

# Belastningsförluster i mellanspänningsnätet

Aina Tuolja  
2014

Högskoleingenjörsexamen  
Elkraftteknik

Luleå tekniska universitet  
Institutionen för teknikvetenskap och matematik

# Belastningsförluster i mellanspänningsnätet

---

Aina Tuolja

Examinator: Math Bollen  
Handledare Luleå Energi: Karl Drugge och Roger Berggren

Högskoleingenjörsexamen Elkraftteknik  
Luleå tekniska universitet  
Institutionen för teknikvetenskap och matematik



# Belastningsförluster i mellanspänningsnätet

Aina Tuolja

Examinator: Math Bollen  
Handledare Luleå Energi: Karl Drugge och Roger Berggren

Luleå den 18 juni 2014  
Högskoleingenjörsexamen Elkraftteknik  
Luleå tekniska universitet  
Institutionen för teknikvetenskap och matematik



## ABSTRACT

The company Luleå Energi Elnät are reinvesting in their medium-voltage distribution network. A comparison is made of energy losses between a current network with a projected network to find out whether the reinvestment is economically beneficial. To find out whether the reinvestment in the network will affect the energy losses, information is collected about the current and the projected network. The comparison is based on the type and lengths of the lines in the specific area, the resistive characteristics of the lines and transformers, and the loads connected to the network. Further calculations have been made in Excel. The result of the calculations shows that the cost of the energy losses will decrease with circa 39 000 SEK annually with the projected network. Replacing existing overhead lines with underground cables affects the result the most and the effect is most noticeable in areas with many consumers.



## SAMMANFATTNING

Inom Luleå Energi Elnät pågår reinvesteringar i elnätet. För att ta reda på om en av reinvesteringarna i elnätet lönar sig att utföra med tanke på minskade belastningsförluster har en jämförelse gjorts mellan ett äldre ledningsnät och ett nytt projekterat på mellanspänningssidan. Den gamla befintliga friledningen som till större del består av blanklina ska raderas så fort den nya linjen är klar och ersättas av både markkabel och isolerad BLL. För att komma fram till om belastningsförlusterna på den specifika linjen kommer att reduceras har data om de aktuella linjerna tagits fram; vilken typ av ledningar som finns och hur långa de är, resistansen på ledare och transformatorer, samt vilken kundbelastning som varje transformator har. Förlustberäkningarna utförts med hjälp av Excel.

Resultatet visar på att belastningsförlusterna minskar med ungefär 39 000 SEK per år genom att ledningsnätet byggs om för den specifika sträckan. Störst betydelse för kostnadsbesparingen är valet av att förlägga markkabel av grövre dimension längs de sträckor där kundbelastningarna är som störst. De lågt belastade ledningssträckorna med oisolerade blanklinor som ersätts med isolerad BLL ger inte någon energivinst. Att byta till energieffektiva transformatorer (21/0,4 kV) påverkar resultatet i mindre grad ifråga om minskade belastningsförluster på mellanspänningssidan och besparingen beräknas att bli ca 9000 kr årligen.

Det förväntade resultatet kan tillsammans med en kostnads kalkyl för reinvesteringen bidra till att omvärdera framtida beslut om hur landsbygdsnätet fortsättningsvis ska vädersäkras eller ge incitament till en höjning av nättariffen till kunderna.



### **FÖRORD**

Detta examensarbete på 15 hp utförs åt Luleå Energi och ingår som ett avslutande kursmoment i den treåriga högskoleingenjörsutbildningen inom elkraftteknik via Luleå tekniska universitet.

Jag vill först och främst tacka alla de trevliga och hjälpsamma kollegorna som har funnits tillgängliga på Luleå Energi och som gjort att jag kunnat slutföra mitt examensarbete på bästa sätt. Ett speciellt tack till Roger Berggren för hans lärorika utlägg om elkraft!

För övrigt vill jag tacka min stora familj som har stöttat mig på alla sätt under min studietid när jag kombinerat studier med arbete. Under mina mest hektiska dagar har jag fått praktisk hjälp i hemmet, upprätthållande av studiemotivationen, hälsoråd och många förslag på yogaövningar!



## INNEHÅLLSFÖRTECKNING

|  |     |
|--|-----|
| ABSTRACT .....   | i   |
| SAMMANFATTNING .....   | iii |
| FÖRORD .....   | v   |
| 1 INLEDNING .....  | 1   |
| 1.1 Bakgrund .....   | 1   |
| 1.2 Syfte .....  | 1   |
| 1.3 Uppdrag .....  | 1   |
| 1.4 Avgränsning .....  | 1   |
| 1.5 Metod .....  | 2   |
| 1.6 Resultat .....   | 2   |
| 2 UPPDRAGSGIVARE .....   | 3   |
| 2.1 Luleå Energi AB .....  | 3   |
| 2.2 Nätförluster .....   | 3   |
| 3 UPPDRAGSOMRÅDE .....   | 5   |
| 3.1 Jämtön .....   | 5   |
| 3.1.1 Jämtöns fördelningsstation .....                             | 5   |
| 3.1.2 Förnyelse av ledningsnät – linje 2 .....                     | 5   |
| 3.2 Ledningstyper .....  | 6   |
| 3.2.1 Egenskaper ledare .....                                      | 7   |
| 3.3 Transformatorer .....  | 8   |
| 4 TEORI FÖR BERÄKNING AV BELASTNINGSFÖRLUSTER .....                | 9   |
| 4.1 Allmänt om nätförluster .....                                  | 9   |
| 4.1.1 Sätt att minska belastningsförluster .....                   | 9   |
| 4.2 Ledningsförluster .....  | 10  |
| 4.2.1 Ekvivalent schema .....                                      | 10  |
| 4.2.2 Effektförluster i ledningar .....                            | 11  |
| 4.3 Transformatorförluster .....                                   | 12  |
| 4.3.1 Ekvivalent schema .....                                      | 12  |
| 4.3.2 Resistiva förluster i transformatorlindningar .....          | 13  |
| 4.3.3 Tomgångsförluster i kärna .....                              | 14  |
| 4.3.4 Totala förlusteffekter .....                                 | 14  |
| 4.4 Energiförlustberäkningar - ledningar och transformatorer ..... | 14  |

## INNEHÅLLSFÖRTECKNING

---

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 5     | GENOMFÖRANDE .....                           | 17 |
| 5.1   | Allmänt om beräkningarna .....               | 17 |
| 5.2   | Beräkningsexempel .....                      | 17 |
| 5.3   | Ledningsförluster .....                      | 17 |
| 5.3.1 | Ledningstyp, -längd och -resistans .....     | 17 |
| 5.3.2 | Kundernas energiförbrukning .....            | 19 |
| 5.3.3 | Kundernas effektuttag .....                  | 19 |
| 5.3.4 | Effektförluster i ledningar .....            | 20 |
| 5.3.5 | Energiförluster i ledningar .....            | 21 |
| 5.4   | Transformatorförluster .....                 | 22 |
| 5.4.1 | Resistans .....                              | 22 |
| 5.4.2 | Effektförluster .....                        | 22 |
| 5.4.3 | Energiförluster .....                        | 23 |
| 6     | RESULTAT .....                               | 25 |
| 6.1   | Strömmar .....                               | 25 |
| 6.2   | Energiförlust .....                          | 26 |
| 6.2.1 | Ledningar .....                              | 26 |
| 6.2.3 | Transformatorer .....                        | 29 |
| 6.3   | Total energiförlust .....                    | 33 |
| 6.3.1 | Gamla ledningsnät .....                      | 33 |
| 6.3.2 | Nya ledningsnät .....                        | 33 |
| 7     | DISKUSSION OCH SLUTSATSER .....              | 35 |
| 8     | KÄLLFÖRTECKNING .....                        | 37 |
|       | BILAGA 1 - Karta över Linje 2 i Jämtön ..... | 39 |
|       | BILAGA 2 - Märkdata transformatorer .....    | 41 |

# 1 INLEDNING

*I kapitel 1 förklaras uppdragets bakgrund och syfte.*

## 1.1 Bakgrund

Stormen Gudrun som härjade i början av januari år 2005 visade på Sveriges sårbarhet vad det gäller trygg elförsörjning. 730 000 hushåll blev utan elström när 30 000 km ledningsnät skadades och 20 dygn efter stormen var fortfarande 12000 kunder utan elström.[1] Konsekvensen av stormen blev diskussioner om hur elförsörjningen till samhället i större utsträckning skulle kunna garanteras och hur strömavbrotten skulle bli färre. Ett av förslagen till lösning för tryggare elförsörjning är att vädersäkra landsbygdsnätet som i dag består till största del av oisolerade friledning. Luleå Energi Elnät är en av de nätägare som idag reinvesterar sitt elnät med att modernisera, vädersäkra och bygga för redundans.

## 1.2 Syfte

Från Jämtöns fördelningsstation och längs en av dess utgående linjer med driftspänningen 21 kV pågår en förnyelse av mellanspänningsnätet. Reinvesteringen förväntas ge färre driftavbrott med minskande kostnader när ledningsnätet till stor del kablifieras, samtidigt som kostnaderna för nätförlusterna förmodas att minska. Om reinvesteringen återbetalas inom rimlig tid kan nätbolaget hålla fortsatt låga avgifter till kunderna.

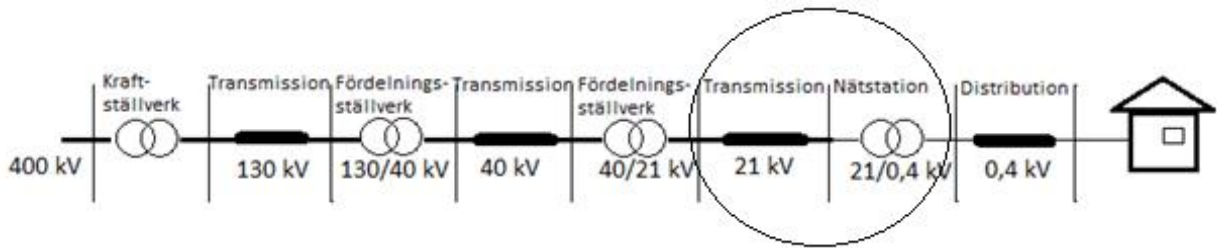
## 1.3 Uppdrag

Uppdraget ska ge svar på hur stor vinst som Luleå Energi tjänar på minskade belastningsförluster genom att bygga om ledningsnätet med driftspänning 21 kV som utgår från fack 2 i Jämtöns fördelningsstation. Det sker en pågående linjebyggnation där markkabel kommer att grävas ned och ersätta den gamla luftledningen av blanklina fram till nätstationen N211 vid Vitåfors. Ledningsgatan kommer även att flyttas i nära anslutning till den befintliga landsvägen. Alla gamla transformatorer som finns fram till nätstation N209 kommer att bytas ut mot mer energisnåla amorfa transformatorer. Från Vitåfors fram till slutet på linjen vid Dammtorpets nätstation N236 kommer blanklina av Feal 31 att bytas ut mot grövre dimension, en isolerad BLL Feal 99. Frågan är hur stor besparing kommer den nya ledningslinjen att ge ifråga om minskade belastningsförluster i kilowatt timmar och kronor?

## 1.4 Avgränsning

Förnyelse av elnätet sker endast inom mellanspänningsnätet med driftspänning 21 kV och därför görs förlustberäkningarna för den spänningsnivån. I verkligheten kommer

belastningsförlusterna även att minska på lågspänningssidan eftersom många av transformatorerna för 21/0,4 kV kommer att bytas ut till mer energieffektiva.



Figur 1. Avgränsning till mellanspänningsnätet 21 kV.

## 1.5 Metod

DP Power är ett kart- och beräkningsprogram som är relativt nytt inom Luleå Energi Elnät. Det pågår ett kontinuerligt arbete inom företaget med att rita in och dokumentera alla ingående ledningsnät och kraftutrustning som finns inom elnätet i detta program. Det är därifrån som informationen om det gamla ledningsnätets ledningslängder, ledningstyper och transformatorernas märkdata hämtas. Även kundernas energiuttag tas fram från programmet. För det nya projekterade elnätet finns enbart papperskartor att tillgå; Jämtön karta 1-5 samt Jämtön Etapp 3&4 karta 1-5. Eftersom inte hela elnätet är fullständigt uppdaterat i dP Power går det inte att utnyttja programmet till att utföra avancerade beräkningar. Beräkningarna sker med hjälp av Excel för att ta fram eftersökt data om ledningsavsnittens strömmar, ledningarnas och transformatorernas resistanser och avslutningsvis belastningsförlusterna.

