster i varje transformatorstation baserat på balansen av energiflöden kring varje station.

4.4. Lastdelning

Genom att styra vinkeln mellan omformarstationerna fås en bättre lastfördelning, då effektstyrningssystemet är på, vilket man tydligt kan se i stapeldiagrammen i *Bilaga G*. Lastfördelningen stämmer bra överens i båda mätsystemen, vilket intygar att resultaten är godtagbara. Både summan skickad och mottagen effekt visar på att lastdelningen mellan omformarstationerna blir bättre, där det procentuellt sätt blir större skillnad på mottagen effekt vid omformarstationerna då effektstyrningssystemet är av respektive på.

Tabell 4.7 Procentuella värden på lastdelning mellan omformarstationer.

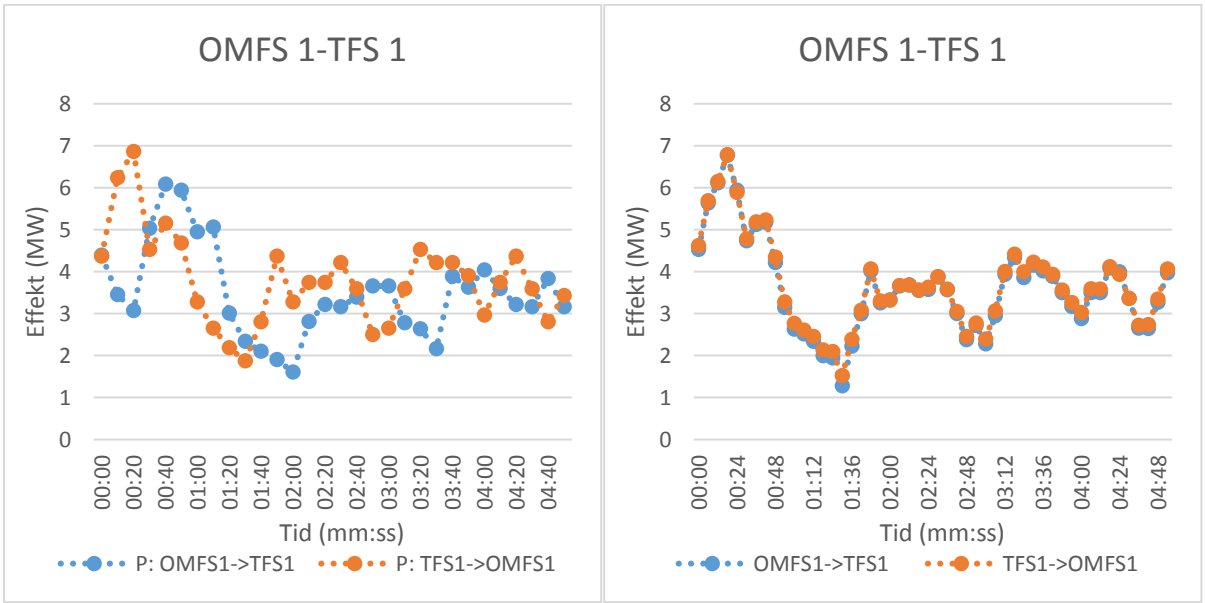
UTAN EFS	*Summa skickad [%]*	*Summa mottagen [%]*	*MED EFS*	*Summa skickad [%]*	*Summan mottagen [%]*
OMFS 1	81,9	5,2	OMFS 1	59,4	11,8
OMFS 2	18,1	94,8	OMFS 2	40,6	88,2

4.5. Jämförelse av tidssynkronisering och inverkan av dödband

Då mätsystemens tidssynkronisering ska jämföras så ritades grafer för alla delsträckor, varav två visas nedan. De två delsträckorna som inte är med nedan finns bifogade i *Bilaga H*. Utifrån graferna syns tydligt att det finns brister i tidssynkroniseringen samt hur dödbandet har stor inverkan, speciellt vid transformatorstation 3, vilket syns i *Graf 4.2*.

I *Graf 4.1* syns det tydligt att mätsystem 1 (vänster) inte är synkroniserat utan värden uppmätta i omformarstation 1 (blåa punkter) ligger cirka 20–30 sekunder efter de som uppmätts i transformatorstation 1 (orangea punkter). Utöver att värden är dåligt synkroniserade har värdena även olika amplitud i de olika stationerna. I mätsystem 2 (höger) så är tidssynkroniseringen samt amplituden hos båda mätningar mycket bättre. Därav överlappar grafens punkter varandra till stor del. Det går dock att urskilja de blåa punkterna ifrån de överlappande orangea vid vissa tidpunkter, till exempel vid 00:01:30.

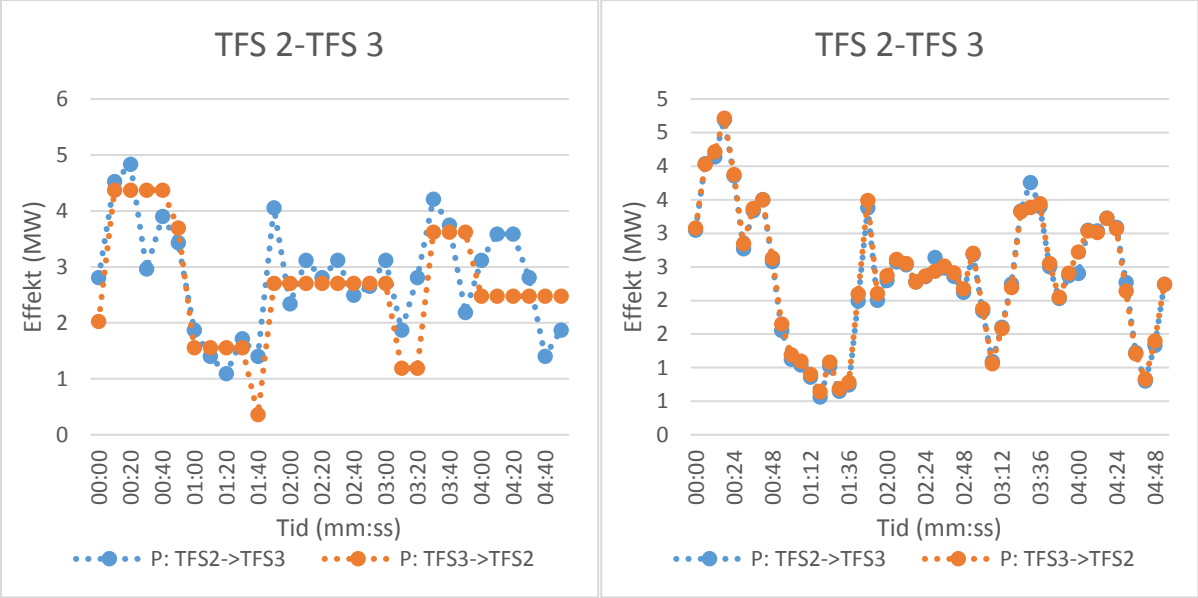
Graf 4.1 Jämförelse av tidssynkronisering, den vänstra är för mätsystem 1 och de högra för mätsystem 2.



Vid jämförelse av grafer för en annan delsträcka, *Graf 4.2*, så är inte dålig tidssynkroniseringen det mest framträdande problemet vid mätning med mätsystem 1, utan att värden förblir oförändrade i transformatorstation 3 (orange punkter) under långa tidsintervall. I mätsystem 2 syns återigen en

mycket bättre synkronisering och det förekommer inte heller några intervall med konstanta värden. Värt att notera är dock att punkterna för transformatorstation 3 (orange punkter) vid tre tillfällen inte gör samma förändring som för transformatorstation 2 (blå punkter). Istället ligger en punkt på flertalet ställen rätlinjigt mellan två punkter för transformatorstation 3. Detta beror på korrigeringen av oregistrerade värden som beskrivs i *Avsnitt 5.2.2*. Denna punkt bör alltså ha ett annat värde än vad som visas i grafen.

Graf 4.2 Jämförelse av mätsystemens dödband, den vänstra är för mätsystem 1 och de högra för mätsystem 2.



I båda fallen ovan kommer differensen mellan effektens momentanvärde i stationerna att variera mer i mätsystem 1 än i mätsystem 2

I graferna ovan samt för de i *Bilaga H* är endast punkterna de angivna mätvärdena, linjerna mellan punkterna är tillagda för att ge en tydligare bild av tidssynkroniseringen och är alltså ingen faktisk representation av mätvärdena mellan mätpunkterna.

4.6. Jämförelse av effektbalanser i matarledningssystemet

För att jämföra effektbalanserna har medelvärdet av beräkningarna som beskrivs i *Avsnitt 3.2.3* använts. Det vill säga medelvärdet av inmatad effekt minus utmatad effekt för ledningssträckorna, transformatorstationerna samt hela sträckan mellan omformarstationerna. På så vis erhålls en approximation till den genomsnittliga effekten som förbrukas per delsträcka, transformatorstation samt även på hela ledningssträckan. Resultaten visas i *Tabell 4.8* och i tabellen anger ett negativt värde en förbrukning medan positiva värden innebär att det, enligt de uppmätta värdena, produceras energi. Att det produceras reaktiv energi på delsträckorna kan dock förväntas enligt teorin i *Avsnitt 2.2.1*, dock förekommer det att mätvärdena visar på produktion av aktiv effekt, främst vid effektbalansen i hela systemet. Att det medelvärdet för reaktiv effekt mellan omformarstation 2 och transformatorstation 3 i mätsystem 1 är väldigt lågt beror på ett fel i mätningarna vid omformarstation 2.

Tabell 4.8 Jämförelse av effektbalansen i mätsystem 1 och 2.

	Mätsystem 1				Mätsystem 2			
	EFS AV		EFS PÅ		EFS AV		EFS PÅ	
	ΔP [MW]	ΔQ [MVAr]	ΔP [MW]	ΔQ [MVAr]	ΔP [MW]	ΔQ [MVAr]	ΔP [MW]	ΔQ [MVAr]
TFS 1	-0,311	-0,413	-0,270	-0,453	0,002	-0,098	0,001	-0,077
TFS 2	0,763	-1,969	0,776	-1,990	-0,005	-0,065	-0,002	-0,047
TFS 3	-0,298	-0,466	-0,312	-0,468	-0,014	-0,032	-0,007	-0,038
OMFS 1-TFS 1	0,372	0,834	0,370	0,850	0,141	0,760	0,087	0,690
TFS 1-TFS 2	-0,382	1,683	-0,380	1,678	0,020	0,717	0,026	0,715
TFS 2-TFS 3	-0,309	1,449	-0,335	1,471	-0,021	0,360	-0,086	0,330
TFS 3-OMFS 2	0,339	-28,013	0,373	-28,544	-0,078	0,217	0,036	0,336
TOTALT	0,174	-26,894	0,223	-27,456	0,044	1,858	0,055	1,909

Eftersom beräkningar av effektbalanserna, det vill säga effekt in minus effekt ut, genomförs för varje mätsampel beräknades även andelen mätsampel där beräkningarna resulterade i ett negativt värde, det vill säga en förlust av effekt. I *Tabell 4.9* presenteras andelen negativa värden av totala antalet mätsampel i procent. En siffra lägre än 50 innebär därmed att antalet mätsampel som visar på en förbrukning är färre än de som visar på en produktion. Siffran 9,7 för sträckan mellan omformarstation 1 och transformatorstation 1 betyder därmed att av alla mätsampel som hämtats med mätsystem 2 så visar endast 9,7 % att effekten in på ledningssträckan är större än effekten ut.

Tabell 4.9 Andelen negativa värden av totala antalet mätpunkter i procent.

