



UPPSALA  
UNIVERSITET

Examensarbete 30 hp

# Granskning av möjligheter att påverka effektförlusterna på det svenska stamnätet

---

Emilia Helander



UPPSALA  
UNIVERSITET

**Teknisk- naturvetenskaplig fakultet  
UTH-enheten**

Besöksadress:  
Ångströmlaboratoriet  
Lägerhyddsvägen 1  
Hus 4, Plan 0

Postadress:  
Box 536  
751 21 Uppsala

Telefon:  
018 – 471 30 03

Telefax:  
018 – 471 30 00

Hemsida:  
<http://www.teknat.uu.se/student>

## Abstract

### **Review of possibilities to influence the power loss on the Swedish national grid (400 kV and 220 kV).**

*Emilia Helander*

The losses on the Swedish national power grid correspond to 2,8 % of the total energy input on the grid and even a small reduction of this can therefore be worth introducing. The purpose of this thesis is to summarise different ways to influence the losses on the Swedish national grid as well as calculating the possible loss reduction from two of these influence possibilities. The study has been requested by the Swedish transmission system operator (TSO), Svenska kraftnät. The study is limited to the Swedish power grid with voltages 400 kV or 220 kV. The influence possibilities exclude anything that demand physical changes to be made on the power grid. The study is mostly based on interviews with people that have insight in the issue, as well as a study on relevant literature.

The results show that there are seven different ways to reduce the losses on the power grid are possible. What extent of measures that is necessary for instating these loss reductions varies, but they are described in the study. Calculations on two of these loss influences where made and showed that a loss reduction of around 740 MWh/year can be achieved from optimizing the usage of power transformers on the grid. Furthermore, other calculations show that if the maintenance method, live work, had been used for the past ten years, losses could have been decreased by approximately 58 800 MWh. This shows that the possible loss reductions can vary a lot depending on which method you use.

Handledare: Per-Olov Engman  
Ämnesgranskare: Urban Lundin  
Examinator: Petra Jönsson  
ISSN: 1650-8300, UPTEC ES17 023

# Sammanfattning

År 2015 uppgick stamnätsförlusterna till 3,2 TWh vilket motsvarar 2,8 % av den totala inmatade energin på stamnätet. Det är Svenska kraftnäts största miljöpåverkan och detta examensarbete syftar därför till att ge en helhetsbild av möjligheterna till att påverka stamnätsförlusterna. Frågor som besvaras i studien är hur stamnätsförluster kan påverkas, vilket arbete som görs idag, hur man har arbetat med stamnätsförlusterna tidigare och vilka förutsättningar som finns för att arbetet ska genomföras i framtiden. Beräkningar på möjlig förlustreduktion från två av påverkningsmöjligheterna har också gjorts. Detta har genomförts genom litteraturstudier samt intervjuer med personer som av olika anledningar är insatta i frågan. Med påverkbara förluster syftar detta arbete på möjligheterna att reducera förlusterna utan att fysiska förändringar behöver göras på stamnätet. Värt att nämna är att de förluster som undersökts är de aktiva effektförlusterna.

Förlusterna uppstår i olika komponenter på stamnätet så som ledningar, kablar, transformatorer och reaktorer. De orsakas av bland annat ledarkonstanternas resistans, induktans och kapacitans. Sju påverkningsmöjligheter har med hjälp av litteraturstudier och intervjuer identifierats och undersökts närmare, de beskrivs kort i listan nedan.