## 1.6 Resultat

Energiförlusterna för Luleå Energi Elnät minskar med 78 MWh årligen genom att linje 2 i Jämtön till stor del kablifieras och får nya energieffektiva transformatorer. I pengavärde betyder detta 39 000 kr årligen i besparingar, varav den största vinsten beror av bytet till markkabel. Det som bidrar till det positiva resultatet är att den nya totala ledningslängden kommer att bli ca 3,8 km kortare än förut och att ledarmaterialet kommer att ha lägre resistans.

## 2 UPPDRAGSGIVARE

Kapitel 2 innehåller en kortfattad beskrivning av uppdragsgivaren och dess elnätområde.

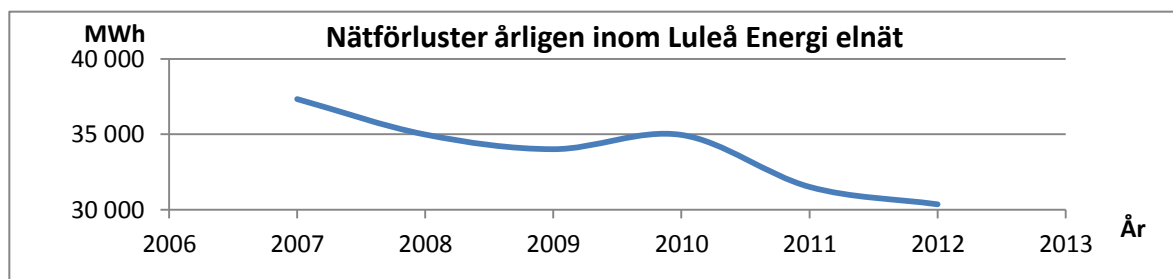
### 2.1 Luleå Energi AB

År 1996 avregleras elmarknaden och elhandeln konkurrensutsätts. För Luleå Energi AB, med Luleå kommun och Vattenfall som ägare resulterar detta i att själva moderföretaget fortsätter verksamheten med att endast bedriva handel med el, producera och distribuera fjärrvärme. För själva eldistributionen startas dotterbolaget Luleå Energi Elnät, vars elnätsområde i stort följer Luleå kommungräns. År 2009 blir Luleå Kommunföretag ensam ägare av Luleå Energi AB när de köper upp Vattenfalls del av företaget.

Det finns ca 39 571 elnätskunder inom Luleå Energi elnätsområde, varav 70 st kunder har abonnemang för högspänning och resterande för lågspänning. Inom elnätsområdet finns 15 st fördelningsstationer där spänningen transformeras från 130-40 kV till endera 22-11 kV, samt 1263 st nätstationer för 22-11/0,4 kV. Nätstationer är transformatorstationer där spänningen transformeras ned från 21 kV till 400 V. Inom nätet finns även 18 km lång regionledning på 130 kV. [2]

### 2.2 Nätförluster

Nätägaren har till uppgift att distribuera el till elförbrukarna samtidigt som denne ska mäta den inmatade och uttagna elenergin som passerar inom elnätområdet. Luleå Energi betalar till Vattenfall för den inmatade elenergin och elleverantörerna å sin sida betalar Luleå Energi för deras förbrukade mängd elenergi. Skillnaden mellan dessa två kallas nätförlust och definieras som en energiförlust i kWh. Sedan fjärrvärmeutbyggnaden i början av 2000-talet tagit fart inom kommunen har kurvan för nätförlusterna gått nedåt för att antas ligga på ca 30 000 MWh år 2014, enligt figur 2. Nätförlusterna inom Luleå Elnät har mellan åren 2002-2012 gått från som högst 5,4 % av hela energiomsättningen till 3,6 % och kostnaden har legat mellan 11,5-20 miljoner kronor. Luleå Energi betalade i snitt ca 50 öre/kWh för sina nätförluster under år 2013. [3]



Figur 2. Nätförluster mellan åren 2007 och 2012. [3]



## 3 UPPDRAGSOMRÅDE

*I kapitel 3 beskrivs platsen för uppdraget; Jämtöns fördelningsstation och dess utgående linje 2.*

### 3.1 Jämtön

Jämtön är en del av Luleå kommun och gränsar mot Kalix kommun. I området för Jämtön finns landsbygd, tätorten Jämtön, byn Jämtöavan och fritidshusområdet Sandöskatan. Enligt befolkningsräkning för 2013 är folkmängden 366 st. Större delen av befolkningen bor i fritidshus (58%) och småhus (40 %). [4]

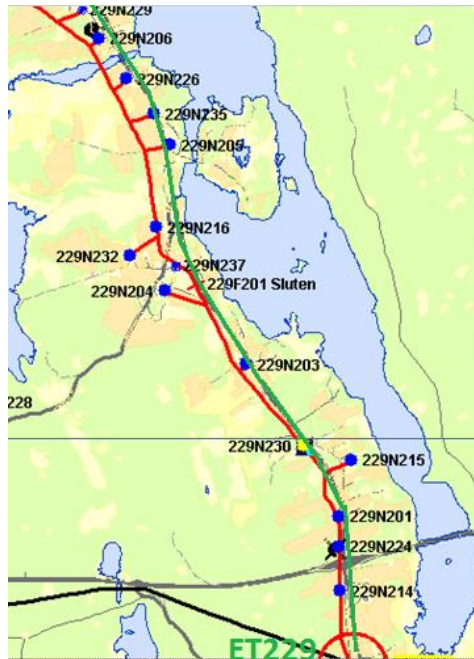
#### 3.1.1 Jämtöns fördelningsstation

Jämtöns fördelningsstation är den nordligaste av Luleå Energi Elnät 15 st fördelningsstationer. Fördelningsstationen har två utgående fack för 21 kV driftspänning som mynnar ut i linje 1 och 2. Den uttagna elenergin från ledningslinje 2 ligger på totalt 4483 409 kWh fördelat på 35 st nätstationer. Det är ojämn energiförbrukning mellan hushållen. Många kunder är stugägare med liten förbrukning. DP Power tillhandahåller all information om det gamla ledningsnätet och littereringskartor hjälper till att ge översyn av den aktuella ledningslinjen. Projekterat kartmaterial finns att tillgå för den nya linjen.

#### 3.1.2 Förnyelse av ledningsnät – linje 2

Den nya linjesträckningen ut från Jämtöns fördelningsstation benämns som den nya ledningslinje 2. Den gamla friledningen, benämns som den gamla ledningslinje 2, kommer att raderas när den nya linjesträckningen är klar. Se figur 3 för linjesträckning.

- Markkabel (WISKI TT 95) kommer att ersätta den gamla blanklinan (Feal 31) fram till nätstation N211 vid Vitåfors. Den nya linjesträckningen kommer att flyttas och förläggas utmed den befintliga landsvägen. I bilaga 1 finns en karta över den gamla ledningslinje 2 i Jämtön.
- Från nätstation N211, Vitåfors fram till Dammtorpets nätstation N236 kommer den gamla blanklinan (Feal 31) att bytas ut mot grövre dimension, en isolerad BLL (Feal 99). Ledningsgatan kommer att vara densamma.
- Från fördelningstationen fram till nätstationen N209 kommer transformatorerna att bytas ut till mer energisnåla amorfa transformatorer.



Figur 3. En del av Jämtöns linje 2 med gamla ledningsnätet med heldragen linje till vänster om den nya projekterade till höger.

### 3.2 Ledningstyper

Generellt inom eldistribution och landsbygdsnät används friledning av oisolerad blanklina. Den gamla linje 2 i Jämtön med en total ledningslängd på ca 33 km består av ca 30,5 km blanklina (Feal och Cu) och 2,3 km isolerad blanklina (BLX Feal). Den nya ledningslinjen är projekterad till att bestå av totalt ca 13,5 km markkabel Wiski TT 50 och 95 samt 15,9 km BLL Feal 99. För fullständig förteckning av ledningstyper och resistansvärden för linje 2 se tabell 1 och 2.

Tabell 1. Ledningarnas längder, gamla ledningslinje 2 i Jämtön.

|                             | Typ              | Sträcka (m) | R ( $\Omega$ /km,fas) |
|-----------------------------|------------------|-------------|-----------------------|
| Matarkabel luft             | AL59 99 24kV     | 444         | 0,296                 |
| Matarkabel mark             | AXKJ 35 24kV     | 33          | 0,868                 |
| Matarkabel mark             | AXKJ 50 24kV     | 48          | 0,7                   |
| Matarkabel mark             | AXKJ 95 24kV     | 126         | 0,3                   |
| Matarkabel luft             | BLX FeAl 62 24kV | 1833        | 0,5                   |
| Friledning                  | CU 16 24kV       | 7403        | 1,1125                |
| Friledning                  | FEAL 31 24kV     | 20496       | 1,0742                |
| Friledning                  | FEAL 62 24kV     | 2779        | 0,535                 |
| Total ledningslängd 33162 m |                  |             |                       |

Tabell 2. Ledningarnas längder, nya ledningslinje 2 i Jämtön.

|                            | Typ               | Sträcka (m) | R ( $\Omega$ /km,fas) |
|----------------------------|-------------------|-------------|-----------------------|
| Matarkabel mark            | Wiski TT 95 24 kV | 12519       | 0,32                  |
| Matarkabel mark            | Wiski TT 50 24 kV | 997         | 0,64                  |
| Friledning                 | BLL Feal 99       | 15875       | 0,336                 |
| Total ledningslängd 29391m |                   |             |                       |

### 3.2.1 Egenskaper ledare

**Blanklina** - Traditionellt har koppar (Cu), aluminium (Al) och stålaluminium (Feal) använts som ledarmaterial i blanklina. Aluminium är billigare än koppar men har också en lägre vikt, brottgräns och 60 % sämre ledningsförmåga. För klenare dimensioner  $\leq 16\text{mm}^2$  används vanligtvis koppar och för  $\geq 25\text{mm}^2$  används aluminium. [5] I de fall det krävs ett högre motstånd mot dragpåkänning är legerad aluminium (ex. AlMgSi) att föredra, men ledningsförmågan blir aningen sämre än för ren aluminium. Feal, består av mittledare av stål och med aluminiumledare runt om och finns i flera dimensioner. För Feal-linor bortses den ström som går i stälkärnan och vid resistansberäkning används enbart Al-arean och dess resistivitet.

**Isolerad lina och kabel** - BLL är den isolerade lina som används mest i Sverige och själva isoleringen är av polyeten som är återvinningsbar. BLX är isolerad blanklina av sk. PEX isolering som består av tvärförbunden polyeten, se figur 4. BLL och BLX är ungefär jämförbara, men BLX kan ha högre driftstemperatur och bägge används framförallt i mellanspänningsnätet upp till 24 kV. [6] Används ledareor på 62 respektive 99  $\text{mm}^2$  är ledaren av FeAl-typ. För grövre areor, 159  $\text{mm}^2$  och 241  $\text{mm}^2$  är ledarmaterialet AlMgSi typ Al 7. Isolerade blanklinor som BLL och BLX har genom sin isolationsförmåga en fördel genom att de kan undvika kortslutning om ett träd faller på dem. När trädet ska avlägsnas från linan måste däremot strömmen brytas. Vid ett träd påfall på en BLL/BLX blir det en kortare avbrottsid jämfört med om luftledningen skulle bestå av en blanklina. [7]



Figur 4. Isolerad blanklina, BLX. [13]

Wiski TT 24 kV är markkabel med fåtrådig komprimerad rund aluminiumledare vars tre faser kables tillsammans runt mittledaren av koppar. [8] AXKJ förläggs som markkabel och består av en eller 3-ledare av fåtrådig rund aluminium med en skärm av koppartråd i ett 3-fasförband. Finns i flera dimensioner. Själva isoleringen av PEX (tvärbunden polyeten). [9]

### **3.3 Transformatorer**

Transformatorerna längs gamla linje 2 är oljeisolerade av standardtyp med många driftår bakom sig och märkeffekterna är mellan 30-315 kVA. Vad det gäller de nya transformatorerna som ska ersätta de gamla är inte märke eller typ ännu bestämt och därför används den märkdata som finns tillgänglig från ABB om amorfa oljeisolerade transformatorer mellan 50-500 kVA. För märkdata på transformatorer längs linje 2 se bilaga 2.

## 4 TEORI FÖR BERÄKNING AV BELASTNINGSFÖRLUSTER

*I kapitel 4 beskrivs den teori som ligger bakom beräkningarna av aktiva effektförluster i ledningsnätet.*

### 4.1 Allmänt om nätförluster

Under det att ledningar och transformatorer belastas av elström utvecklas även värme, en aktiv effektförlust  $R \cdot I^2$ , även kallad belastningsförlust. Belastningsförluster i ledningar och transformatorer är de största orsakerna till nätförluster och beror av att ledarmaterialets oförmåga att transportera elström. Det går inte heller att räkna bort att det sker stölder av el eller att elmätare hos kunder visar fel som bidrar till nätförluster. Under kalla vintrar när elförbrukningen är som störst stiger förlusterna i nätet.