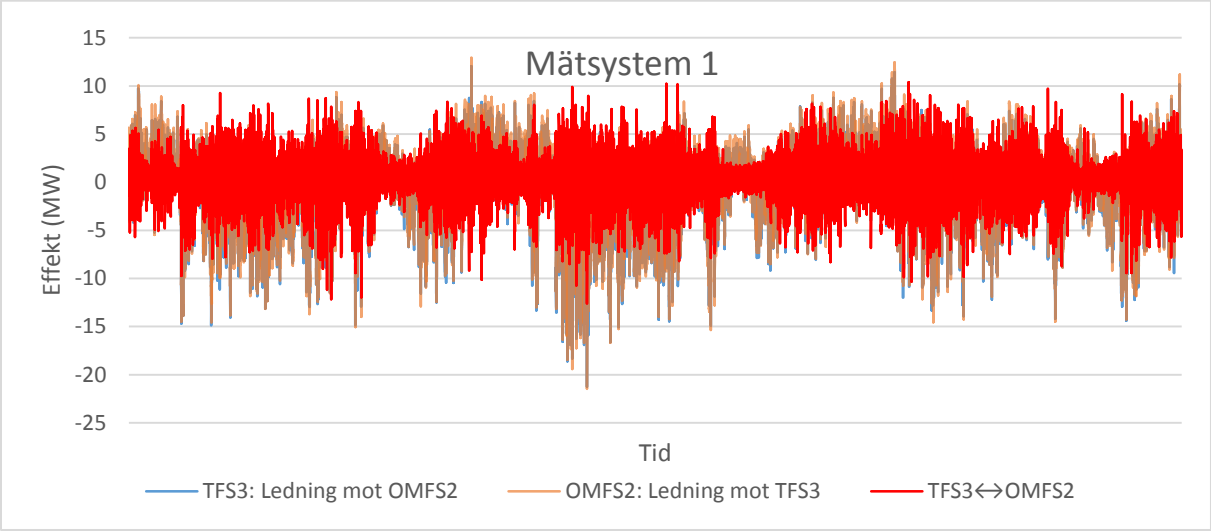
	Mätsystem 1				Mätsystem 2			
	EFS AV		EFS PÅ		EFS AV		EFS PÅ	
	ΔP<0 [%]	ΔQ<0 [%]	ΔP<0 [%]	ΔQ<0 [%]	ΔP<0 [%]	ΔQ<0 [%]	ΔP<0 [%]	ΔQ<0 [%]
TFS 1	93,3	96,2	89,1	96,9	51,5	97,9	53,0	96,2
TFS 2	0,8	99,9	0,7	100,0	65,4	82,4	63,4	77,7
TFS 3	69,1	83,0	69,8	83,7	75,4	88,4	68,4	90,8
OMFS 1-TFS 1	38,4	18,7	37,0	15,9	9,7	0,1	17,5	0,1
TFS 1-TFS 2	93,9	0,0	93,9	0,0	32,7	0,0	24,0	0,0
TFS 2-TFS 3	67,1	1,6	67,6	1,4	58,6	0,5	50,2	2,4
TFS 3-OMFS 2	35,6	100,0	34,8	100,0	76,6	11,0	58,6	4,9
TOTALT	40,5	100,0	39,5	100,0	28,7	0,0	26,0	0,0

Då graferna ritas upp över effekterna vid varje inmatningspunkt av en ledningssträcka samt differensen mellan dem i varje mätsampel syns tydliga skillnader mellan de båda mätsystemen. Nedan visas grafer för delsträckan mellan TFS 3 och OMFS 2 då denna sträcka visar tydligt skillnaden mellan de båda mätsystemen. Utöver det visas även en viktig störning i mätperioden som har en viss inverkan på resultaten. Grafer för resterande delsträckor går att hitta i *Bilaga I*.

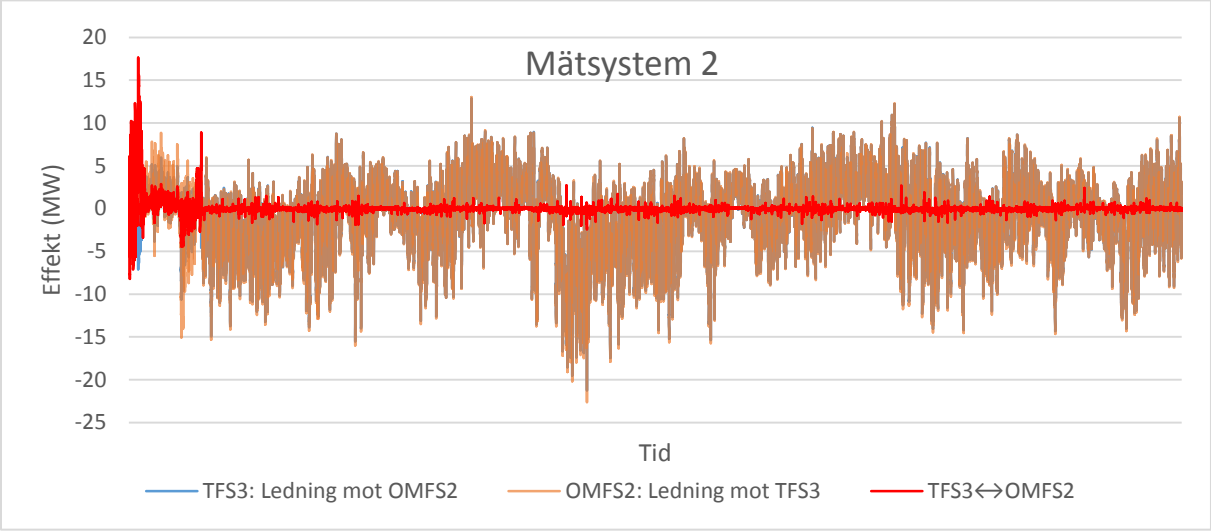
I båda grafer nedan representeras differensen mellan inmatad och utmatad effekt av den röda linjen och det är tydligt att denna varierar mycket för mätsystem 1, enligt *Graf 4.3*. För mätsystem 2, *Graf 4.4*, syns kraftiga variationer i början som sedan minskar något och sedan minskar så att differensen blir väldigt liten. Dessa störningar beror på att faserna till en början var ombytta så att

spänningsreferensen var fel. Detta är orsaken till de väldigt kraftiga ändringarna. De relativt stora störningarna efter det berodde på att mätvärden från TFS 3 hade ett lägre värde än vad som kunde anses rimligt. Detta åtgärdades genom uppdatering av mjukvaran. Det är efter uppdateringen som grafen visar på en väldigt liten differens mellan effekterna på var sida om ledningen mellan omformarstation 2 och transformatorstation 3.

Graf 4.3 Differensen mellan inmatad och utmatad effekt mellan TFS 3 och OMFS 2 i mätsystem 1.



Graf 4.4 Differensen mellan inmatad och utmatad effekt mellan TFS 3 och OMFS 2 i mätsystem 2.



5. Diskussion och slutsatser

I följande kapitel diskuteras de resultat som presenterats i föregående kapitel samt vilka problem som påträffats under arbetets gång. Utifrån resultaten och diskussionsdelen presenteras sedan slutsatsen för hela rapporten.

5.1. Beräkningsmodell

I arbetet har beräkningar utförts på π-modellen, både med försummad shuntkapacitans och med avseende på den. De beräkningar som utförts med avseende på shuntkapacitansen anses vara mer precisa i beräkningarna. Då matarledningssystemet har en hög spänning samt låg frekvens medför det en produktion av reaktiv effekt, vilket leder till ökade aktiva effektförluster på transmissionsledningen. I beräkningsmodellerna har dessvärre inte alla parametrar beaktats som påverkar impedansen över ledningen. För att komma fram till noggrannare resultat hade resistansens variation med temperatur behövts ta med i beräkningarna.

Impedansen som är känd för matarledningen är angiven per kilometer och har använts vid beräkning av förluster på varje delsträcka. Ledningsimpedansen som använts är standardiserade värden inom Trafikverket och har tagits fram med hjälp av ett simuleringsprogram. [18] Därav anses de mycket exakta med reservation för de variationer som kan förekomma på grund av temperaturskillnader.

5.2. Mätutrustning

För att mäta effekten på matarledningssystemets transmissionsledningar utförs fasström- och fasspänningsmätningar. Då matarledningssystemet består av två faser genomförs endast mätning på en av dem och därefter antas att effektfördelningen över de två faserna är symmetrisk över ledningarna. Detta är dock ett antagande som krävdes då någon jämförelse ej kunnat genomföras mellan de båda faserna, vilket i sin tur innebär att det är en felkälla som bör tas i hänsyn. För att få mer exakt resultat hade det varit fördelaktigt att utföra en mätning på båda faserna för att verifiera om systemet är symmetrisk och därmed hur stor den totala effekten är som överförs på en ledning. Däremot antas att fördelningen av effekt är tämligen jämn mellan faserna och fullt tillräcklig för att analysera effektflödena i matarledningssystemet. Om effekten över faserna skiljer sig så kan man anta att det är av en väldigt liten magnitud och kommer inte att påverka resultatet i någon stor grad.

5.2.1. Precision

Mätsystem 2 har ett kortare intervall mellan mätningar än mätsystem 1, vilket ökar mätningens precision då den varierande strömmen får fler mätpunkter under samma tidsintervall. Precisionen i mätsystem 2 är även bättre då det saknar dödband , vilket betyder att mindre förändringar i mätningarna kan registreras som nya unika värden istället för att mätningen antar samma värde som vid föregående mätning. Då man jämför de två mätsystemen ser man tydligt att ett mätvärde som registrerats i mätsystem 2 sällan är exakt detsamma som det föregående. Som visades i *Graf 4.1*, *Graf 4.2* samt *Bilaga H* så har även mätsystem 2 en bra tidssynkronisering mellan alla mätpunkter, vilket mätsystem 1 saknar.

I mätsystem 1 ser man istället att flera mätningar under en tidsperiod kan upprepas ett flertal gånger och gör sedan ett plötsligt hopp till ett nytt registrerat mätvärde, som kan variera i stor grad från föregående värde. Detta syns som tydligast vid mätningar på lågspänningssidan av transformatorstationerna men förekommer även vid mätning i matarledningssystemet, vilket kan ses i *Bilaga J*. I mätsystem 1 förekommer det under flera tillfällen och under långa intervall mätpunkter med värdet noll på lågspänningssidan av transformatorstationerna. Av 34 564 mätpunkter är 4000 av värdet noll för strömmen men kan variera med stora förändringar under kort tid. Eftersom mätvärdena från mätsystem 1 påvisat stora brister anses de inte tillräckliga för att energibesparingen som de påvisar är lika tillförlitlig som de beräknade med hjälp av mätsystem 2.

5.2.2. Oregistrerade värden i mätsystem 2

Vid mätning av ström och spänning med det nya mätsystemet registreras inte mätvärdena i vissa repetitiva cykler. Under en period av några minuter så registreras mätvärden ungefär fyra av fem gånger. De oregistrerade värdena anges i Excel-dokumentet med en textrad istället för ett siffervärde se *Bilaga K*. En föreliggande orsak till felregistreringen kan bero på att samplingsperioden inte synkroniseras mellan de två frekvenserna, som beskrivet i *Avsnitt 2.3*, och därav fås ett mätfel.

På grund av felregistrerade mätvärden i mätsystem 2 påverkas resultatets noggrannhet. Totalt är det 1044 oregistrerade mätvärden av totalt 43 204 insamlade i transformatorstation 1, vilket motsvarar 2,4 % av alla mätvärden under den perioden. Antalet oregistrerade mätvärden varierar med viss grad mellan transformatorstationerna men ligger mellan 2-3 % av alla mätvärden. Dessa oregistrerade mätvärden förekommer väldigt sällan vid omformarstationerna. Varför mätfelet främst förekommer i transformatorstationerna är oklart, men en orsak kan möjligen vara att mätningarna som utförs på högspänningssidan respektive lågspänningssidan är osynkroniserade med stämplingstiden och registrerar därmed inget värde.