- *Optimering av transformatoranvändning* – Vid de transformatorstationer där det finns två transformatorer som är likvärdiga kan en kopplas ut för att minimera förlusterna. Kännedom behövs om vid vilken effektöverföring urkopplingen blir förlustmässigt lönsamt. Beräkningar har genomförts i studien.
- *Minimering av koronaförluster* – Koronaförluster är de förluster som uppstår till följd av elektriska urladdningar till luften. Dessa inträffar då den elektriska fältstyrkan blir extra stark kring någon del av ledningen, exempelvis till följd av ojämnheter på denna som vid rimfrost. Koronaförlusterna kan minimeras genom att antingen sänka spänningen på den aktuella ledningen eller helt koppla ur den. Nya förbättrade mätningar kan ge förutsättningar till ett verktyg för minimeringen.
- *Optimal power flow* - Ett verktyg som kan användas för att jämna ut spänningen över nätet med hjälp av olika spänningsreglerande nätkomponenter. Kan vara möjligt att implementera i och med att Svk nu har mer tillförlitlig belastningsfördelning.
- *Styrning genom HVDC: Sydvästlänken* – Genom att styra överföringen genom Sydvästlänkens HVDC-ledning kan de totala förlusterna på nätet minimeras. Tidigare gjorda beräkningar visar på att det blir förlustmässigt optimalt att ha Sydvästlänken inkopplad när effektöverföringen över snitt 4 ligger runt 3000-4000 MW.
- *Styrning genom HVDC: Fenno-Skan optimering* – Styrning av effektflödet över Fenno-Skan länkarna mellan Finland och Sverige för att optimera effektflödet mellan länderna på ett sådant sätt att de totala förlusterna blir så små som möjligt. För att det

ska kunna fungera i framtiden behöver det bli möjligt att ta fram en bättre optimerad körplan än vad som görs idag.

- *Optimering av avbrott: Avbrottsplanering* – Planering av de långa avbrotten på 400 kV ledningar till tillfällena på året då tidigare beräkningar har visat att förlusterna blir som minst. Vidare studier behövs för att försäkra att detta inte begränsar säkerheten eller marknaden.
- *Optimering av avbrott: Arbete med spänning* – Bli av med ökade förluster som fås genom avbrott genom att istället arbeta med spänning när detta är möjligt. Beräkningar genomfördes för att visa på möjlig förlustreduktion.

Resultatet från de beräkningar som genomfördes på optimering av transformatorer visas i Tabell 1 nedan.

*Tabell 1: Visar vilken förlustreduktion som hade varit möjligt om man, vid alla tillfällen besparingsmöjligheter uppstått, endast hade haft ena transformatorn inkopplad under denna tidsperiod. I tabellen kan även den effektöverföring som satts som gräns för när den andra transformatorn kan kopplas ur ses.*

Inkopplad transformator	Tidsperiod för beräkning	Effektgräns [p.u]	Beräknad förlustreduktionen [MWh]
A2	01/03 2013 – 28/02 2014	0,539	71,7
B2	01/01 2013 – 31/12 2013	Märkeffekt	773
B2	01/01 2013 – 31/12 2013	0,714	465
B2	01/03 2015 – 29/02 2016	Märkeffekt	781
B2	01/03 2015 – 29/02 2016	0,714	481
C1	01/01 2013 – 31/12 2013	0,508	200

Beräkningarna gjorda på optimering av avbrott genom arbete med spänning i programmet SPICA och visade på att en besparing på 58 800 MWh hade kunnat vara möjlig över de senaste tio åren. Det är dock viktigt att poängtera att beräkningar endast gjordes på de avbrott där allt arbete kunde göras genom arbete med spänning.

Resultaten från beräkningarna visar på att förlustreduktionen kan variera kraftigt mellan olika påverkningsmöjligheter. Det är dock viktigt att ingen av dem avvisas utan att en djupare bedömning där bland annat kostnader för genomförande vägs in. Även besparingar som kan verka små i jämförelse med de totala stamnätsförlusterna kan vara värda att genomföra.

## Exekutiv sammanfattning

Detta examensarbete för Svenska kraftnät har syftat till att ge en helhetbild över möjligheter att påverka stamnätsförlusterna samt att genomföra beräkningar på två av dessa påverkningsmöjligheter. Studien visar på att det finns sju olika påverkningsmöjligheter utan att fysiska förändringar behöver göras på nätet. De påverkningsmöjligheter som har hittats är optimering av transformatorer, minimering av koronaförlusterna, optimal power flow, styrning av Sydvästlänken, styrning genom Fenno-skan länkarna, optimering av avbrott genom avbrottsplanering och arbete med spänning. En undersökning över vad som krävs för att de olika påverkningsmöjligheterna ska kunna införas har också gjorts. För alla påverkningsmöjligheter behöver vidare arbete göras även om omfattningen av detta arbete varierar.