#### 4.1.1 Sätt att minska belastningsförluster

För att minska belastningsförlusterna gäller det att ha så låg ström som möjligt i elnätet och ett sätt för att få detta är att hålla hög spänningsnivå i elledningarna så nära slutkunden som möjligt. Med högre spänning ställs dock ökade krav på omgivande utrustning, vilket påverkar kostnaden för drift och underhåll. Reaktiv effekt tenderar att höja strömmen och öka på  $R \cdot I^2$ -förlusterna och därför bör en viss faskompensering ske av reaktiv effekt i närheten av kunderna så att färre mängder av reaktiv effekt är i omlopp i elnätet. Övriga sätt att minska belastningsförlusterna är att använda sig av grövre dimension av ledning eller att välja ledning efter god strömledningsförmåga. Kostnaden för inköp tenderar dock att stiga med ökande dimension och strömledningsförmåga. Kabel är dyrare än isolerad lina.

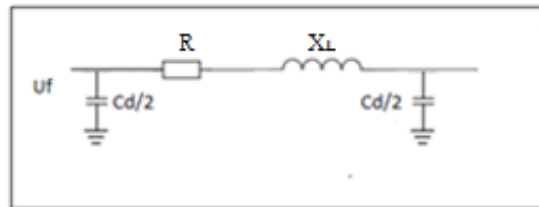
Amorfa transformatorer med kärnplåtarna av amorft stål bidrar till att magnetiseringen av kärnan förbättras, vilket bidrar till att framförallt tomgångsförlusten reduceras. Inköpskostnaden är högre för denna typ av transformatorer jämfört med standardtypen. [10]

Generellt när det gäller transformatorer medför ett alltför stort värde på kortslutningsresistansen ( $r_k$ ) att belastningsförlusterna ökar och om kortslutningsimpedansen, ( $z_k$ ) blir för stor medverkar det till stora spänningsvariationer. För nätägaren gäller det att väga belastningsförlusterna mot att vid eventuell kortslutning på sekundärsidan under drift är  $z_k$  den enda impedans som kan begränsa kortslutningsströmmen. [11]

## 4.2 Ledningsförluster

### 4.2.1 Ekvivalent schema

Vid beräkning av belastningsförluster görs ett  $\pi$ -ekvivalentsschema sett ur en ledningsfas enligt figur 5. Alla formler i detta avsnitt återfinns i [11], såvida inte annat skrivs.



Figur 5. Ekvivalent schema för distributionsledning per fas.

En ledning har resistans ( $R$ ), induktiv reaktans ( $X_L$ ) och kapacitiv reaktans ( $X_C$ ). I en kort luftledning  $\leq 100$  km är resistansen och induktansen tongivande, medan driftkapacitansen ( $C_d$ ) kan försummas.

Resistansen i en ledare ökar med minskande tvärsnittsarea och med ledarens längd enligt ekvation (1). Resistansen varierar också av temperatur. Koppar har bättre strömledningsförmåga och lägre resistans än aluminium. Resistiviteten för koppar är  $\rho_{Cu}=17,241 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$  och för aluminium är  $\rho_{Al}=28,134 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ .

Resistansen per fas för en elektrisk ledare kan beräknas med formeln

$$R = \frac{\rho}{A} \cdot l = r_L \cdot l \quad [\Omega] \quad (1)$$

där  $\rho$  - materialets resistivitet [ $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ]

$A$  - ledarens tvärsnittsarea [ $\text{mm}^2$ ]

$l$  - ledarens längd [m]

$r_L$  - ledningsresistans per fas [ $\Omega/\text{km}$ ] (fås ur ledningsdata)

Induktansen ( $L$ ) i en ledare påverkas av fasavståndet mellan ledarna, hur fasledarna är placerade jämte varandra och ledarens diameter. Ju större dimension på ledaren och ju mindre fasavstånd, desto lägre induktans. Av den anledningen har friledningarna större induktans än kablar. Vid spänningar över 20 kV ska fasledningarna skruvas, dvs. byta plats med varandra

så att inte induktansen blir olika på ytter- respektive mittenfas. Ett vanligt riktvärde för friledningar är  $0,4\Omega/\text{km}$  per fas.

Induktiva reaktansen ( $X_L$ ) per fas i en ledare beräknas enligt

$$X_L = x_L \cdot l \quad [\Omega] \quad (2)$$

$$\text{med } x_L = \omega \cdot L \quad [\Omega] \quad (\text{fås från ledningsdata}) \quad (3)$$

$x_L$  - induktiv reaktans [ $\Omega/\text{km}$ ]

$\omega$  - vinkelfrekvensen [Hz/rad]

L - induktans [H]

Driftkapacitansen ( $C_d$ ) är den resulterande kapacitans som ledarna i en trefasledning ger upphov till mellan varandra liksom den som uppstår mellan ledarna och jord. En kabel jämfört med luftledning har mindre avstånd mellan ledarna och därmed en högre driftkapacitans vilket genererar lägre kapacitiv reaktans. Ett av de kända problemen vid användning av kabel istället för friledning är att den kapacitiva jordfelsströmmen kan komma att öka 30-50 gånger, vilket medför högre krav på kopplingsapparaternas brytförmåga och ev. faskompensering. [12]

Den kapacitiva reaktansen per fas i en ledare beräknas enligt

$$X_c = \frac{1}{\omega \cdot C_d} \quad [\Omega/\text{km}] \quad (4)$$

$C_d$  - driftkapacitansen [F]

För den korta ledningen,  $C_d$  försummad, beräknas ledningens impedans per fas enligt

$$Z = \sqrt{R^2 + X_L^2} \quad [\Omega] \quad (5)$$

#### 4.2.2 Effektförluster i ledningar

Den aktiva och reaktiva effektförlusterna ( $P_{f,\text{led}}$  respektive  $Q_{f,\text{led}}$ ) avges som värme.

Aktiv och reaktiv effektförlust i en ledning per fas beräknas som

$$P_{f,\text{led}} = R \cdot I^2 \quad [\text{W}] \quad (6)$$

$$Q_{f,led} = X_L \cdot I^2 \text{ [VAR]} \quad (7)$$

där I - ström [A]

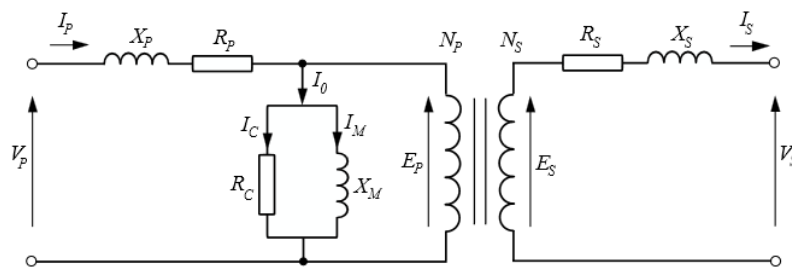
$C_d$  försummas

### 4.3 Transformatorförluster

Trefastransformatoren består av tre kärnor som har både primär och sekundärlindning lindad runt vardera av kärnorna. Det finns två dominerande förluster i transformatorn; tomgångs- och belastningsförluster.

#### 4.3.1 Ekvivalent schema

Transformatorns egenskaper kan representeras av en ekvivalent kretsmodell enligt figur 6. P och S hänvisar till respektive primär- och sekundärsida. Alla formler inom avsnittet återfinns i [13], såvida inte annat skrivs.



Figur 6. Ekvivalent transformatormodell per fas. [14]

I modellen återfinns de resistiva lindningsförlusterna ( $R_p$ ) och ( $R_s$ ), även kallad belastningsförlusterna och de reaktiva läckageförlusterna ( $X_p$ ) och ( $X_s$ ). De förluster som återfinns i shuntgrenen i kärnan är kärnförluster eller järnförluster ( $R_c$ ), dvs. tomgångsförluster och förluster från läckreaktans ( $X_M$ ). [14]

Modellen kan förenklas. För att kunna beräkna på transformatorns förluster sett från antingen primär- eller sekundärsidan summeras resistansen och reaktansen från bägge sidor och hänförs till en kortslutningsresistans ( $R_k$ ) respektive kortslutningsimpedans ( $X_k$ ) för den sida som beräkningen ska göras på.  $R_k$ ,  $X_k$  och  $Z_k$  kan beräknas utifrån det resultat som fås ur ett belastningsprov. De relativa impedanserna,  $z_k$ ,  $x_k$  och  $r_k$  uttryckt i % tas från transformatorns märkplåt.

Impedanstransformering till primärsidan blir enligt

$$R_k = R_P + R'_S = R_P + R_S \cdot \left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2 [\Omega] \quad (8)$$

$$X_k = X_P + X'_S = X_P + X_S \cdot \left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2 [\Omega] \quad (9)$$

där P och S hänvisar till r espektive primär- och sekundärsida.

R- resistiva lindningsförluster [ $\Omega$ ]

X- reaktiv läckageförluster [ $\Omega$ ]

V-fasspänning (V)

Kortslutningsimpedansen beräknas som

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} [\Omega] \quad (10)$$

### 4.3.2 Resistiva förluster i transformatorlindningar

Det uppstår resistiva förluster i bägge transformatorlindningarna under belastning av transformatorn och storleken på förlusterna beror av vilken lindningstyp som används. Lindningen består vanligtvis av koppar. Resistansen i lindningen är också temperaturberoende. Det bildas tillsatsförluster orsakat av strömförträngning men även virvelströmsförluster i andra delar av konstruktionen pga. de läckströmmar som finns. [13]

Belastningsförlusterna ( $P_b$ ) för en fas i transformatorn beräknas som (om tillsatsförlusterna försummas)

$$P_{b,T} = R_k \cdot I^2 [\text{W}] \quad (11)$$

$$\text{med } R_k = \frac{u_r}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} [\Omega/\text{fas}] \quad (12)$$

I- ström [A]

$u_r$  - resistansspänningsfall [%]

$U_n$  - driftspänning [kV]

$S_n$  - transformatorns skenbara effekt [MVA]

### 4.3.3 Tomgångsförluster i kärna

Tomgångsförlusterna ( $P_0$ ) uppkommer oberoende av belastning och härleds till järnkärnan i form av virvelströms- och hysteresförluster. Vid växelspänning förändras det magnetiska flödet i järnkärnan och det uppstår magnetiseringsförluster, s.k. hysteresförluster. För att reducera virvelförlusterna består järnkärnan av tunna plåtar traditionellt utförda så att kristallerna i plåtarna är riktade i längdriktningen tillsammans med ett isolerande lager mellan varje plåt. Tomgångsförlusterna bestäms genom tomgångsprov eller tas från transformatorns märkplåt.

### 4.3.4 Totala förlusteffekter

Totala förlusteffekten för transformatorn fås som

$$P_{f,totT} = P_b + P_0 \text{ [W]} \quad (13)$$

där  $P_b$  - belastningsförlust [W]

$P_0$  - tomgångsförlust [W]

## 4.4 Energiförlustberäkningar - ledningar och transformatorer

Vid energiförlustberäkning som utgår från given effektförbrukning ska belastningens utnyttjningstid ( $\tau$ ) användas. Utnyttjningstiden visar på hur stor del av året som en anläggning används. Som högst kan  $\tau$  vara när effektuttaget är konstant med max effekt under vald period, ex. under ett år  $\tau \leq 8760$  h/år. [11]

Belastningens utnyttjningstid per år beräknas enligt

$$\tau = \frac{W}{P_{max}} \text{ [h]} \quad (14)$$

där  $W$ - totala energiförbrukning [kWh/år]

$P_{max}$ - maximalt effektuttag [kW/år].

Sammanlagringseffekten är den maximala uttagna effekten och tar hänsyn till att elförbrukare inom ett belastningsområde inte belastar elledningarna samtidigt under dygnet. Velanders formeln jämnar ut belastningskurvan till ett mer verkligt värde. Konstanterna  $k_1$  och  $k_2$  beror av belastning och kan tas fram genom mätningar i befintligt nät eller från ett schablonvärde. Tabell 3 visar på möjliga konstanter för ett elnät.