Problemet med oregistrerade värden har lösts genom att ersätta textraden med medelvärdet av föregående mätvärde och det direkt efter det oregistrerade värdet. Detta ger en approximation av vad det oregistrerade värdet hade kunnat vara, då tidsintervallet är ganska kort bör det stämma bra med det verkliga värdet. Dessvärre förekommer oregistrerade mätvärden även i följd på grund av ändringar i mätsystemet i första mätperioden. Totalt är det under 26 minuter som inga mätvärden registrerats i följd. Då det inte ansetts rimligt att approximera värden under dessa minuter så har de istället ersatts med värdet noll.

5.2.3. Störningar under mätperioderna

Från första mätperioderna, mellan 20/2-27/2 och 6/3-12/3, framgick det att mätningarna i mätsystem 2 var obalanserade mellan transformatorstation 2 och omformarstation 2. Detta gav misstankar om att faserna i nordlig och sydlig riktning mättes på fel kanal i mätsystemet vid transformatorstation 3, vilket undersöktes genom att byta faserna i mätsystemet under en period. Men då problemet fortfarande bestod reverserades ändringen samtidigt som en programuppdatering på mätsystem 2 genomfördes. Detta ledde till mätvärden som stämde bättre överens mellan transformatorstation 2 och omformarstation 2. Programuppdateringen och då man ändrade tillbaka faserna utfördes i början av den första av de senare mätperioderna om tre dygn, mellan 4/4-7/4, och påverkade de fyra och en halv första timmarnas mätvärden, vilket har påverkat precisionen av resultaten negativt.

På grund av komplikationer med avbrott i matarledningssystemet påverkades den delsträckan som analys utförts på under den första av tredygnsperioderna då effektstyrningssystemet var igång. Detta är även anledningen till att de fyra och en halv första timmarna med vissa mätfel inkluderats. Då avbrottet inträffade tidigare på det tredje dygnet, än då mätfelet åtgärdades det första dygnet, så innebar det att en tredygnsperiod skulle komma att inkludera ett utav felen. Därav gjordes valet att inkludera mätfelet i början av perioden för att erhålla mätningar över totalt tre dygn, vilket i sin tur underlättar då uppskattningar över ett år ska utföras. Perioderna för analys var egentligen tänkta att vara under en vecka som vid tidigare tillfälle, men på grund avbrottet samt tidsbrist fick istället en kortare period på tre dagar väljas.

En anledning till varför en längre mätperiod är att föredra beror på att fler mätvärden leder till ett noggrannare resultat. Då man har många mätningar drygar man ut de felmätningar som har förekommit. En längre serie av mätdata är även önskvärt för analys då det innebär att olikheter i effektflöden orsakade av olikheter i tågtrafiken kan undvikas, då trafiken varierar från dag till dag. Om mätvärden för enbart en dag analyserats finns en risk att trafikeringen skiljer sig åt så mycket att en jämförelse av resultaten blir missvisande. Om bara mätvärden under en dag hade använts för analys så hade mätvärden från en vecka till en annan kunnat skilja sig så mycket att det inte är möjligt att genomföra en godtagbar jämförelse och analys.

5.3. Resultat

Av de beräkningsmodeller som använts för att beräkna effektförlusterna har tre av fyra resulterat i att en energibesparing förekommer då effektstyrningssystemet är igång, men hur stor effektbesparingen är skiljer sig. Den metod som inte ger en energibesparing är då energiflödena beräknats direkt utifrån uppmätt effekt.

5.3.1. Energiförluster utifrån energiflöden

Då energiflödena under mätperioderna beräknas endast utifrån uppmätt effekt multiplicerat med tiden så uppnås resultat för förluster som ej överensstämmer med övriga beräkningsmetoder. Vid analys, med hjälp av mätsystem 2, av förlusterna i procent som förekommer på delsträckan då man studerar inmatad och utmatade energi, enligt *Tabell 4.2*, förbrukas 0,1 % mer energi med effektstyrningssystemet igång. Detta värde får anses som orimligt med tanke på att de uppmätta värdena av aktiv och reaktiv effekt är obalanserade mellan omformarstationer och transformatorstationer, som kan noteras i *Tabell 4.8* samt i *Bilaga B*.

Under mätperioden med effektstyrningen igång så matas det även in mer energi på delsträckan på grund av högre last, vilket naturligt gör att förlusterna blir större och gör det svårt att jämföra mätperioderna med varandra. För att kunna analysera energiflöden på delsträckan med mätsystem 2 bör det säkerställas att alla mätinstrument är uppdaterade till senaste mjukvaran, likt i transformatorstation 3, så att inga differenser mellan mätpunkter förekommer. Varför detta anses vara nödvändigt beror på att man till exempel kan se att transformatorstation 1 tar emot mer energi än vad som skickas från omformarstation 1, se *Bilaga B*, vilket är orimligt. I och med de obalanserade effekterna mellan stationer anses inte denna typ av analys vara tillräcklig för att beräkna energiförluster, så länge som en mjukvaruuppdatering ej genomförts.

Då en liknande analys genomförs med mätsystem 1 blir differenserna mellan mätpunkterna än mer tydlig. Detta beror med stor sannolikhet på en avsaknad av tidssynkronisering samt att dödbandet exkluderar ett flertal mindre variationer som i längden kan vara betydande.

5.3.2. Ledningsförluster utifrån uppmätt ström och ledningsmodell med försummade kapacitanser

När man istället analyserar strömmen, som känns mer pålitlig från båda mätsystemen, får man en betydligt större energibesparing då effektstyrningssystemet är på jämfört med av. Beroende på vilken beräkningsmetod man utgår ifrån får man olika energibesparingar, men de skiljer sig inte så mycket åt utan pekar alla mot en energibesparing.

Då ledningsförlusterna enbart beräknas utifrån uppmätt ström vid varje station samt ledningsmodellen med försummade shuntkapacitanser erhålls en energibesparing som för mätsystem 2 är något lägre än de två andra metoder som använts för beräkning av ledningsförluster. Dock så ligger beräkningsmetoden så pass nära att det kan godtas om avsikten är att göra en snabb överslagsräkning över energibesparingar. I denna beräkningsmetod används även en förenkling av den ekvivalenta π-modellen, som i sin tur är en förenklad beräkningsmodell av en fysisk ledning, vilket medför ytterligare beräkningsosäkerhet. Då denna förenklade modell även försummar shuntkapacitanserna kommer inte den reaktiva effektproduktionen att inkluderas i beräkningarna utan enbart den reaktiva effekt som förbrukas.

5.3.3. Ledningsförluster utifrån korrigerad ström och ledningsmodell med kapacitanser

För att få en så noggrann beräkning som möjligt av energiförlusterna så bör alltså π-modellen för ledningen användas i vilken ström som flyter genom impedansen korrigeras till ett mer exakt värde. Dessutom inkluderas även produktionen av reaktiv effekt. Utifrån resultaten anger denna även en större energibesparing både i antalet megawattimmar, cirka 16 MWh mer, samt även genom en större procentuell minskning av energiförluster.

Enligt beräkningar där man tagit i hänsyn till kapacitansen fås en energibesparing på 36,5 % med effektstyrningssystemet igång med mätsystem 2 jämfört med 33,9 % då kapacitansen försummas.

Då oönskade reaktiva effektflöden produceras i matarledningssystemet är det av intresse att reducera dessa genom faskompensering. I vårt fall påverkas inte resultatet av dessa flöden i någon större utsträckning, men en minskning av de reaktiva effektflödena vore fördelaktigt.

5.3.4. Ledningsförluster utifrån uppmätt spänning, aktiv samt reaktiv effekt

Genom att substituera den uppmätta strömmen mot skenbar effekt dividerat med spänning, enligt *Ekvation 2.14*, så kunde även förlusterna beräknas utifrån dessa mätvärden. Denna beräkningsmetod inkluderades för att addera fler resultat för jämförelse mellan systemen men även för att se hur väl denna stämde med den då enbart uppmätt ström används. Beräkningen visar på vissa intressanta resultat då den ger mindre förluster totalt men en högre procentuell minskning av förlusterna då effektstyrningssystemet var på.

Dock får denna metod anses ha vissa brister då den utgår ifrån uppmätt effekt som påvisat brister, främst då effektbalanserna i systemet jämfördes. Utöver detta utgår den från en substitution av strömmen som är lämpad för modellen över korta ledningar där shuntkapacitansen försummas. På så vis kommer metoden att ha liknande brister som då beräkningar genomförs med uppmätt ström. Slutligen använder metoden fler uppmätta värden som vardera har en felmarginal och därmed kan den totala felmarginalen antas högre än andra metoder.

5.4. Effektstyrningssystemets inverkan

Anledningen till den högre verkningsgraden med effektstyrningen på beror på att effekten fördelas mer jämnt mellan omformarstationerna, vilket resulterar i att strömmarna fördelas jämnare på transmissionsledningarna. Då ingen effektstyrning används belastas omformarstation 1 hårt då den skickar då ut en väldigt hög effekt för att försörja närliggande transformatorstationer men skickar även hög effekt till omformarstation 2. Den höga belastningen på omformarstation 1 uppstår då en väldigt hög effekt transporteras på ledningen mot transformatorstation 1 och vidare och då effektförlusten över ledningen beror på strömmen i kvadrat så blir förlusterna väldigt stora.

Detta är vad som motverkas genom att styra vinkeln och spänning så att effekt tvingas från omformarstation 2 uppåt. Genom att driva effekt norrut mot omformarstation 1 kan en lastdelning mellan omformarstationerna om cirka 40 % uppnås vilket är mer fördelaktigt för förlusterna vilket kan ses i *Tabell 4.4*.

När effektstyrningssystemet är på får belastningsförlusterna över transformatorerna motsatt effekt och ger istället större förluster. Då man jämför storleken av belastningsförlusterna över de tre transformatorerna är de cirka 7 % högre då effektstyrningen är på. Varför belastningsförlusterna var mer då effektstyrningssystemet var på beror med största sannolikhet på att det matades ut mer effekt på sträckan jämfört med den mätperiod då den var av.

Ser man mängden transformatorförluster i förhållande till inmatad effekt på kontaktledningen, som endast visar på en lastökning om 4 %, så verkar ökningen i förluster inte enbart bero på en högre last. En teori kring det kan vara att då effektstyrningssystemet är på fördelas effekten jämnare på sträckan och alla transformatorers verkningsgrad är då lägre. När effektstyrningssystemet istället är av får två av de tre transformatorerna högre verkningsgrad och en av dem får lägre, vilket ger en nettoförlust som är lägre. Då inmatad effekt hämtats från beräkningarna av energiflöden så finns viss tveksamhet kring de uppmätta värdena och därmed är det svårt att styrka teorin.

Det verkar därmed mest troligt att lastökningen är 7 % enligt belastningsförlusterna i transformatorerna, då dess storlek borde stå i direkt förhållande till lastökningen på grund av tågtrafiken. Därmed kan det antas att det inte är någon markant ökning av förlusterna i transformatorerna till följd av effektstyrningssystemet.

5.5. Beräknings- och mätosäkerhet

Som nämnt i *Avsnitt 5.2.3* genomfördes en korrigering av faserna och en programvaruuppdatering i transformatorstation 3 för mätsystem 2, vilket således har påverkat resultatet. Under en tid på totalt 26 minuter har inga mätvärden registrerats. Det motsvarar 0,6 % av mätperioden, vilket inte kommer att påverka resultatet i allt för stor grad. Men resultatet har även påverkats av de felaktiga energiflödena som varade under 4,5 timmar innan korrigeringen var klar, vilket leder till att totalt sätt har felaktiga mätvärden registrerats under 6,25 % av mätperioden.

Som nämnts i *Avsnitt 5.2.2* saknas mätvärden för mellan 2-3 % av mätperioden för transformatorstationerna, vilket i sin tur ger en viss osäkerhet i beräkningarna. På grund av den extra perioden då värden ej registrerats för transformatorstation 3 kan denna antas ha en sammanlagt högre osäkerhet i beräkningarna än övriga stationer.

Utöver beräkningsosäkerheten som uppstått i och med oregistrerade mätvärden finns även en mätosäkerhet i de mättransformatorer och mätinstrument som används, men då dessa är mindre än 1 % så kan de anses som försumbara i förhållande till övrig osäkerhet.

På grund av tidsbrist har inte möjlighet funnits att välja en längre mätserie utan störningar. Istället har värden från tredagarsperioden använts i så stor utsträckning som ansetts lämplig. Anledningen till att vissa perioder med mätfel fortfarande inkluderats var för att mätserien skulle innefatta tre hela dygn.

För mätsystem 1 är det svårare att avgöra en lika exakt beräkningsosäkerhet eftersom det finns två stora felkällor i form av bristande tidssynkronisering, samt perioderna med konstanta värden som förekommer främst vid transformatorstation 3. På grund av att dessa felfaktorer har ingen tid lagts på att uppskatta osäkerheten i beräkningar utförda med mätvärden från mätsystem 1. Denna kan dock med stor sannolikhet antas vara högre än för mätsystem 2.

Då mätsystem 2 har en mindre mätosäkerhet samt högre upplösning för mätvärdena än mätsystem 1 så anses de resultat som framkommer från beräkningar med mätvärden från system 2 som de mest exakta. Utöver detta kan uppmätt vinkel ej erhållas från mätsystem 1 vilket krävs för beräkningar med π-modellen. Möjligheten finns att ta fram vinkeln ur de angivna värdena för aktiv och reaktiv effekt, men då dessa som tidigare nämnt anses för oprecisa så är detta ej att rekommendera.

5.6. Slutsatser

Utifrån de mätvärden som tagits fram från mätsystem 1 och 2 kan man konstatera, baserat på beräkningar och analyser, att Trafikverkets effektstyrningssystem utför en energibesparing i matarledningssystemet. Effektbesparingen som redovisas i *Tabell 5.1* är utifrån mätvärden från mätsystem 2 och ledningsförlusterna har beräknats med ledningsmodellen för medellånga ledningar, π-modellen. Denna beräkningsmodell är den som rekommenderas för framtida analyser i matarledningssystemet, då den tar i hänsyn susceptansen som påverkar ledningens admittans vid högre spänningar.

Tabell 5.1 Sammanställning av resultat baserat på mätsystem 2 samt π-modellen.

	Ledningar	Transformatorer	Totalt
Tre dagar - EFS AV [MWh]	4,8	0,38	5,2
Tre dagar - EFS PÅ [MWh]	3,0	0,41	3,4
Årlig förbrukning - EFS AV [MWh]	581,4	46,4	627,8
Årlig förbrukning - EFS PÅ [MWh]	369,3	49,7	419,1
Energibesparing med EFS [MWh]	212,0	-3,3	208,7
Koldioxidbesparing med EFS [Ton]	71,3	-1,1	70,2
Ekonomiskbesparing med EFS [Kr]	94 870,7	-1 477,4	93 393,3
Minskad effektförlust [%]	36,5	-7,1	33,2

Enligt π-modellen minskar effektstyrningssystemet energiförlusterna i matarledningssystemet på delsträckan med 33,2 %, vilket medför en årlig energibesparing på 208,7 MWh, då perioden antas vara representativ för ett år. Då Trafikverket har av intresse att minska sina koldioxidutsläpp så är det av stort intresse att en koldioxidbesparing uppnås. Den årliga koldioxidbesparingen som fås av effektstyrningssystemet för delsträckan är 70,2 ton koldioxid, då förluster beräknas utifrån den nordiska residualmixen för år 2015. Effektstyrningen leder till att omformarstationerna fördelar lasten mer effektivt och belastas därav inte lika mycket som tidigare. Lastfördelningen mellan omformarstationerna för delsträckan förbättras med 22,5 %.

Tomgångs- och belastningsförluster som förekommer i transformatorerna är av marginell skillnad då effektstyrningssystemet är av eller på och har därför ingen större inverkan på den totala energibesparingen. Årligen förbrukas det cirka 3 MWh mer energi då effektstyrningssystemet är på, vilket resulterar i 7 % högre energiförbrukning. Eftersom det är främst på ledningarna som förluster förekommer, innebär det att den totala energibesparing främst kommer påverkas av minskningen av förluster i ledningarna då effektstyrningen är på.

Utifrån mätvärden framstår det tydligt att mätsystem 2 har en högre precision när det gäller tidssynkronisering av mätvärden. Mätsystem 2 har även fördelen att den anger effektfaktorn, både med och utan övertoner, och därmed även vinkelskillnaden mellan spänning och ström. Detta är fördelaktigt eftersom denna är nödvändig för beräkningar med ekvivalenta π-modellen. Vinkelskillnaden kan beräknas fram även i mätsystem 1 från aktiv och reaktiv effekt men detta anses inte tillräckligt noggrant då dessa värden påvisat stora brister under arbetet.

Mätsystem 2 har dock sina brister i att mätvärden ibland inte registreras, vilket fortfarande kvarstår som ett olöst problem, men eventuella orsaker tas upp i *Avsnitt 5.2.2.* Skulle detta problem åtgärdas så skulle noggrannheten kunna ökas ytterligare. Utöver detta bör även en programvaruuppdatering genomföras, likt den i transformatorstation 3, för alla stationer för att säkerställa att effektbalanserna är korrekta. I nuläget visar effektbalanserna mellan stationer på vissa brister, men då dessa är avsevärt mindre än i mätsystem 1 anses mätsystem 2 vara det klart bättre alternativet vid analyser.

5.7. Rekommendation och fortsatt arbete

Nedan följer ett antal punkter med åtgärder som skulle förbättra noggrannheten då energibesparingen skall beräknas.

- Möjlighet att utöka mätning till båda faserna för att verifiera symmetri mellan ledningarna.
- Utföra programvaruuppdateringar på mätinstrument i transformator- och omformarstationer för att få samma referensvärden på spänning och ström.
- Åtgärda problemet med de oregistrerade mätvärdena som förekommer i mätsystem 2.
- Utföra analys av effektstyrningssystemet under två längre perioder med liknande förutsättningar gällande tågtrafik och väderlek.
- Undersöka om det finns ytterligare förbättringspotential att nå upp till genom att minska flödet av reaktiv effekt som produceras i matarledningssystemet.

Referenser

[1] S. Östlund, *Elektrisk Traktion*, Stockholm, Sverige: US-AB digitaltryckeri, 2005.

[2] N. Biedermann, ”Järnvägens elmatning,” uppsats, Elenergiteknik, Kungliga tekniska högskolan, Kista, Sverige, 2002. [Online] Tillgänglig: http://www.nth.se/nb/jvg_el.pdf Hämtad: 6 feb. 2017.

[3] E. Fridman, A. Nilsson, ”Beskrivning av Effektstyrning 132 kV: Övergripande funktionsbeskrivning”, Trafikverket, Borlänge, Sverige, EL 08-07, 2008. [Internt] Tillgänglig: internt hos trafikverket. Hämtad: 8 feb. 2017.

[4] *Järnvägsanläggningar – Matningsspänningar för traktionssystem*, SS-EN 50163, 2005.

[5] T. Nordin, L. Wretman, O. Grundstedt, *Svenska ellok: en bok om det svenska ellokets historia.* Stockholm, Sverige: Svenska järnvägsklubben, 1998.

[6] Instutitionen för energi och miljö. Chalmers Tekniska Högskola, *Elteknik*, Göteborg, Sverige: Teknologtryck, 2016.

[7] Trafikverket, *”Järnvägens elanläggningar,”* Grafisk form, 03 2014.[Online]. Tillgänglig: https://trafikverket.ineko.se/Files/sv-SE/10394/RelatedFiles/100696_Jarnvagens_elanlaggningar.pdf Hämtad: 25 Apr. 2017

[8] H. Saadat, *Power System Analysis*. 3 uppl., USA: PSA Publishing, 2010.

[9] T. Franzén och S. Lundgren, *Elkraftteknik.* Lund, Sverige: Studentlitteratur, 2002.

[10] B. Stenborg, *Elkraftsystem: System och dess lugndriftstillstånd*., Göteborg, Sverige: ReproService, 1996.

[11] A.C. Franklin, D.P. Franklin and C.A. Worth, *J & P Transformer Book: A Practical technology of the Power transformer*, 11 uppl., London, England: Newnes-Butterworth, 1983 [Online] Tillgänglig: http://www.sciencedirect.com.proxy.lib.chalmers.se/science/book/9780408004947 Hämtad: 13 apr, 2017.

[12] L. Bengtsson, *Elektriska mätsystem och mätmetoder*. Lund, Sverige: Studentlitteratur, 2012.

[13] *Mättransformatorer – Del 2: Tilläggsfordringar för strömtransformatorer*, SS-EN 61869-2, 2013.

[14] *Mättransformatorer – Del 3: Tilläggsfordringar för induktiva spänningstransformatorer*, SS-EN 61869-3, 2012.

[15] *Electromagnetic compability (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods*, IEC 61000-4-30, 2015.

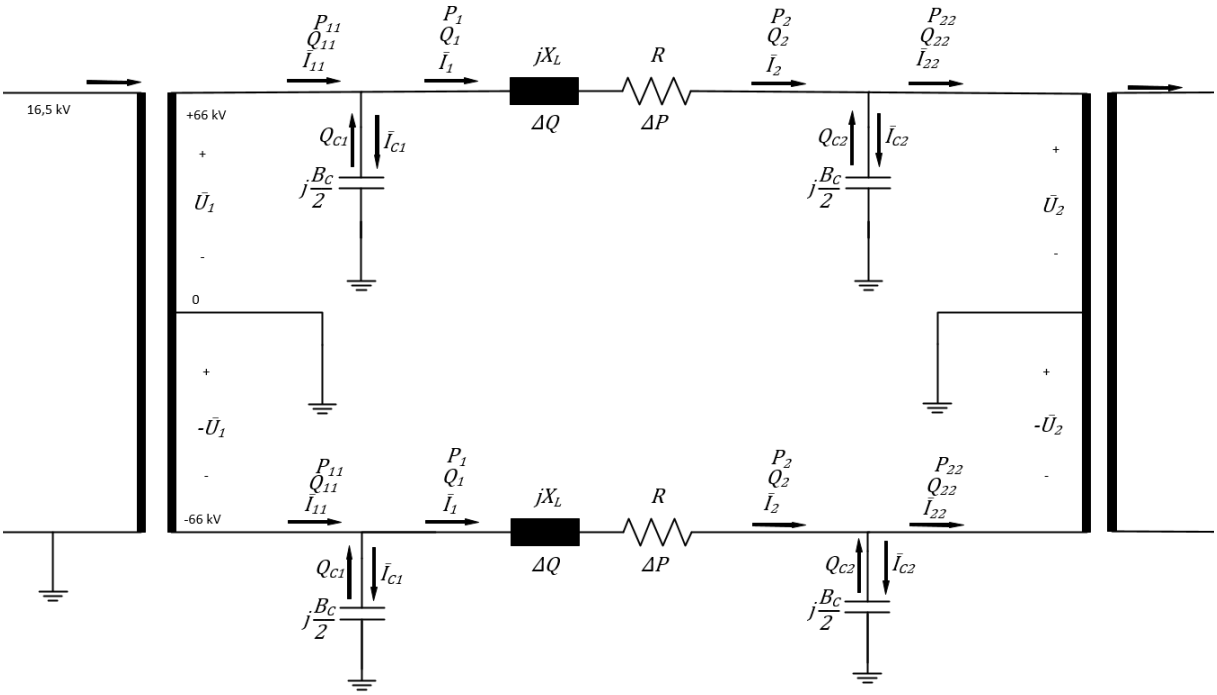
[16] D. Reimhult, privat kommunikation, maj. 2017.