Maximalt effektuttag kan beräknas utifrån Velanders formel för sammanlagringseffekter enligt

$$P_{max} = k_1 \cdot W + k_2 \cdot \sqrt{W} \text{ [kW]} \quad (15)$$

där W- totala energiförbrukning [kWh/år]

$k_1$  och  $k_2$ - velanderskonstanter

Energiförlusten för transformatorn eller ledaren fås som

$$W_f = P_f \cdot \tau \text{ [kWh]} \quad (16)$$

där  $P_f$  - effektförlust [kW]

$\tau$  - belastningens utnyttjningstid [h]

*Tabell 3. Utdrag från förteckning över Velanderskonstanter från Svenska Elverksföreningens kommittérapport Dimensionering av jordkabelnät från år 1983.*

|                    | $k_1$    | $k_2$  |
|--------------------|----------|--------|
| Småhus med elvärme | 0,000300 | 0,0250 |
| Sommarbostäder     | 0,000240 | 0,0253 |



## 5 GENOMFÖRANDE

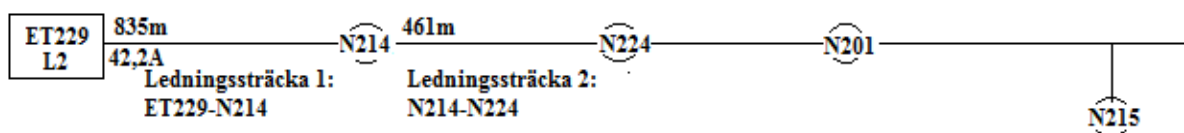
I kapitel 5 visas metodiken för att beräkna belastningsförlusterna.

### 5.1 Allmänt om beräkningarna

- Beräkningarna av belastningsförlusterna i ledningar och transformatorer har gjorts i beräkningsprogrammet Excel.
- Det är svårt att jämföra exakta nätförluster mellan den gamla och den nya linje 2 eftersom den senare har färre avgreningar och ledningsgatan skiljer sig mellan de två fram till nätstation N211.
- Antaganden i beräkningarna som görs är att
  - kundbelastningarna är resistiva och jämnt fördelat mellan faserna
  - luftledningarna kan anses korta
  - temperaturens påverkan på materialen bortses.

### 5.2 Beräkningsexempel

Nedan visas på hur förlusterna beräknas för ett ledningsavsnitt i gamla respektive nya ledningsnätet; sträcka 1 (ET229-N214) med tillhörande transformatorer N214. Se figur 7. Resultat för övriga ledningssträckor i gamla och nya ledningsnätet i Jämtön presenteras i resultatdelen, kapitel 6.



Figur 7. Första utgående delen av gamla linje 2 från Jämtöns fördelningsstation.

### 5.3 Ledningsförluster

#### 5.3.1 Ledningstyp, -längd och -resistans

Med hjälp av dP Power tas ledningslängderna och ledningstyperna fram. I tabell 4 finns sammanställningen av de två första uppmätta ledningslängderna och dess resistanser per fas.

Gamla elnät, ledningssträcka 1 (ET229 - N214) har en total längd på 835 m (126 m AXKJ, 109 m CU16 och 600 m Feal31).

Nya elnät, ledningssträcka 1 (ET229-N214) har en total längd 840 m (840 m Wiski TT 95).

Resistans värden,  $r_L$  per km för respektive ledning hämtas från ledningstillverkarnas hemsidor.

Resistansen per fas för respektive ledningssträcka beräknas enligt (1)

Gamla elnät- sträcka 1

$$R_{AXKJ95} = 0,30 \cdot 0,126 = 0,0378 \Omega \quad (17)$$

$$R_{CU16} = 1,1125 \cdot 0,109 = 0,2143 \Omega \quad (18)$$

$$R_{FEAL31} = 1,0742 \cdot 0,600 = 0,64452 \Omega \quad (19)$$

$$\text{Total resistans per fas, sträcka 1 är } R_{ET229-N214} = 0,80358 \Omega \quad (20)$$

Nya elnät- Sträcka 1

$$R_{Wiski TT95} = 0,32 \cdot 0,815 = 0,2608 \Omega \quad (21)$$

$$\text{Total resistans per fas, sträcka 2 är } R_{ET229-N214} = 0,2608 \Omega \quad (22)$$

Sammanställning av ledningstyp, längd och resistans i tabell 4.

| Tabell 4. Sammanställning av ledningstyp, ledningslängd och resistans per fas. |  |        |         |             |        |
|--|--|--------|---------|-------------|--------|
|  | Ledningstyp och ledningssträcka (km) för 24 kV |        |         |             |        |
| Ledningssträcka 1  | AXKJ 95  | CU16   | FEAL 31 | Wiski TT 95 | Summa  |
| Gamla: ET229-N214  | 0,126  | 0,109  | 0,600   | -           | 0,835  |
| Nya: ET229-N214  | -  | -      | -       | 0,815       | 0,815  |
|  | Resistans ledning ( $\Omega$ /fas)             |        |         |             |        |
| Gamla: ET229-N214  | 0,0378   | 0,2143 | 0,6445  | -           | 0,8036 |
| Nya: N214- N224  | -  | -      | -       | 0,2608      | 0,2608 |

### 5.3.2 Kundernas energiförbrukning

Jämtöns fördelningsnät ligger i landsbygd och det är få om inga stora industrier. Det finns upp till 25 st kunder på varje nätstation längs linje 2 med varierande förbrukning. Mätvärden på kundernas energiförbrukning under det senaste året hämtas från dP Power. Ett antagande görs att kundbelastningarna är rent resistiva och jämnt fördelat mellan faserna.

Energiförbrukningen för var nätstation N214 summeras till

$$W_{N214} = 146367 \text{ kWh/år} \quad (23)$$

Totala energiförbrukningen för alla nätstationer längs hela linjesträckningen summeras till

$$W_{ET229} = 4433809 \text{ kWh/år} \quad (24)$$

### 5.3.3 Kundernas effektuttag

Från fördelningsstationens fack sker kontinuerlig mätning av utgående linjeström. Mellan 1 december och 28 februari är enligt driftcentralens mätdata utgående linjeström från fack 2 på , 42 A. Detta ström värde kommer att bli riktvärde vid beräkningarna som görs för framtagande av bl.a. konstanterna  $k_1$  och  $k_2$  i Velanders formel för sammanlagringseffekt. Det finns inte några uppmätta ström värden för övriga ledningssträckor. Den information som finns om hushållens sammanlagrade och förbrukade energiuttag per år ger lastströmmarna för respektive transformator och för varje ledningssträcka.

Maximal ström genom respektive ledning och transformator beräknas som

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} [A] \quad (25)$$

där  $P_{max}$  - maximalt effektuttag [kW/år]

$U_n$  - driftspänning [kV]

$\cos \varphi$  - effektfaktor

Uträkningen av  $P_{max}$  genom Velanders formel och  $I_{max}$  för varje ledningssträcka sker samtidigt som olika k-värden prövas för att få  $I_{max}$  till 42 A. Maximalt uttagna effekten för nätstationen N214 med energiförbrukningen från (23) beräknas enligt (15)

Gamla elnät: där  $k_1=0,00028$  och  $k_2=0,0255$  fås

$$P_{max,N214} = 0,00028 \cdot 146367 + 0,0255 \cdot \sqrt{146367} = 50,739 \text{ kW} \quad (26)$$

Nya elnät: med  $k_1=0,00028$  och  $k_2=0,028$  fås

$$P_{max,N214} = 0,00028 \cdot 146367 + 0,028 \cdot \sqrt{146367} = 51,695 \text{ kW} \quad (27)$$

Den maximalt uttagna effekten från fördelningsstationen fås genom att summera alla effektuttag från varje nätstation längs linje 2 enligt

$$\text{Gamla elnät: } P_{max,tot} = 1532,198 \text{ kW} \quad (28)$$

$$\text{Nya elnät: } P_{max,tot} = 1534,8346 \text{ kW} \quad (29)$$

Strömförbrukningen för ledningssträcka 1 beräknas enligt (25)

Gamla elnät: med uttagen effekt från (28)

$$I_{max,gamla} = \frac{1532,198}{\sqrt{3} \cdot 21 \cdot 1} \text{ A} = 42,124 \text{ A} \quad (30)$$

Nya elnät: med uttagen effekt från (29) fås

$$I_{max,nya} = \frac{1534,8346}{\sqrt{3} \cdot 21 \cdot 1} \text{ A} = 42,20 \text{ A} \quad (31)$$

med  $U_n=21 \text{ kV}$  och  $\cos\varphi=1$

Anmärkning: Skulle en beräkning av sammanlagringseffekten göras på totala energiuttaget med Velanders metod fås ett  $P_{max}=1295,161 \text{ kW}$  för gamla elnätet, vilket skulle ge en ström 35,6A. Det är tydligt att en summering av nätstationernas deffektuttag ger en högre sammanlagringseffekt och högre ström. Värdena på  $k_1$  och  $k_2$  används för alla delbelastningar eftersom det är svårt att välja ut dessa när det inte finns fler strömvärden att tillgå längs ledningsnätet.

### 5.3.4 Effektförluster i ledningar

Trefasig effektförlust för sträcka 1 beräknas enligt (6)

Gamla elnät: med resistanser från (20) samt ström från (30) fås

$$P_{f,led1} = 3 \cdot 0,8036 \cdot 42,124^2 \text{ W} = 4277,8 \text{ W} \quad (32)$$

Nya elnät: med resistans från (22) och ström från (31) fås

$$P_{f,led1} = 3 \cdot 0,2608 \cdot 42,20^2 \text{ W} = 1393,1 \text{ W} \quad (33)$$

### 5.3.5 Energiförluster i ledningar

Utnyttjningstiden för ledningssträcka 1 ges av (14)

Gamla elnät: med totalt energiuttag från (24) och maximalt effektuttag från (28) fås

$$\tau_{led1} = \frac{W_{ET229}}{P_{max,tot}} = \frac{4433809 \text{ kWh}}{1532,198 \text{ kW}} = 2893,8 \text{ h} \quad (34)$$

Nya elnät: med totalt energiuttag från (24) och maximalt effektuttag från (29) fås

$$\tau_{led1} = \frac{4433809 \text{ kWh}}{1534,8346 \text{ kW}} = 2888,8 \text{ h} \quad (35)$$

Energiförlusten för sträcka 1 beräknas enligt (16)

Gamla elnät: med effektförlust från (32) och utnyttjningstid från (34)

$$W_{f,led1} = P_f \cdot \tau = 4277,8 \cdot 10^{-3} \cdot 2893,8 \text{ kWh} = 12379 \text{ kWh} \quad (36)$$

Nya elnät: med effektförlust från (33) och utnyttjningstid från (35)

$$W_{f,led1} = 1393,1 \cdot 10^{-3} \cdot 2888,8 \text{ kWh} = 4024 \text{ kWh} \quad (37)$$

Kostnaden för nätförlusterna fås genom

$$K_f = W_f \cdot \text{kostnad} [\text{kr}/\text{år}] \quad (38)$$

Kostnaden för nätförlusterna för sträcka 1 beräknas enligt (38) till

Gamla elnät: med energiförlusten från (36)

$$K_{f,led1} = 12379 \cdot 0,50 \text{ kr}/\text{år} = 6190 \text{ kr}/\text{år} \quad (39)$$

Nya elnät: med energiförlusten från (37)

$$K_{f,led2} = 4024 \cdot 0,50 \text{ kr}/\text{år} = 2012 \text{ kr}/\text{år} \quad (40)$$

Luleå Energi Elnät betalar för sina nätförluster ca 50 öre/kWh under 2013.

## 5.4 Transformatorförluster

### 5.4.1 Resistans

Transformatorns kortslutningsresistans i nätstationerna N214 beräknas sett utifrån det matande nätet sida enligt (12) till

Gamla elnät: med märkdata  $r_k=1,43\%$  ger

$$R_{k,T214} = R_{k,T224} = \frac{1,43}{100} \cdot \frac{(21)^2}{0,1} \Omega/\text{fas} = 63,06 \Omega/\text{fas} \quad (41)$$

Nya elnät: med märkdata  $r_k=1,1\%$  ger

$$R_{k,T214} = R_{k,T224} = \frac{1,1}{100} \cdot \frac{(21)^2}{0,1} \Omega/\text{fas} = 48,51 \Omega/\text{fas} \quad (42)$$

med  $U_n=21$  kV och  $S_n=0,1$  MVA.

Eftersom effektutbytet är lika stor på transformatorns primär- respektive sekundärsida kan strömmarna på transformatorns primärsida beräknas utifrån den uttagna effekten.

Strömmarna på transformatorernas primärsida beräknas utifrån (25) med värden från nätstationernas maximalt uttagna effekt, samt  $U_n=21$  kV och  $\cos\varphi=1$ .

Gamla elnät: med (26)

$$I_{T214} = \frac{50,739}{\sqrt{3} \cdot 21 \cdot 1} A = 1,395 A \quad (43)$$

Nya elnät: med (27)

$$I_{T214} = \frac{51,695}{\sqrt{3} \cdot 21 \cdot 1} A = 1,4212 A \quad (44)$$

### 5.4.2 Effektförluster

Belastningsförlusten i transformatorns tre faser beräknas utifrån (11)

Gamla elnät: med resistans från (41) och ström från (43) fås

$$P_{b,T214} = 3 \cdot 63,06 \cdot 1,395^2 W = 368,1 W \quad (45)$$

Nya elnät: med resistans från (42) och ström från (44) fås

$$P_{b,T214} = 3 \cdot 48,51 \cdot 1,4212^2 \text{ W} = 294,0 \text{ W} \quad (46)$$

Tomgångsförlusterna i transformatorerna i nätstationen N214 är givet i märkdata som  $P_0 = 250 \text{ W}$  (gamla elnät) och  $P_0 = 75 \text{ W}$  (nya elnätet).