[17] Trafikverket,*”Elens ursprung och miljöpåverkan”*. [Online]. Tillgänglig: http://www.trafikverket.se/for-dig-i-branschen/teknik/elabonnemang-och-elhandel/elens-ursprung-och-miljopaverkan/ Hämtad: 25 Apr, 2017.

[18] M. Häger, privat kommunikation, maj 2017.

Bilaga A

Kretsschema som illustrerar matarledningssystemet mellan två transformatorstationer.



Bilaga B

Jämförelse av energiflöden med mätsystem 1 och 2 med effektstyrningssystemet av respektive på.



Bilaga C

Förlusteffekter på delsträckor utifrån energiflöden.

	Mätsystem 1				Mätsystem 2			
	EFS AV		EFS PÅ		EFS AV		EFS PÅ	
Delsträckor	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]
OMFS 1 → TFS 1	-26,670	-59,908	-26,651	-61,205	-1,366	-57,491	-1,140	-49,984
TFS 1 → TFS 2	27,524	-121,325	27,335	-120,792	-1,923	-49,828	-1,900	-50,289
TFS 2 → TFS 3	22,523	-104,425	24,125	-105,938	0,830	-25,735	6,139	-23,297
TFS 3 → OMFS 2	-24,418	91,216	-26,876	137,081	4,025	-12,381	-0,465	-22,834

ΔP och ΔQ är förlusteffekter "-" - Konsumeras "+" - Produceras

Bilaga D

Ledningsförluster beräknat med ledningsmodell för korta ledningar.

	Mätsystem 1				Mätsystem 2			
	EFS AV		EFS PÅ		EFS AV		EFS PÅ	
Delsträckor	ΔP [MWh]	ΔQ[MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ[MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ[MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ[MVArh]
OMFS 1 → TFS 1	1,698	2,106	0,837	1,038	1,752	2,173	0,890	1,104
TFS 1 → TFS 2	1,157	1,432	0,563	0,697	1,154	1,431	0,607	0,753
TFS 2 → TFS 3	0,770	0,953	0,555	0,688	0,932	1,156	0,740	0,918
TFS 3 → OMFS 2	0,717	0,871	0,663	0,806	0,905	1,122	0,897	1,112
Totala ledningsförlusterna	4,342	5,362	2,619	3,230	4,743	5,882	3,135	3,888

Bilaga E

Last inklusive förluster genom transformator utifrån energiflöden.

	Mätsystem 1				Mätsystem 2			
	EFS AV		EFS PÅ		EFS AV		EFS PÅ	
Transformatorstation	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]
TFS 1	-151,156	-69,900	-152,740	-71,487	-126,929	-46,623	-131,593	-45,214
TFS 2	-27,491	-157,903	-31,200	-160,573	-96,999	-34,092	-101,237	-34,479
TFS 3	-65,013	-55,513	-67,999	-56,258	-42,861	-22,247	-43,272	-22,802

ΔP och ΔQ är last- och förlusteffekter "-" - Konsumeras "+" - Produceras

Bilaga F

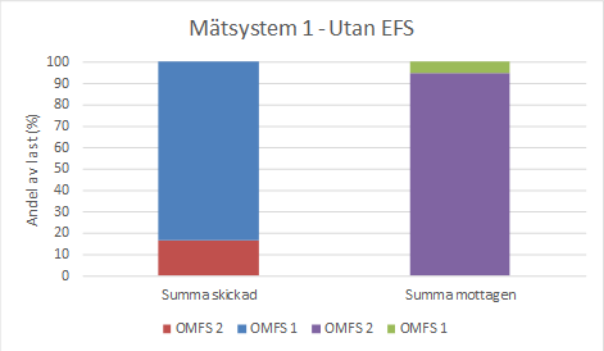
Energiförluster genom transformator utifrån energiflöden.

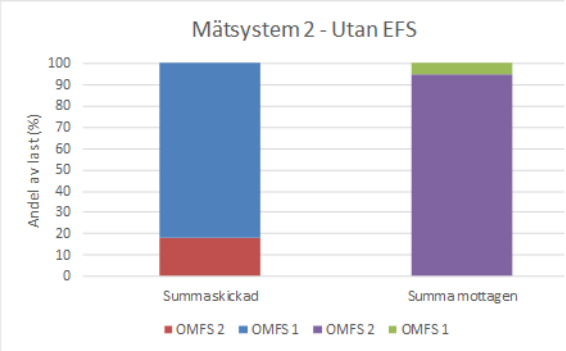
	Mätsystem 1				Mätsystem 2			
	EFS AV		EFS PÅ		EFS AV		EFS PÅ	
Transformatorstation	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]	ΔP [MWh]	ΔQ [MVArh]
TFS 1	-22,3233	-30,3176	-19,4688	-32,6363	0,1191	-6,8776	0,0547	-5,4243
TFS 2	54,8373	-142,0956	55,8845	-143,2665	-0,3344	-4,5649	-0,1711	-3,3271
TFS 3	-21,2106	-33,5639	-22,4521	-33,7267	-1,0126	-2,2638	-0,4403	-2,6477

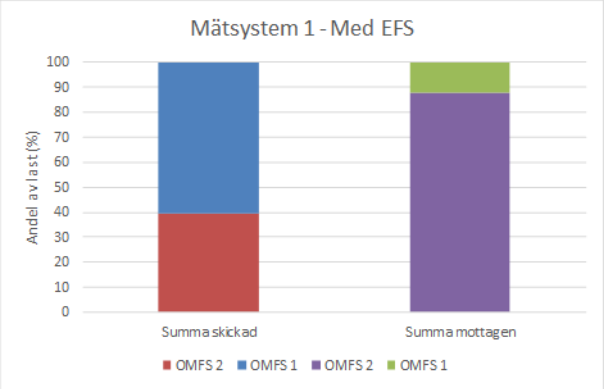
ΔP och ΔQ är förlusteffekter "-" - Konsumeras "+" - Produceras

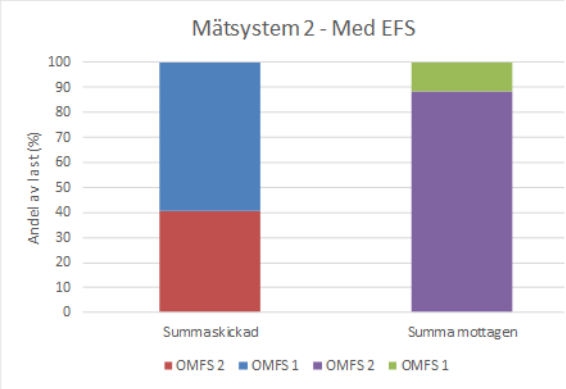
Bilaga G

Lastdelning mellan omformarstationer, jämförelse av mätsystem med EFS av respektive på.