Totala förlusteffekten för transformatorerna i nätstationerna N214 beräknas med (13)

Gamla elnät: med  $P_0$  och (45)

$$P_{f,\text{tot}T214} = (368,1 + 250) \text{ W} = 618,1 \text{ W} \quad (47)$$

Nya elnät: med  $P_0$  och (49)

$$P_{f,\text{tot}T214} = (294,0 + 75) \text{ W} = 369,0 \text{ W} \quad (48)$$

Utnyttjningstiden för transformatorerna i nätstationerna N214 fås av (14)

Gamla elnät: med energiförbrukning från (23) och max effektuttag från (26)

$$\tau_1 = \frac{146367 \text{ kWh}}{50,7385 \text{ kW}} = 2884,7 \text{ h} \quad (49)$$

Nya elnät: med energiförbrukning från (23) och max effektuttag från (27)

$$\tau_2 = \frac{146367 \text{ kWh}}{51,695 \text{ kW}} = 2831,4 \text{ h} \quad (50)$$

### 5.4.3 Energiförluster

Energiförlusterna för respektive transformator beräknas med (16)

Gamla elnät: med (47) och (49)

$$W_{f,T214} = 0,6181 \cdot 2884,7 \text{ kWh/år} = 1783 \text{ kWh/år} \quad (51)$$

Nya elnät: samt (48) och (50)

$$W_{f,T214} = 0,369 \cdot 2831,4 \text{ kWh/år} = 1045 \text{ kWh/år} \quad (52)$$

Kostnaden för transformatorförlusterna ges av (38)

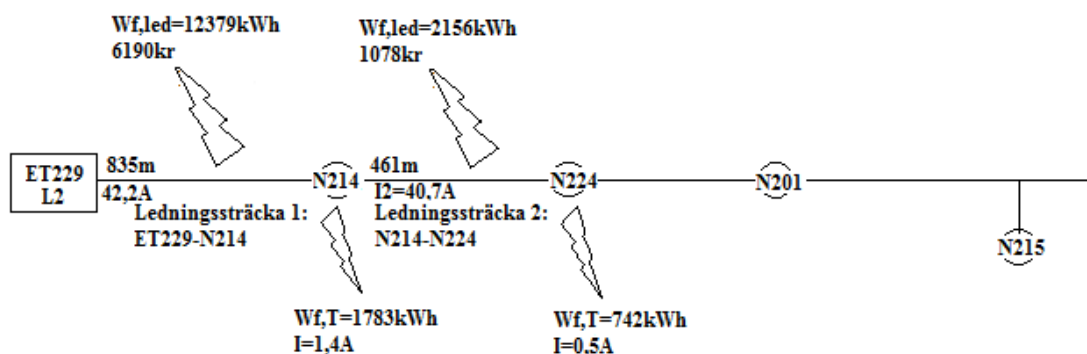
Gamla elnät: med energiförlust från (51) ger

$$K_{f,T214} = 1783 \cdot 0,50 = 892 \text{ kr/år} \quad (53)$$

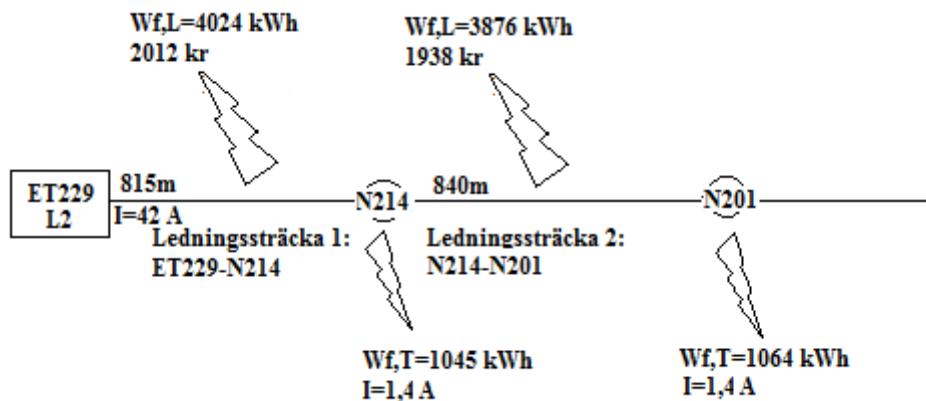
Nya elnät: med energiförlust från (52) ger

$$K_{f,T224} = 1045 \cdot 0,50 = 522 \text{ kr/år} \quad (54)$$

De beräknade resultatet för energiförlusterna i ledningar ( $W_{f,led}$ ) och transformatorer ( $W_{f,T}$ ) för ledningssträckorna 1 och 2 visas i figur 8 och 9.



Figur 8. Resultat av beräknade energiförluster under ett år i gamla linje 2, ledningssträcka 1 och 2.



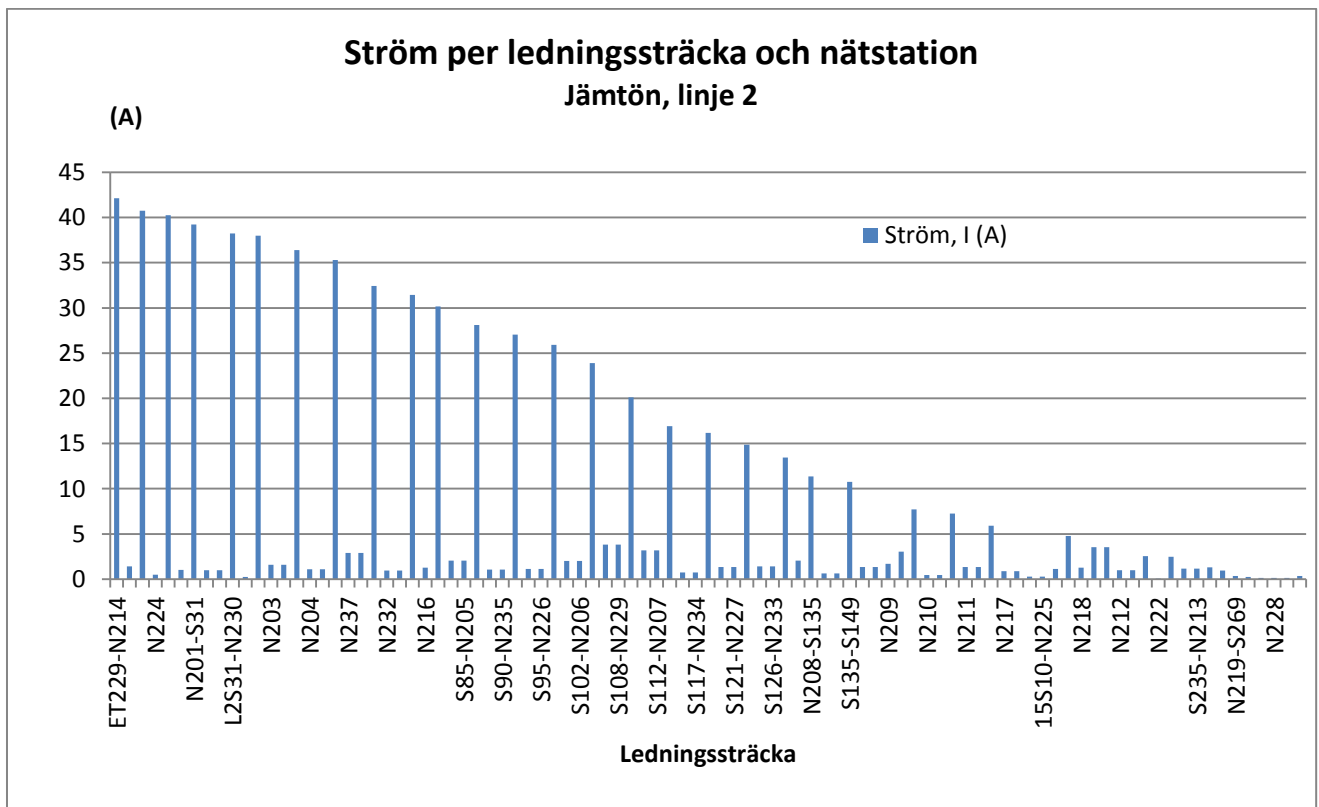
Figur 9. Resultat av beräknade energiförluster under ett år i nya linje 2, sträcka 1 och 2.

## 6 RESULTAT

I detta kapitel presenteras studiens del-, och huvudresultat för det gamla och nya ledningsnätet för Jämtön linje 2.

### 6.1 Strömmar

Strömmen är som störst närmast fördelningsstationen för att minska närmast linjärt till slutet av linjen. Se figur 9.



Figur 9. Strömfördelning i Jämtöns linje 2 för respektive ledningssträcka och nätstation i gamla ledningsnät 2, Jämtön.