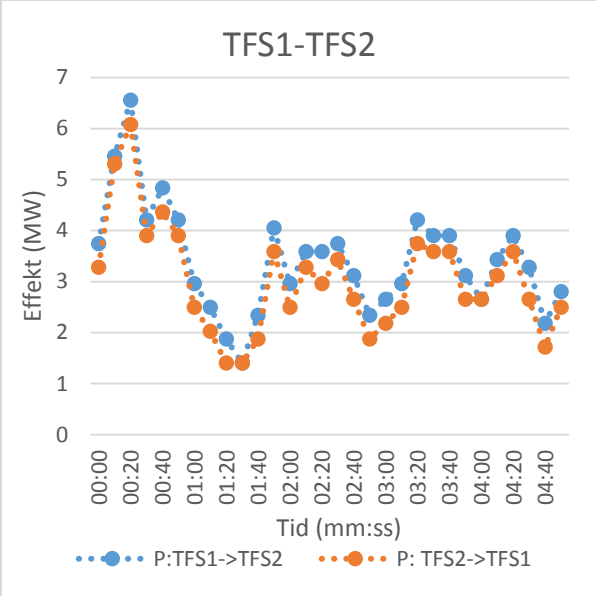


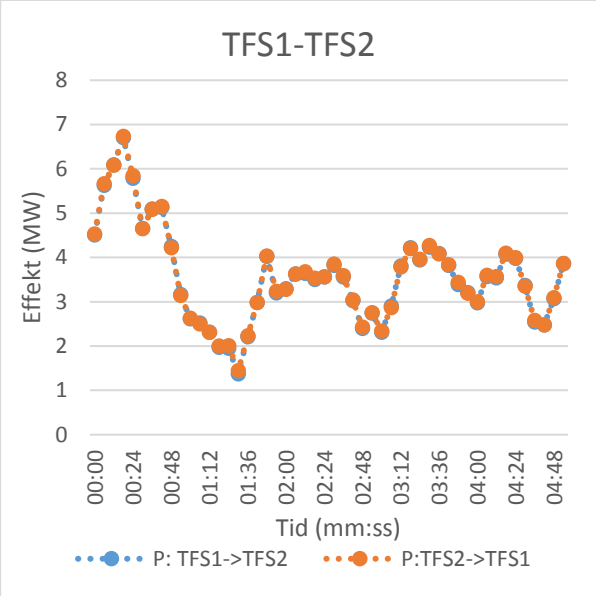


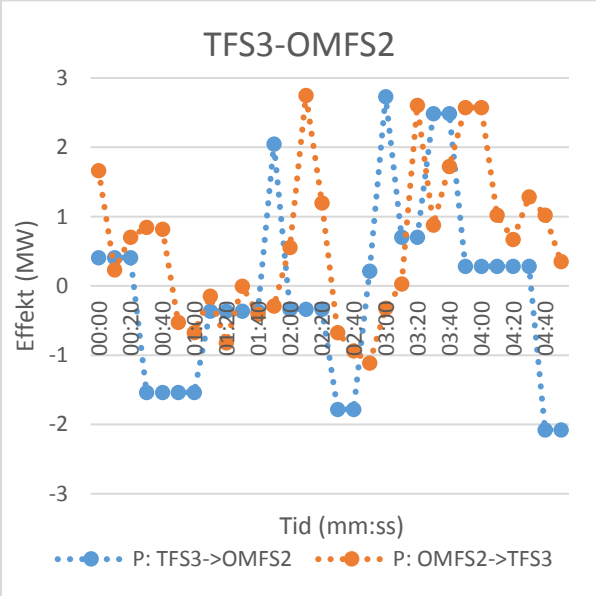


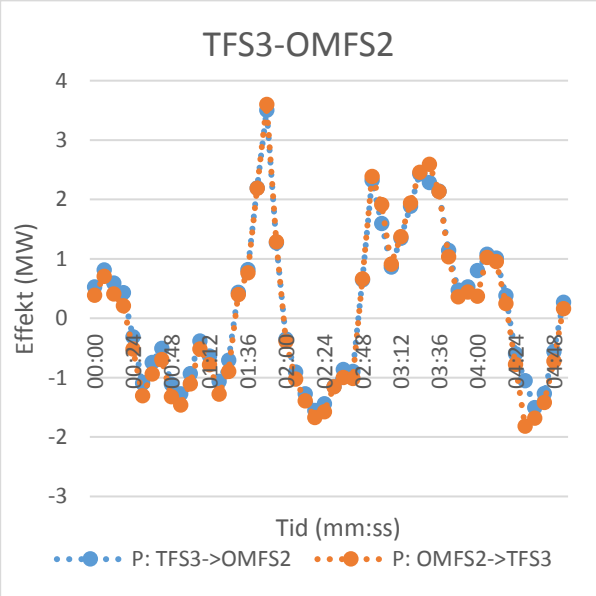


Bilaga H


TFS1-TFS2
Effekt (MW)
Tid (mm:ss)
P:TFS1->TFS2
P: TFS2->TFS1

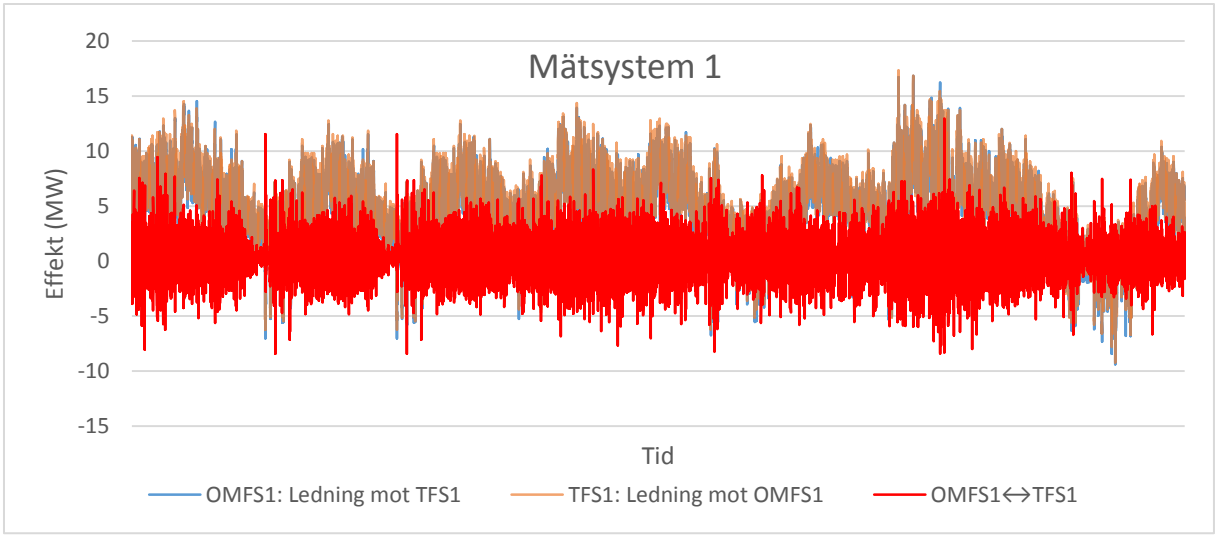

TFS1-TFS2
Effekt (MW)
Tid (mm:ss)
P: TFS1->TFS2
P:TFS2->TFS1

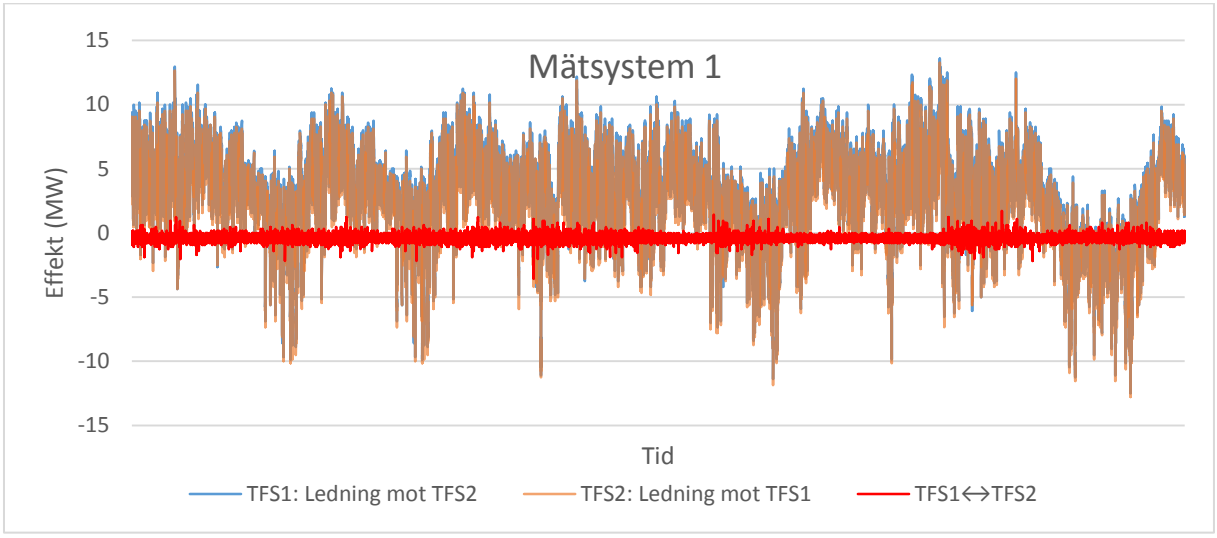

TFS3-OMFS2
Effekt (MW)
Tid (mm:ss)
P: TFS3->OMFS2
P: OMFS2->TFS3

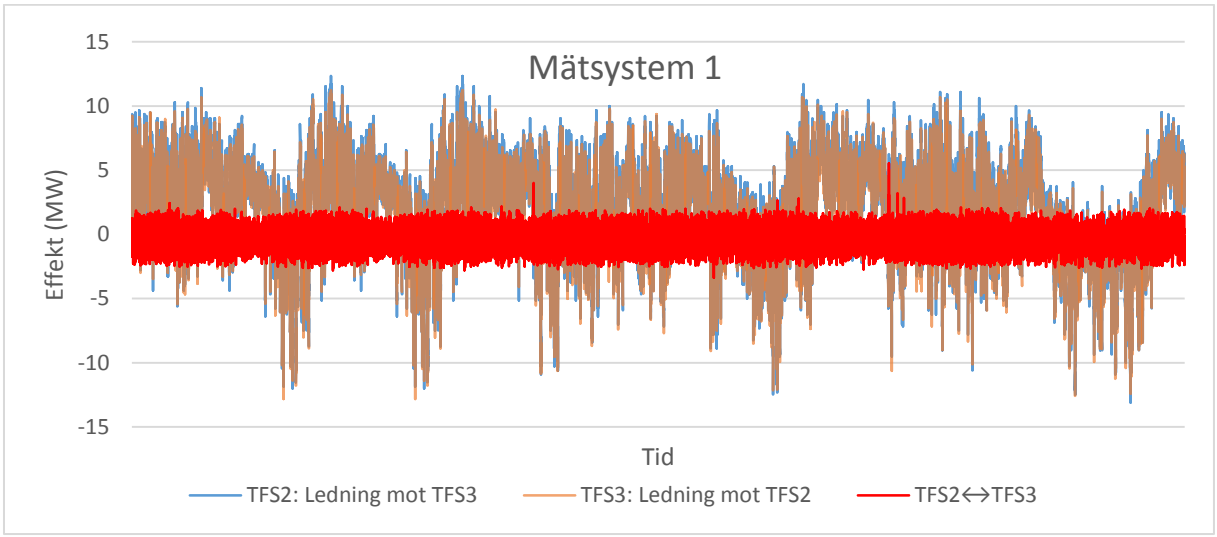

TFS3-OMFS2
Effekt (MW)
Tid (mm:ss)
P: TFS3->OMFS2
P: OMFS2->TFS3

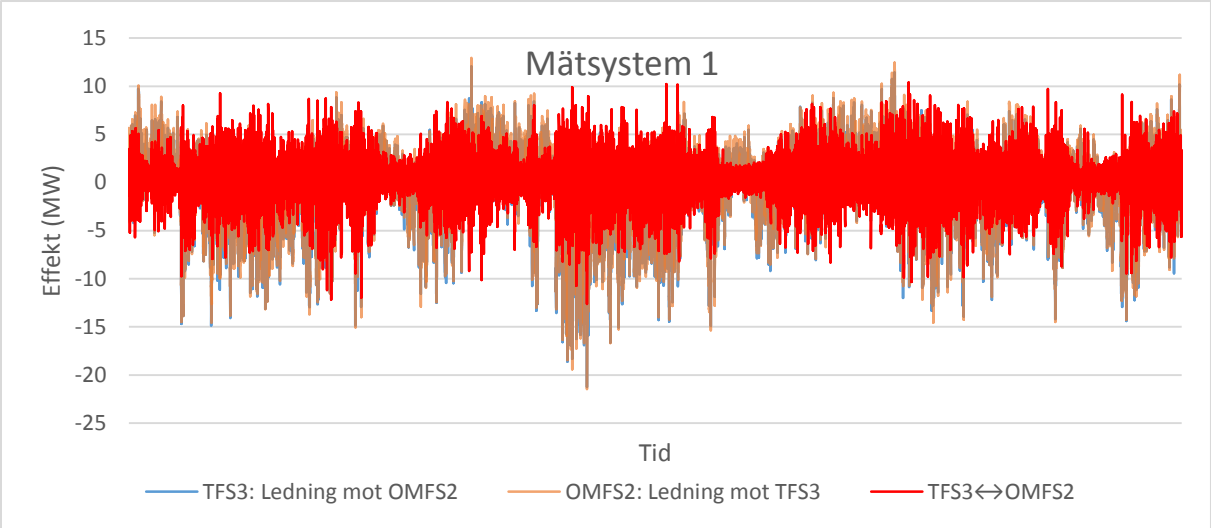
Bilaga I

Mätsystem 1 utan EFS.

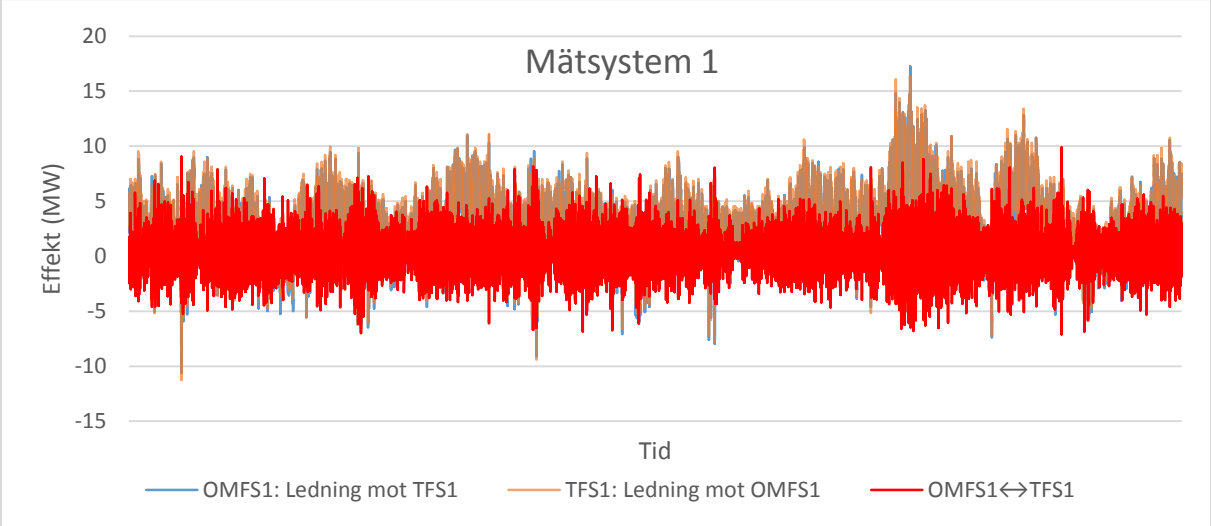


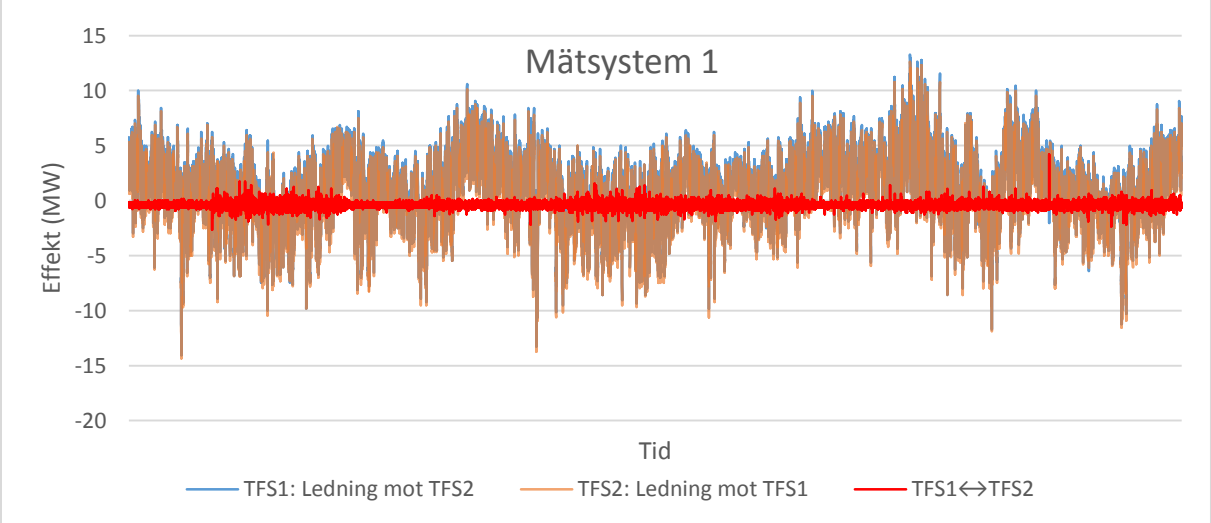


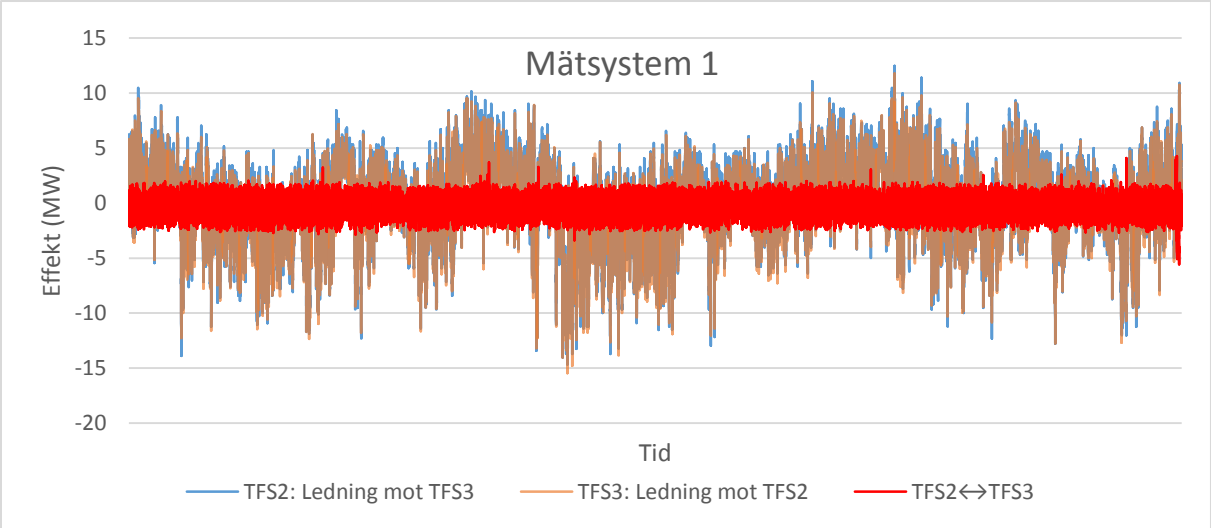




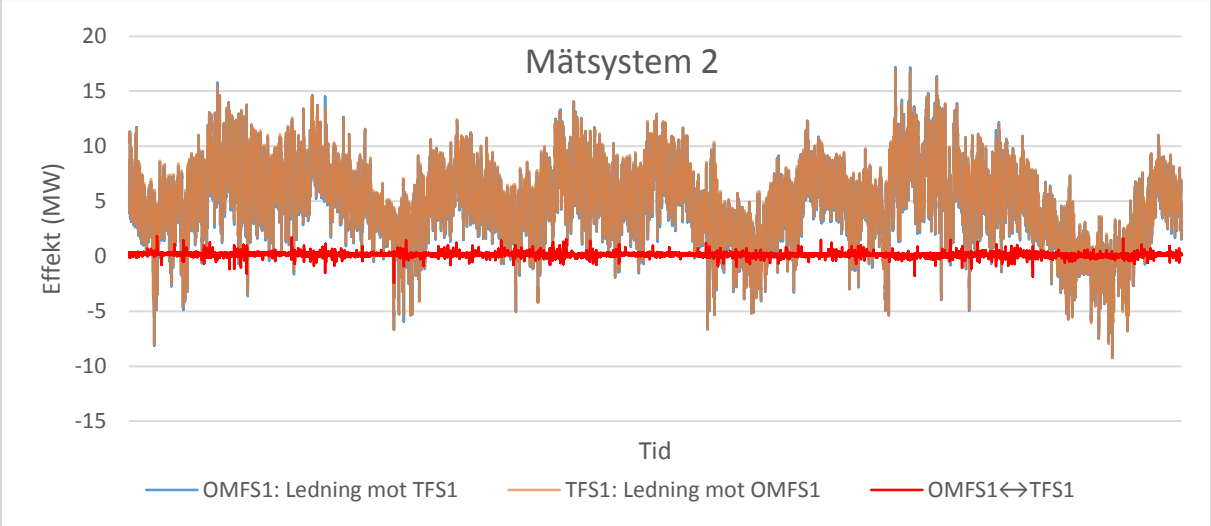
Mätsystem 1 med EFS.

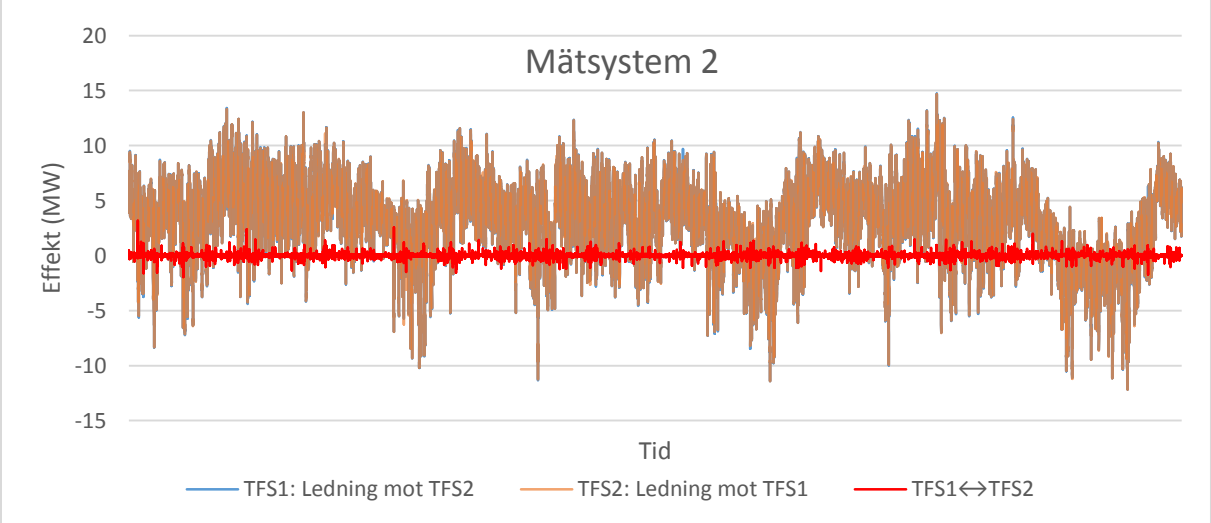


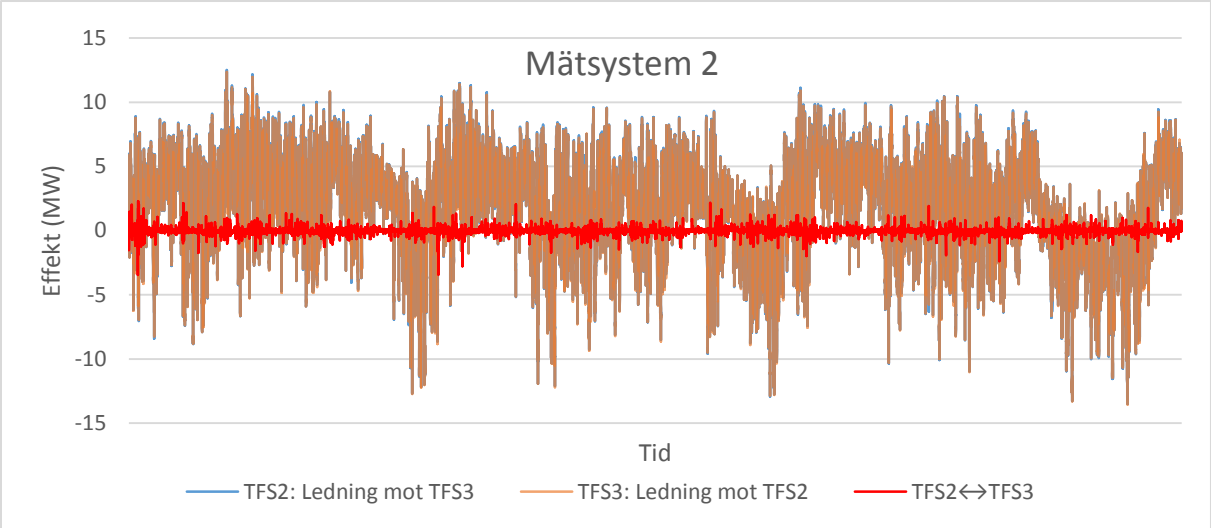


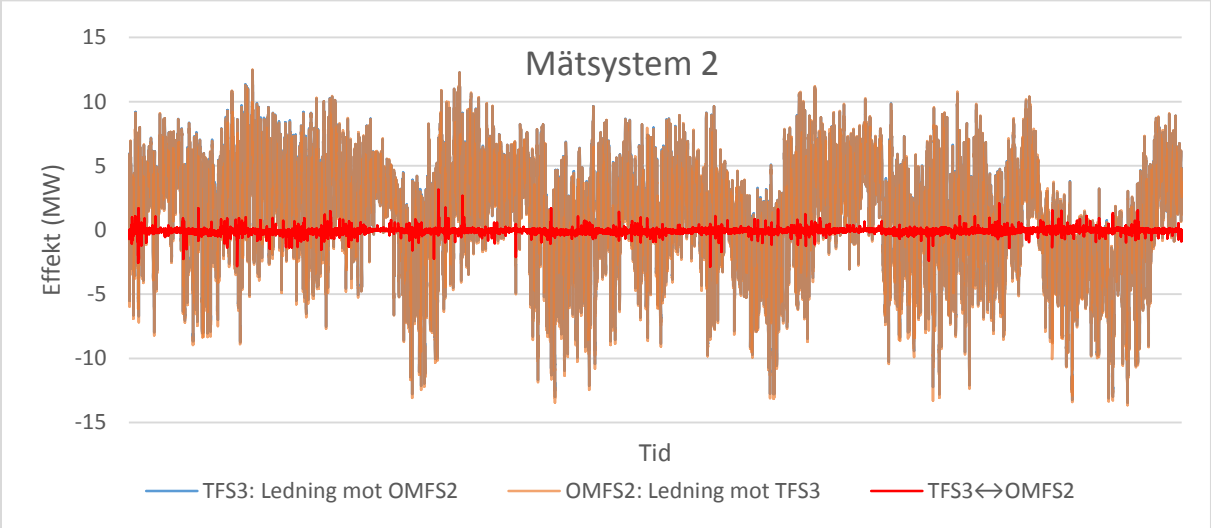


Mätsystem 2 utan EFS.