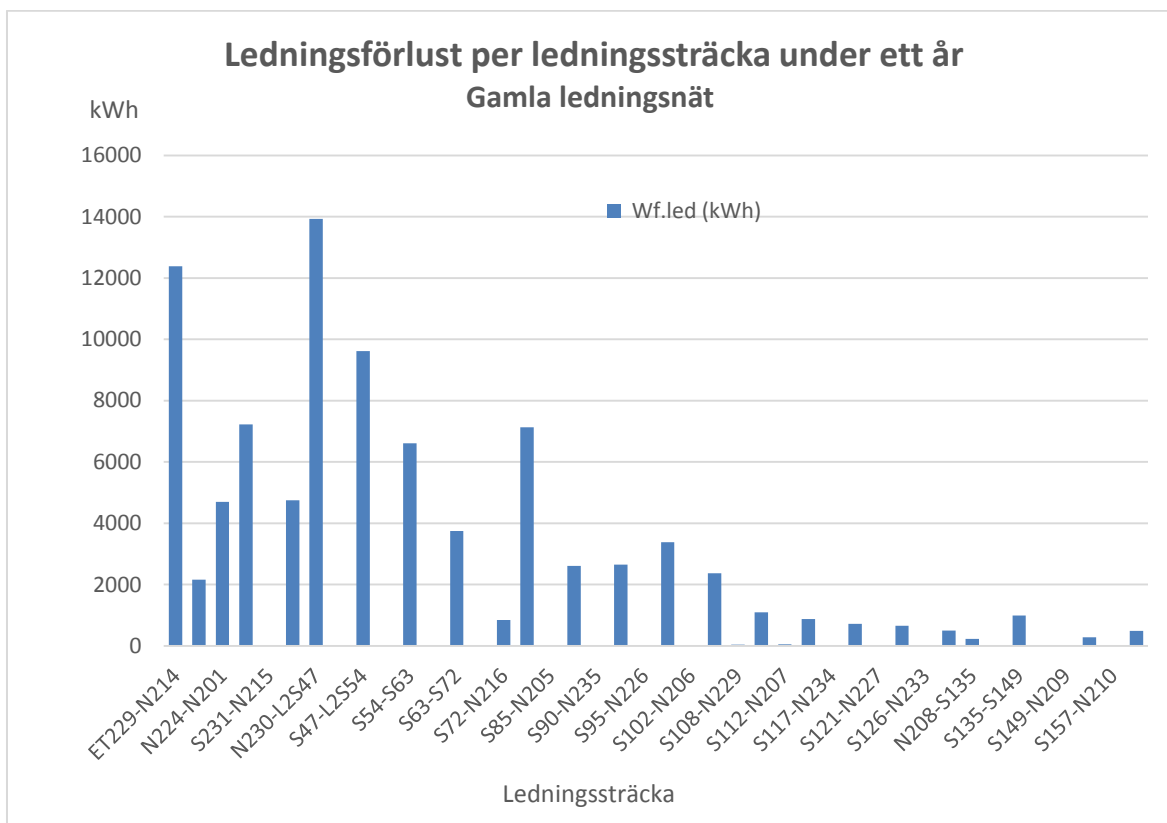
## 6.2 Energiförlust

### 6.2.1 Ledningar

#### *Linjesträckning mellan nätstationerna ET229 och N211 (Jämtön till Vitåfors)*

**Gamla ledningsnät** – Se figur 10.

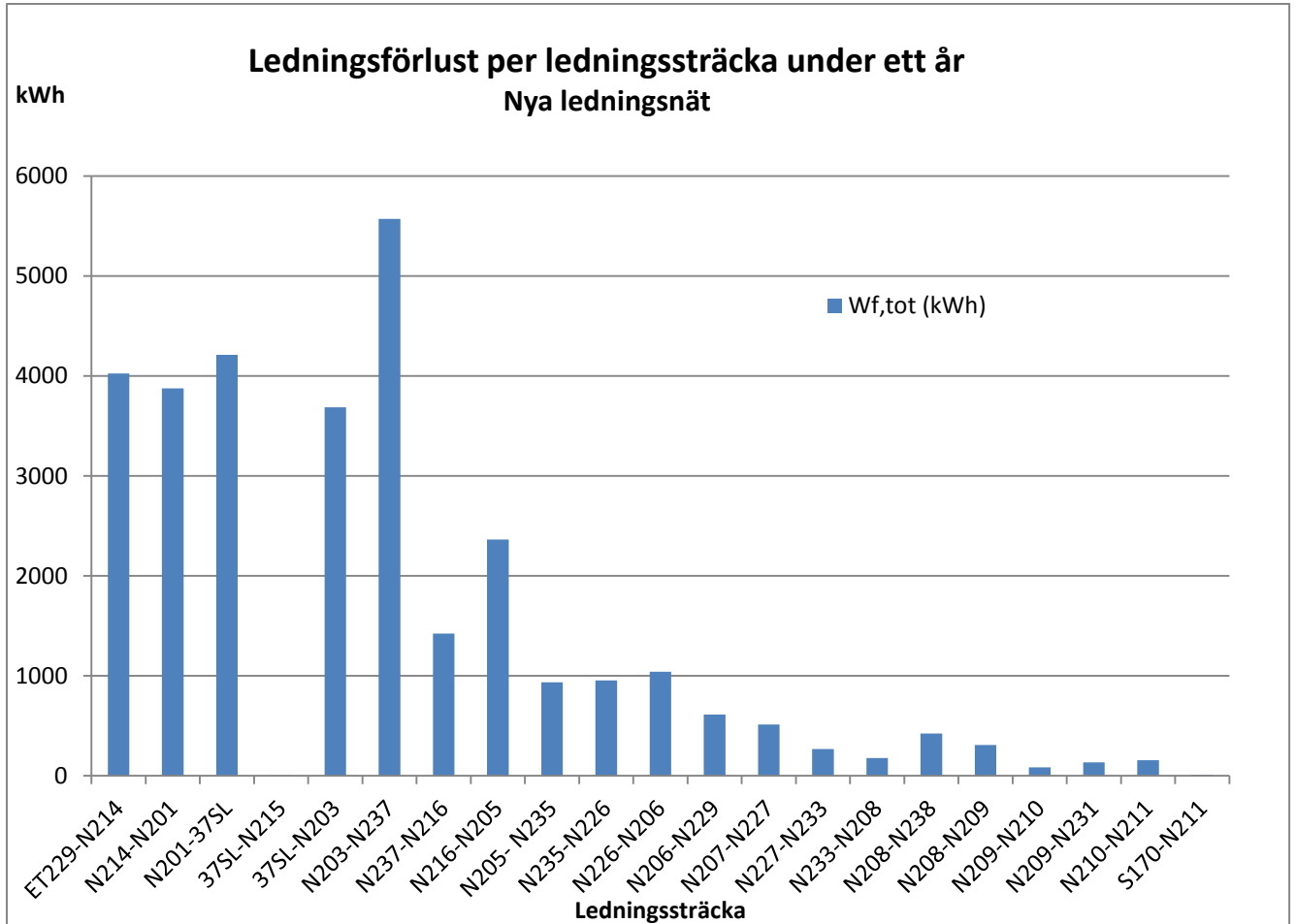
- Ledningssträcka N230-L2S47 ger största energiförlust (13,9 MWh) under ett år och kostnaden för detta är drygt 7000 SEK.



*Figur 10. Ledningsförlust i kWh under ett år per ledningssträcka i Jämtön gamla linje 2, linjesträckning mellan ET229 och N211.*

Nya ledningsnät – Se figur 11.

- Ledningssträcka N203-N237 ger största ledningsförlust med ca 5500 kWh under ett år.

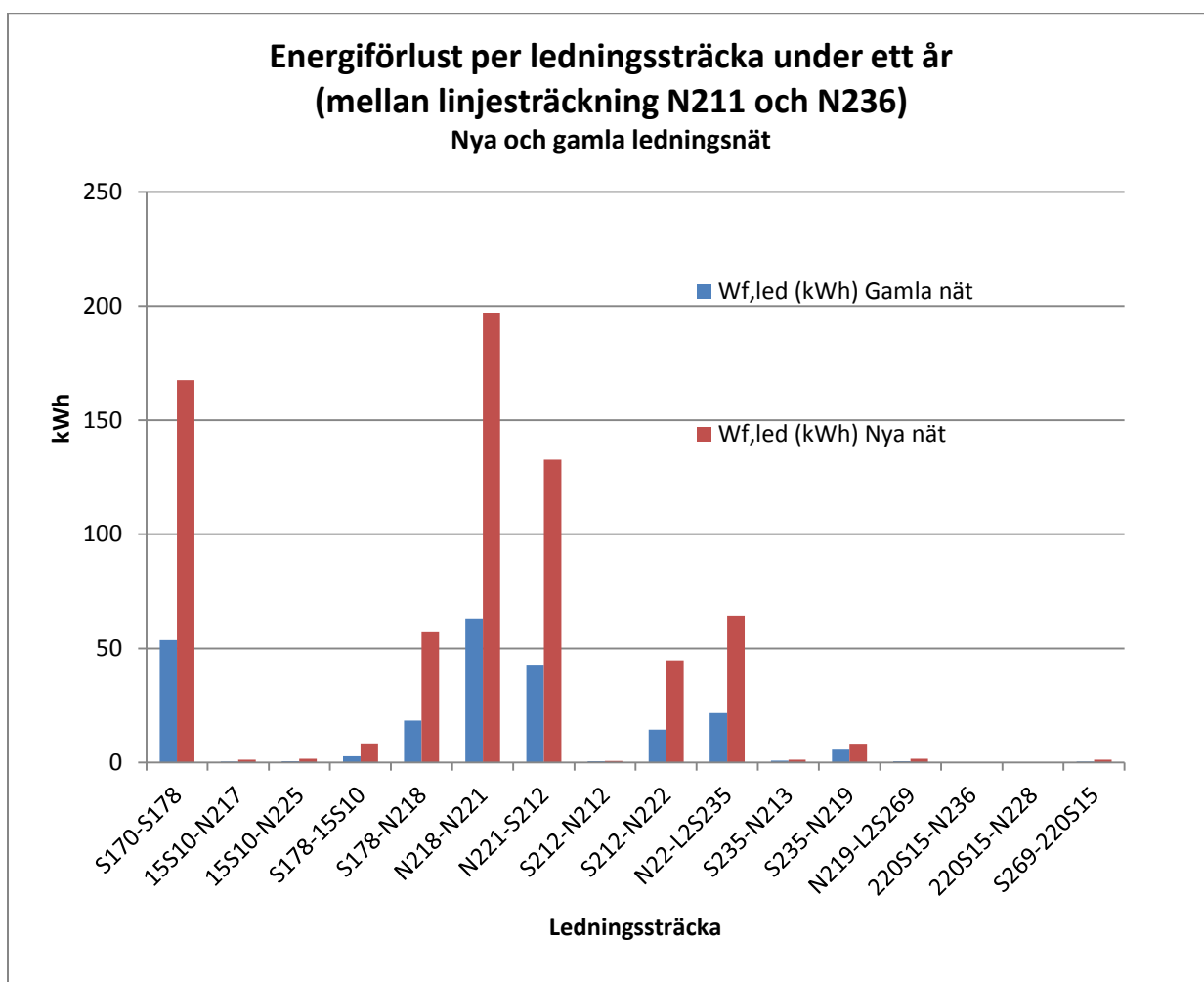


Figur 11. Ledningsförlust i kWh per ledningssträcka under ett år. Linjesträckning mellan ET229 och N211, gamla linje 2 Jämtön.

**Linjesträckning mellan N211 (Vitåfors) och N236 (Dammtorpet).**

Se figur 12.

- Linjesträckningen mellan N211 och N236 i nya och gamla ledningsnätet kommer att vara identiska.
- Energiförlusterna för gamla och nya ledningsnätet ger låga ledningsförluster pga. låg belastning.
- Den nya BLL Feal 99-ledningen minskar ledningsförlusterna marginellt.

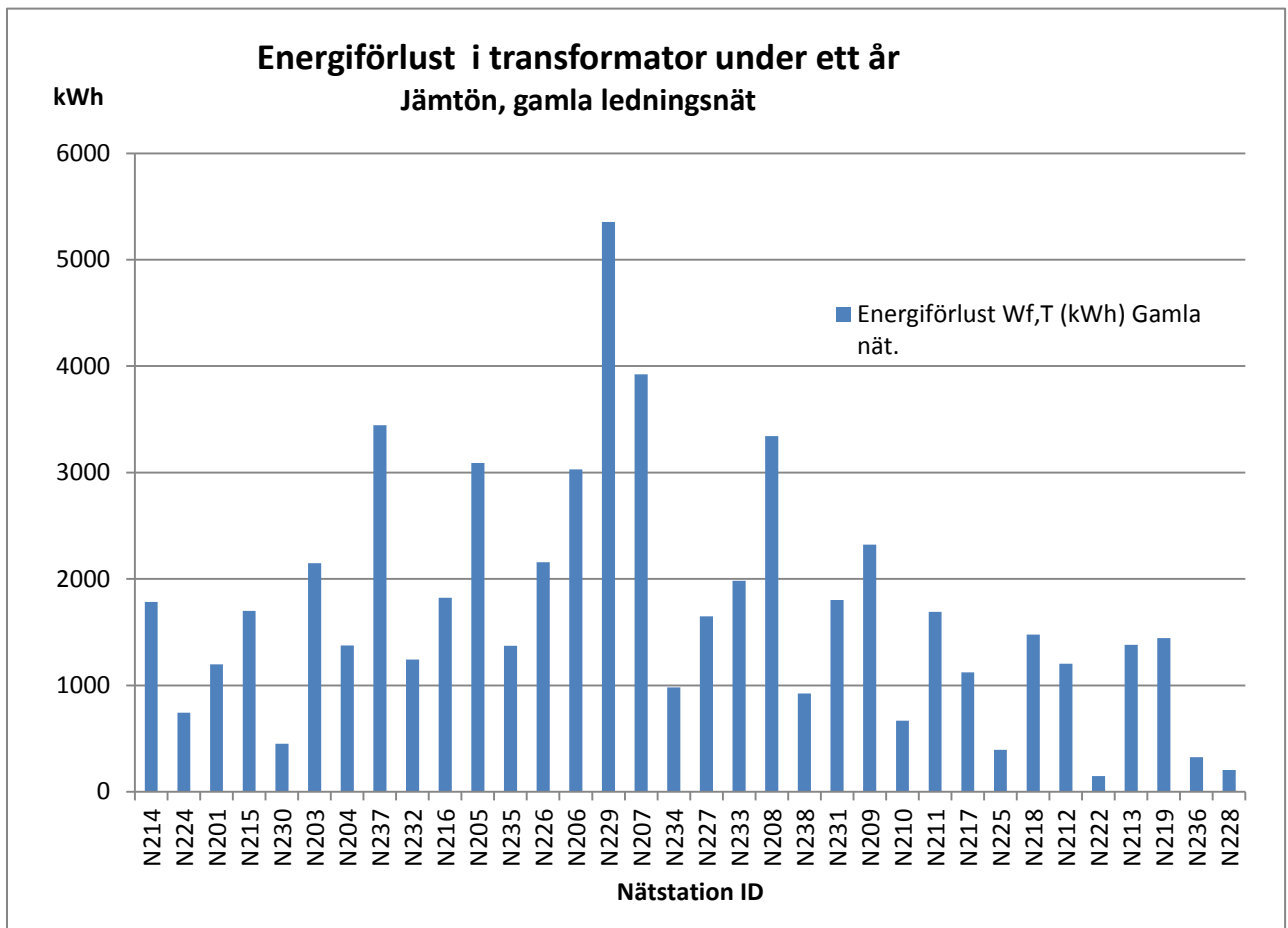


Figur 12. Ledningsförlust per ledningssträcka under ett år i gamla och nya linje 2, Jämtön. Mellan linjesträckning N211 och N236 (slutet av linje 2).

### 6.2.3 Transformatorer

Gamla ledningsnät – Se figur 13.