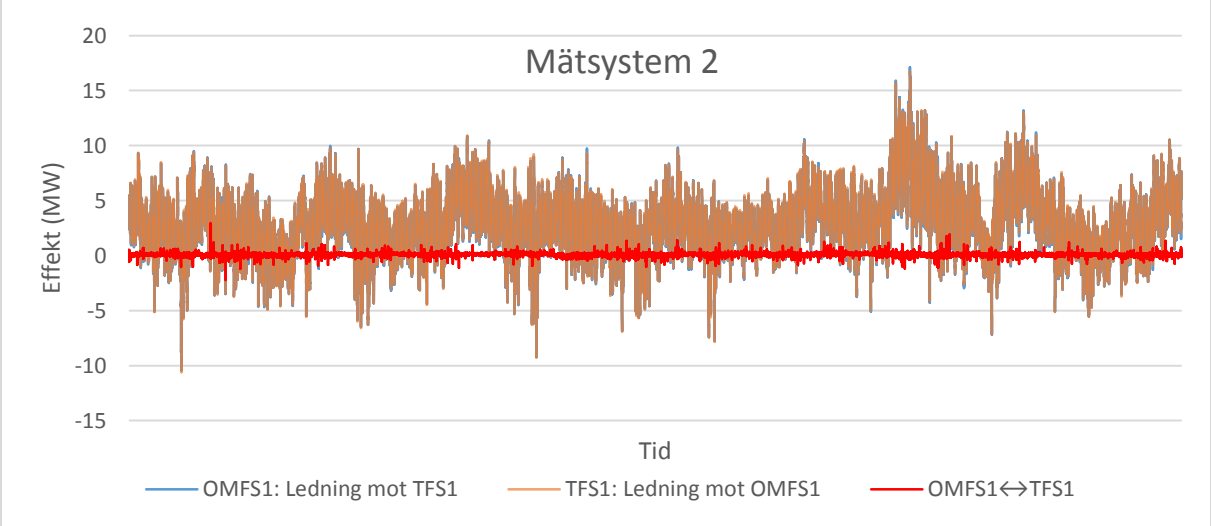


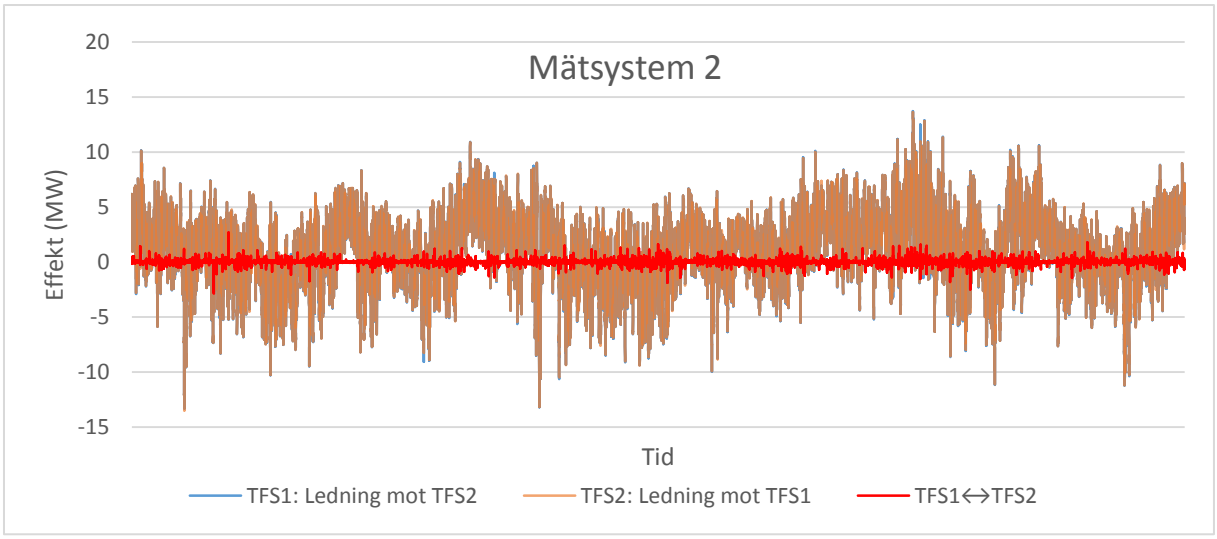


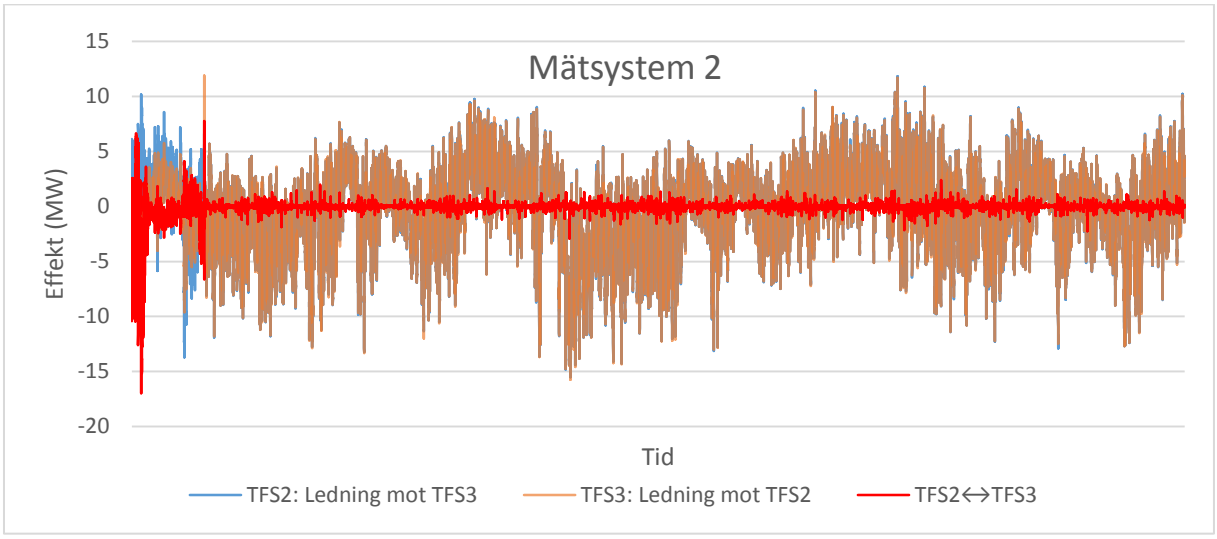




Mätsystem 2 med EFS.

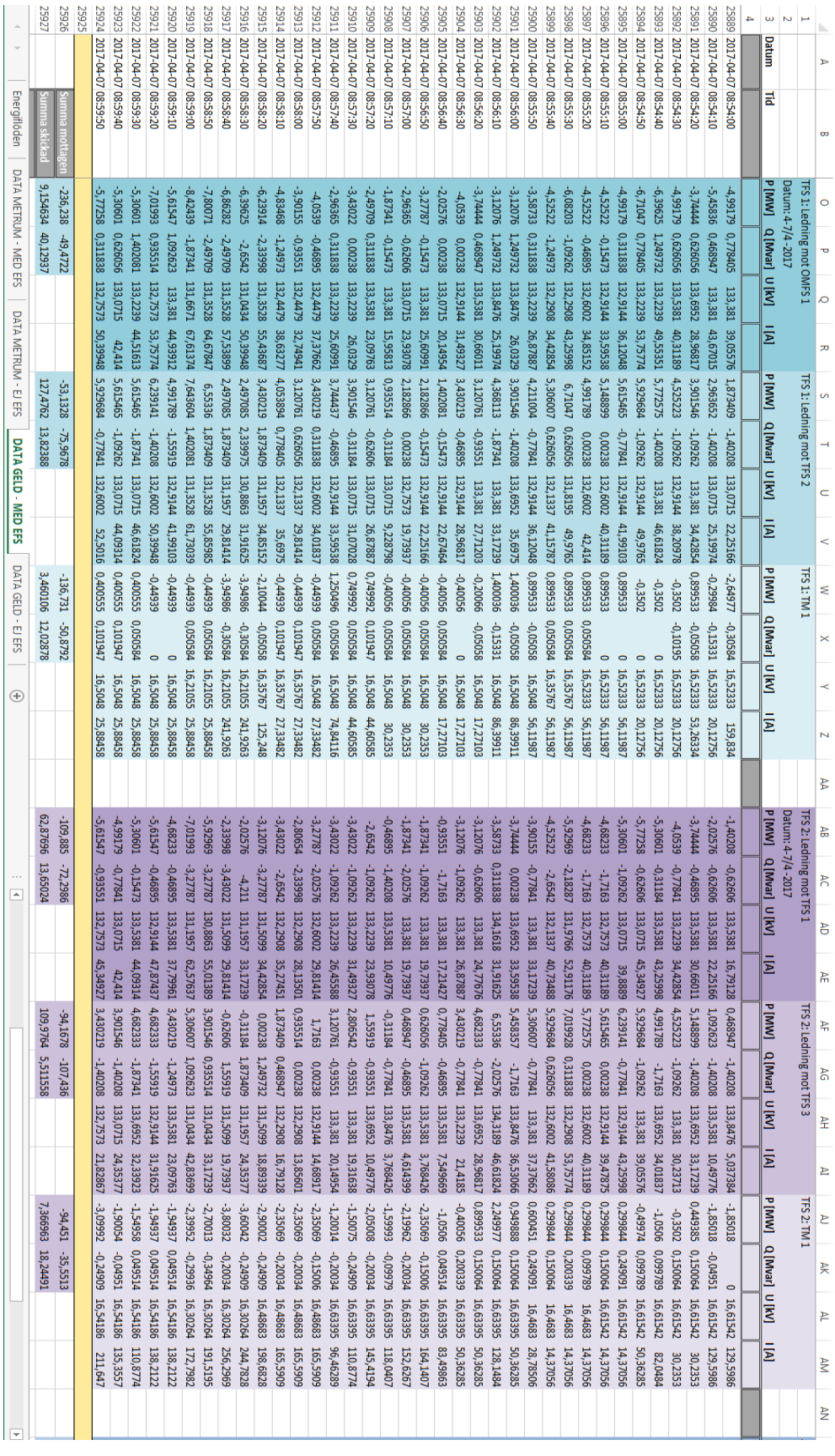



Mätsystem 2
Effekt (MW)
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
Tid
TFS1: Ledning mot TFS2
TFS2: Ledning mot TFS1
TFS1↔TFS2


Mätsystem 2
Effekt (MW)
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
Tid
TFS2: Ledning mot TFS3
TFS3: Ledning mot TFS2
TFS2↔TFS3

Bilaga J

Utdrag från kalkylering av energiflöden och lastdelning mellan omformarstationer – Rådata mätsystem 1.



Bilaga K

Utdrag från kalkylering av energiflöden och lastdelning mellan omformarstationer – Rådata mätsystem 2.