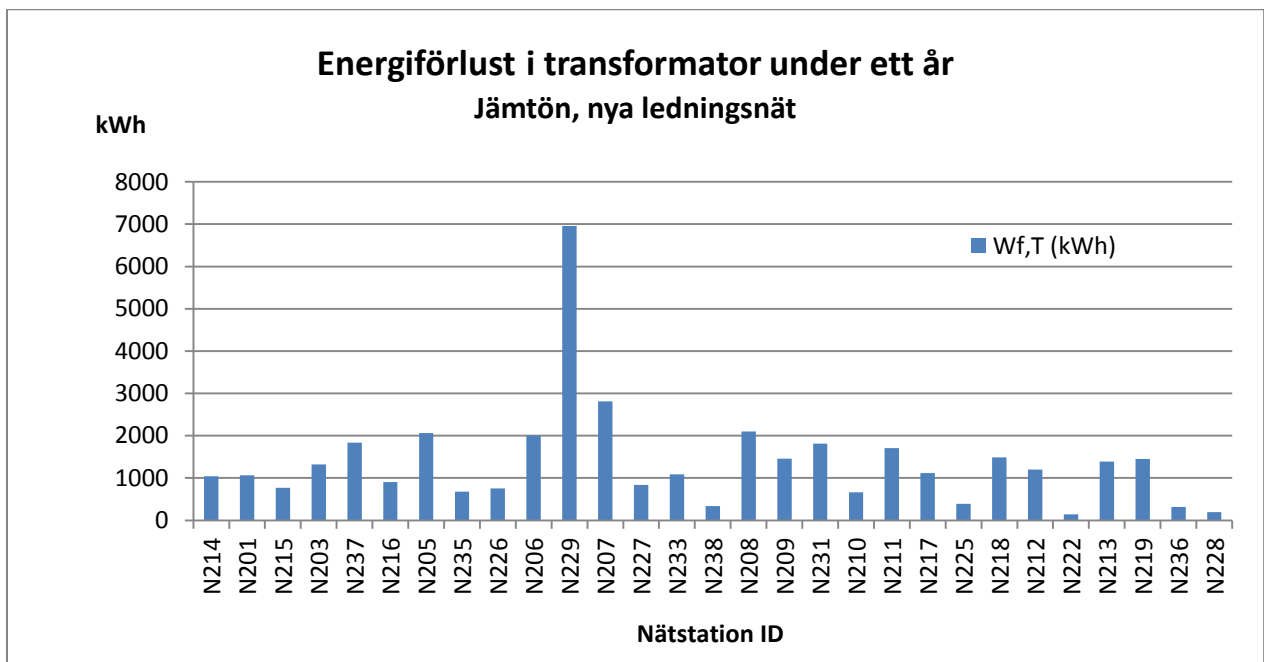
- Den totala energiförlusten under ett år för alla transformatorer i gamla ledningsnätet blir 57,9 MWh.
- Mellan nätstationerna ET229 och N211 (fördelningsstation-Vitåfors) är energiförlusterna ca 50,2 MWh under ett år. Förlusterna för transformatorerna mellan nätstationerna N217 och N236 är på totalt 7,7 MWh under året.
- Högsta enskilda energiförlust av alla transformatorerna under ett år ges av transformatorn i nätstation N229 (5,4kWh).



Figur 13. Energiförlust i transformator 21/0,4 kV under ett år i gamla ledningsnät 2, Jämtön.

**Nya ledningsnät** – Se figur 14.

- Den totala energiförlusten för alla transformatorerna tillsammans från fördelningsstation till linjens slut under ett år blir 39,9 MWh.
- Energiförlusten för transformatorerna mellan fördelningsstationen och nätstationen N211 är 32,3 MWh under ett år.
- Transformatorförlusterna är låga och ungefär lika stora (7,7 MWh) mellan linjesträckning N211 till N236 (mellan Vitåfors och Dammtorpet) för både gamla och nya ledningsnätet (7688 kWh).
- Transformatorn i nätstation N229 har störst energiförlust på ca 7 MWh under ett år. Nätförlustkostnaden ligger på ca 3500 SEK. Transformatorn i N229 har största effektuttag (10% av totala uttaget) av alla transformatorer längs linje 2.

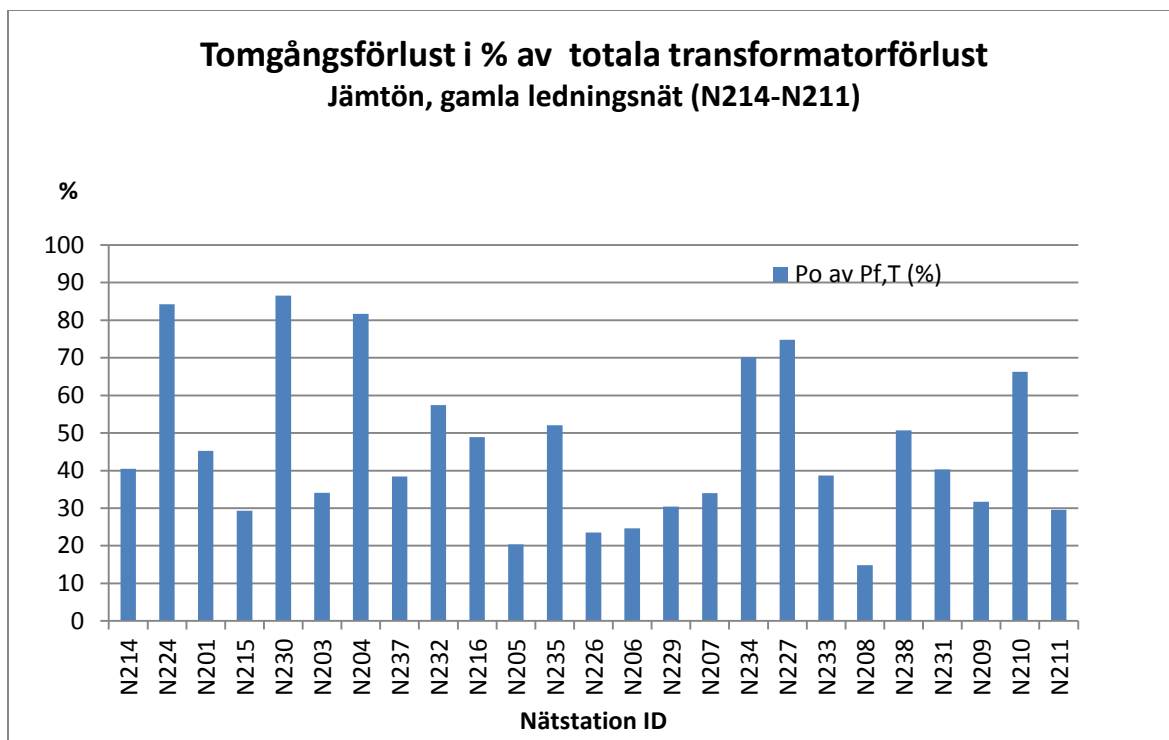


Figur 14. Energiförluster i kWh i transformatorer 21/0,4 kV under ett år nya linje 2, Jämtön.

*Tomgångsförluster*

**Gamla ledningsnät** – Se figur 15.

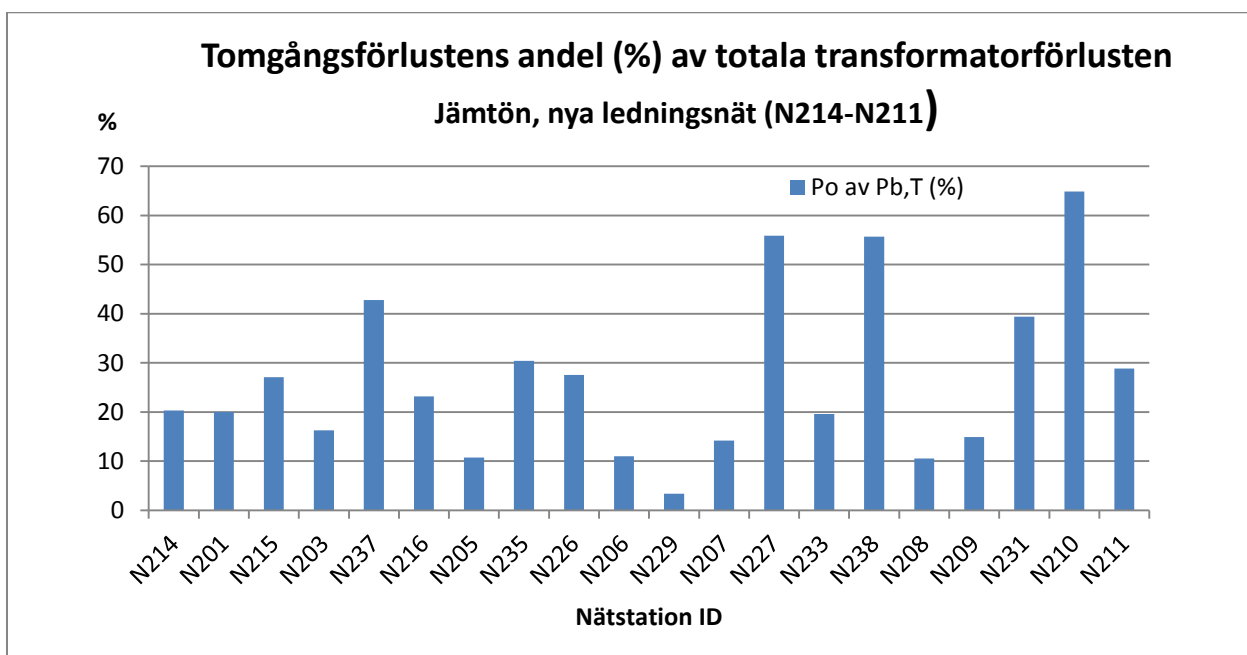
- Tomgångsförlusterna för transformatorerna mellan nätstationerna N214 och N211 är ca 6,7 kW, dvs. 39 % av totala effektförlusterna.



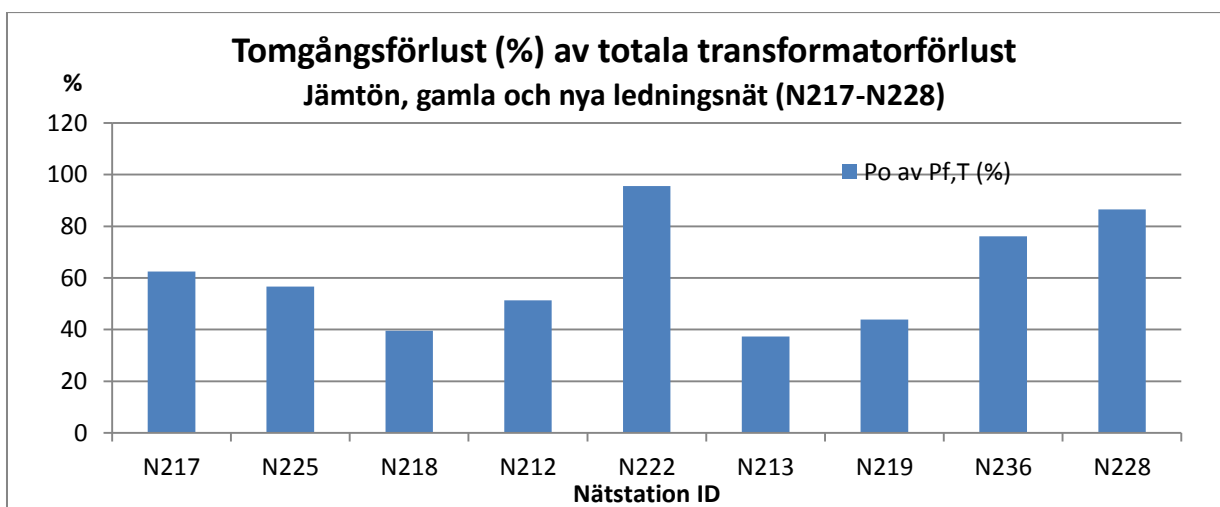
*Figur 15. Tomgångsförlusten i % av totala transformatorförlusten per nätstation under ett år i gamla ledningsnät 2, Jämtön.*

Nya ledningsnät – Se figur 16 och 17.

- Tomgångsförlusterna ( $P_0$ ) är totalt 2,3 kW i det nya ledningsnätet, dvs. ca 16 % av totala effektförlusten för transformatorerna mellan fördelningsstationen och nätstationen N211 (transformatorerna i N231, N210 och N211 antas ej bytas i första skedet, övriga transformatorer kommer att bytas till amorfa).
- De gamla transformatorerna på sista ledningssträckan (N211 till N236) har höga tomgångsförluster (ca 60 %) i förhållande till belastningsförlusterna.



Figur 16. Tomgångsförlustens andel i % av den totala transformatorförlusten i nya ledningsnät, sträcka ET229-N211 i Jämtön.



Figur 17. Tomgångsförlustens andel i % av den totala transformatorförlusten i nya och gamla ledningsnät, sträcka N217-N228 i Jämtön.

### 6.3 Total energiförlust

Total energiförlust omfattar förluster i ledningar och transformatorer. Det är svårt att jämföra den gamla och nya linjen gällande energiförluster per ledningssträcka eftersom den gamla linjen har en annan ledningssträckning fram till nätstation N211, fler avgreningar och fler transformatorer. De nya transformatorerna kommer till stor del att ha samma märkeffekt som förut. Tabell 5 och tabell 6 visar en sammanställning av förlusterna och dess kostnader under ett år för den nya och gamla ledningslinje 2.

#### 6.3.1 Gamla ledningsnät

Ledningsförlusterna är på sammanlagt 90,8 MWh (av totala förlusterna på 148,7 MWh) och står för den största delen (61 %) av förlusterna i det gamla ledningsnätet. Resterande energiförlust på 39 % (57,9 MWh) står transformatorerna för.

#### 6.3.2 Nya ledningsnät

De totala belastningsförlusterna i det nya elnätet beräknas till 71,2 MWh, varav 31,3 MWh (44%) är ledningsförluster. Transformatorerna står för närmare 39,9 MWh (56%) av förlusterna.

Tabell 5. Energiförluster och elnätskostnader under ett år för Jämtöns linje 2. Elnätsförlusterna beräknas med 50 öre/kWh.

|                 | Förlust (MWh)<br>Gamla linje 2 | Förlust kostnad (SEK)<br>Gamla linje 2 | Förlust (MWh)<br>Nya linje 2 | Förlust kostnad (SEK)<br>Nya linje 2 |
|-----------------|--------------------------------|--|------------------------------|--------------------------------------|
| Ledningar       | 90,8                           | 45400                                  | 31,3                         | 15700                                |
| Transformatorer | 57,9                           | 28900                                  | 39,9                         | 19900                                |
| Summa           | 148,7                          | 74300                                  | 71,2                         | 35600                                |

Tabell 6. Vinst med ny linje 2 (ifråga om besparingar av belastningsförluster jämfört med den gamla linje 2) i mellanspänningsnätet 21 kV.

| Typ             | Vinst (SEK) | Vinst (MWh) |
|-----------------|-------------|-------------|
| Ledningar       | 29700       | 59,5        |
| Transformatorer | 9000        | 18,0        |
| Summa           | 38700       | 77,5        |



## 7 DISKUSSION OCH SLUTSATSER

Genom att linje 2 från Jämtöns fördelningsstation byggs om kommer de totala belastningsförlusterna att reduceras ca 78 MWh årligen, vilket motsvarar i pengavärde ca 39 000 SEK. Det är bytet till markkabel i det nya ledningsnätet som är den största bidragande orsaken till att ledningsförlusterna kommer reduceras med 2/3 i jämförelse med det gamla ledningsnätet. I pengar blir besparingen ca 30 000 SEK i minskade ledningsförluster under ett år. Den nya ledningslinjen med stor andel markkabel kommer att bli kortare än tidigare och ha en lägre ledningsresistans per längdenhet. Förlusten på första sträckan ET229-N214, där gamla och nya ledningslinjen är jämförbara med avseende på ledningslängd och belastning visar på att den gamla har tre gånger högre ledningsförlust (12 MWh) än den nya linjen (4 MWh). Ledningsresistansen för den gamla ledningen på sträckan är tre gånger så hög (2,4  $\Omega$ ) jämfört med kabeln Wiski TT 95 (0,78  $\Omega$ ).

Bytet av oisolerad Feal 31 till isolerad BLL Feal 99 mellan Vitåfors och Dammtorpet (N211-N236) ger inte någon större energivinst eftersom belastningsgraden på denna yttre sida av ledningsnätet är låg. De nya transformatorerna kommer att bidra med att reducera belastningsförlusterna i mellanspänningsnätet med 9000 kr per år. Belastningsströmmen på högspänningssidan av transformatorerna är låg. Det är mer troligt att energivinsten av de nya energieffektiva transformatorerna visar sig på transformatorns lågspänningssida istället.

Sett från den synvinkeln att minska belastningsförlusterna vid en förnyelse av ledningsnätet i landsbygd kan det löna sig att satsa på grövre dimension på ledningar med lägre resistans för de ledningsavsnitt i mellanspänningsnätet där kundunderlaget är större och där den sammanlagrade strömmen är som högst, dvs. längs själva stamlinjen. Detta beror av att  $R \cdot I^2$ -förlusterna stiger på kvadraten av den aktuella strömmen i ledningen. Feal 31 är en vanlig friledning i landsbygdsnät med hög resistans och byts den ut till en grövre dimension, ex. Feal 62 minskar resistansen till hälften per km.

Elnätsbolagens prioritet har inte traditionellt varit att få så låga belastningsförluster som möjligt i sitt ledningsnät. Det finns ett antal skäl till varför elnätsbolagen byter ut blanklina i landsbygd mot grövre isolerad lina eller kabel. Inte att förglömma orkanen Gudruns eftergifter

att energiförsörjningen till landets hushåll ska tryggas genom vädersäkring eller byggande av redundans eller att ledningsnätet är föråldrat. Det kan också handla om att avbrottsersättningen till kunderna kan komma att minska pga. kortare avbrottstid, förbättrad elkvalitet eller att elnätet förstärks och förbereds för eventuell större anslutning kunder inom en snar framtid.

För att se om investeringarna i linje 2 i Jämtön återbetalar sig inom rimlig tid kan LCC-kalkyl utföras. Den årliga förväntade vinsten av minskade belastningsförluster genom ombyggnation av den nya linjen kan ställas mot de kostnader som finns för reinvesteringen. Resultatet av kalkylen kan användas för att ge elnätsbolaget incitament till att kompensera investeringskostnaderna med höjd elnätsavgift till kunderna eller att skjuta upp eller förändra vissa planerade projekt i landsbygdsnätet.

## 8 KÄLLFÖRTECKNING

- [1] Stormen Gudrun. <http://www.energimyndigheten.se/Offentlig-sektor/Trygg-energiforsorjning/Elforsorjning/Lardomar-fran-intraffade-elavbrott/Stormen-Gudrun/>. 2014-05-27.
- [2] Fakta om Elnätet i Luleå. <http://www.luleaenergi.se/sv/privatkunde/el/vart-elnat-om-elnatet-i-lulea/>. 2014-05-27.
- [3] Information från Folke Enevi. Avdelningschef Strategi och Stöd. Luleå Energi Elnät AB. 2014-05-20.
- [4] Luleå Kommun. Befolkningsstatistik Jämtön 2013. <http://www.lulea.se/download/18.5933b14813eeba8f7961b82/1401803123385/J%C3%A4mt%C3%B6n.pdf>. 2014-06-10.
- [5] Kraftkabelhandboken. Ericsson Cables Kraftkabeldivisionen.
- [6] Nexans Kraftkablar. 2014. [http://www.nexans.se/eservice/Sweden-v\\_SE/navigate\\_219109/BLL\\_24\\_kV\\_.html#description](http://www.nexans.se/eservice/Sweden-v_SE/navigate_219109/BLL_24_kV_.html#description). 2014-05-27.
- [7] Adeen, Lars. Felsökningsmetoder i kabelnät på landsbygden. Fellokalisering. Elforsk rapport 07:60. Dec 2007.
- [8] Onninen. Kraftkablar 12 och 24 kV. Wiski TT. [http://www.onninen.com/sweden/produkter/online/Documents/Flik\\_01\\_Kabel.pdf](http://www.onninen.com/sweden/produkter/online/Documents/Flik_01_Kabel.pdf). 2014-06-10.
- [9] Elektroskandia. Produktsortiment – kategorinavigering. AXKJ. <http://www4.elektroskandia.se/KatalogKategori.aspx?rid=429225>. 2014-06-10.
- [10] ABB. ABB-teknik som förändrade världen Del tio: Transformatorer. <http://www.abb.com/cawp/seitp202/cf22302c3c7523cac1257749002c0e9c.aspx>. 2014-05-27.
- [11] Elkrafthandboken. Elkraftsystem 2. 1997- Författarna och Liber AB. Andra upplagan. Stockholm 2002. ISBN978-91-47-05177-9.
- [12] Universalkabelhandboken. ERICSON. Universalkablar för användning i Mark, Vatten och Luft. <http://archive.ericsson.net/service/internet/pivoc/get?DocNo=10/28701-FGC101683>. 2014-05-27.
- [13] Alfredsson, Alf, Jacobsson, Karl, Bengt Sinner och Liber AB. Elkrafthandboken. Elmaskiner. Andra upplagan. Liber. Stockholm 2002. ISBN978-91-05156-4.
- [14] <http://sv.wikipedia.org/wiki/Transformator>. 2014-06-10







## BILAGA 2 - Märkdata transformatorer

| Märkdata oljeisolerade transformator, ET229 Gamla Linje 2 |          |        |        |        |        |
|---|----------|--------|--------|--------|--------|
| ID  | Sn (kVA) | uk (%) | ur (%) | ux (%) | Po (W) |
| N214  | 100      | 3,6    | 1,43   | 3,3038 | 250    |
| N224  | 100      | 3,6    | 1,43   | 3,3038 | 250    |
| N201  | 100      | 3,8    | 1,722  | 3,3874 | 195    |
| N215  | 50       | 3,2    | 1,7    | 2,711  | 180    |
| N230  | 50       | 3,2    | 1,7    | 2,711  | 180    |
| N203  | 100      | 3,6    | 1,43   | 3,3038 | 250    |
| N204  | 200      | 3,3    | 1,14   | 3,0968 | 400    |
| N237  | 200      | 4      | 1,25   | 3,7997 | 430    |
| N232  | 100      | 3,7    | 1,556  | 3,3569 | 258    |
| N216  | 100      | 4,06   | 1,499  | 3,7731 | 312    |
| N205  | 100      | 4,2    | 1,497  | 3,9242 | 210    |
| N235  | 100      | 3,6    | 1,57   | 3,2396 | 255    |
| N226  | 50       | 3,2    | 1,7    | 2,7111 | 180    |
| N206  | 100      | 3,6    | 1,43   | 3,3038 | 250    |
| N229  | 315      | 4,4    | 1,9438 | 4,2976 | 519    |
| N207  | 200      | 4      | 1,25   | 3,7997 | 430    |
| N234  | 100      | 3,7    | 1,56   | 3,3551 | 259    |
| N227  | 200      | 4      | 1,25   | 3,7997 | 430    |
| N233  | 100      | 3,7    | 1,559  | 3,3555 | 265    |
| N208  | 100      | 3,95   | 1,692  | 3,3593 | 166    |
| N238  | 50       | 3,2    | 1,7    | 2,7111 | 180    |
| N209  | 100      | 3,6    | 1,43   | 3,3038 | 250    |
| N231  | 100      | 3,6    | 1,569  | 3,2401 | 253    |
| N210  | 50       | 3,2    | 1,7    | 2,7111 | 180    |
| N211  | 100      | 4,03   | 1,698  | 3,6548 | 174    |
| N225  | 30       | 4,2    | 2,4967 | 3,3774 | 102    |
| N217  | 100      | 3,7    | 1,563  | 3,3537 | 257    |
| N218  | 100      | 4,1    | 1,504  | 3,8142 | 205    |
| N221  | 30       | 4,2    | 2,5067 | 3,37   | 99     |
| N212  | 100      | 4,18   | 1,683  | 3,8262 | 223    |
| N222  | 30       | 4,2    | 2,5067 | 3,37   | 102    |
| N213  | 100      | 4      | 1,708  | 3,617  | 182    |
| N219  | 70       | 4,2    | 1,7143 | 3,8342 | 230    |
| N236  | 50       | 4,3    | 2,328  | 3,4345 | 115    |
| N228  | 20       | 2,9    | 1,5    | 2,5    | 100    |

| Märkdata: Amorfa oljeisolerade distributionstransformatorer Linje 2, Jämtön. |          |        |        |
|--|----------|--------|--------|
| ID   | Sn (kVA) | Pk (W) | PO (W) |
| T214   | 100      | 1100   | 75     |
| T201   | 100      | 1100   | 75     |
| T215   | 100      | 1100   | 75     |
| T203   | 100      | 1100   | 75     |
| T237   | 500      | 2920   | 250    |
| T216   | 100      | 1100   | 75     |
| T205   | 100      | 1100   | 75     |
| T235   | 100      | 1100   | 75     |
| T226   | 100      | 1100   | 75     |
| T206   | 100      | 1100   | 75     |
| T229   | 100      | 1100   | 75     |
| T207   | 200      | 2300   | 130    |
| T227   | 315      | 2470   | 160    |
| T233   | 100      | 1100   | 75     |
| T208   | 100      | 1100   | 75     |
| T238   | 100      | 1100   | 75     |
| T209   | 100      | 1100   | 75     |

| Namnbyte för gamla nätstationer. |                   |
|----------------------------------|-------------------|
| Gamla Nätstation ID              | Nya Nätstation ID |
| N224                             | T201              |
| N204-N232                        | T237              |
| N230                             | T215              |
| N234                             | T227              |