Beräkningarna har gjorts för att få fram en uppskattning av möjlig förlustreduktion för optimering av transformatorer samt arbete med spänning. Dessa har visat på den stora variation av potential för förlustreduktion som finns mellan de olika påverkningsmöjligheterna. Beräkningarna visar på att de totala besparingarna från optimering av transformatorer blir cirka 740 MWh/år och förlustreduktionen som hade uppnåtts de senaste 10 åren om arbete med spänning hade använts uppgår till minst 58 800 MWh. Då en del antaganden har behövts göras för att genomföra beräkningarna är de dock förknippade med en viss osäkerhet och bör främst betraktas som en fingervisning. De visar dock på att reduktion av stamnätsförlusterna är möjligt och även påverkningsmöjligheter som har en liten inverkan bör övervägas att införas.

## Förord

Jag vill börja med att rikta ett stort tack till Svenska kraftnät. Dels för att jag fick möjlighet att göra detta både roliga och lärorika examensarbete men också för det fantastiska bemötandet jag mötts av när jag har varit runt i verksamheten. Trots de stundtals kluriga och konstiga frågor jag har haft har jag alltid känt mig välkommen.

Jag vill också rikta ett tack till min avdelning HR för alla trevliga lunch- och fikastunder. Extra tack till min enhet HM för allt peppande, ni har fått mig att känna mig som en i gänget.

Ett stort tack också till min handledare Per-Olov Engman för all tid du lagt på att hjälpa mig med detta arbete, bättre bollplank och stöttning hade jag inte kunnat få.

Till sist vill jag också tacka min sambo Mårten Törnqvist för alla stavningskontroller, kramar och uppmuntrande ord, utan dig hade inget gått.

Emilia Helander  
Sundbyberg, maj 2017

# Innehållsförteckning

<b>1.</b>	<b>Inledning</b> .....	<b>1</b>
1.1	Syfte.....	1
1.2	Metod.....	1
1.2.1	Avgränsningar.....	2
<b>2.</b>	<b>Bakgrund</b> .....	<b>4</b>
2.1	Sveriges elproduktion.....	4
2.2	Det svenska elnätet.....	6
2.3	Stamnätet.....	7
2.4	Sveriges elmarknad.....	10
2.5	Stamnätets komponenter och deras förluster.....	11
2.5.1	Luftledningars konstruktion.....	11
2.5.2	Kablars konstruktion.....	15
2.5.3	Transformatorer.....	16
2.5.4	Övriga komponenter på stamnätet.....	17
<b>3.</b>	<b>Resultat - Påverkningsmöjligheter av stamnätsförluster</b> .....	<b>18</b>
3.1	Vid utbyte eller nybyggnation av komponenter.....	18
3.1.1	Ledningar.....	18
3.1.2	Kablar.....	19
3.1.3	Transformatorer och reaktorer.....	20
3.1.4	Nollföljdsströmmar.....	21
3.2	Optimering av transformatoranvändning.....	21
3.3	Minimering av koronaförluster.....	22
3.3.1	Tidigare arbete på Svk.....	22
3.3.2	Framtiden.....	24
3.4	Optimal power flow.....	25
3.5	Styrning genom HVDC.....	26
3.5.1	Sydvästlänken.....	26
3.5.2	Fenno-Skan optimering.....	27
3.6	Optimering av avbrott.....	28
3.6.1	Avbrottsplanering.....	28
3.6.2	Arbete med spänning.....	29
<b>4.</b>	<b>Resultat - Beräkningar</b> .....	<b>30</b>
4.1	Optimering av transformatorer.....	30
4.1.1	Potentiell förlustreduktion.....	32
4.1.2	Känslighetsanalys.....	34
4.1.3	Resultatanalys.....	36

4.2	Arbete med spänning .....	38
4.2.1	Känslighetsanalys .....	40
4.2.2	Resultatanalys .....	40
<b>5.</b>	<b>Diskussion och slutsats .....</b>	<b>43</b>
<b>6.</b>	<b>Vidare studier.....</b>	<b>45</b>
<b>Referenser .....</b>		<b>47</b>



# Förkortningar

AC - Växelström

AMS – Arbete med spänning

DC – Likström

HVAC – Högspänd växelström

HVDC – Högspänd likström

PEI – PEAK Efficiency index

OPF – Optimal power flow

SVC - Static var compensator

Svk – Svenska kraftnät

TSO – Transmissions systems operatör

VHI – Vakthavande ingenjör

VSC – Voltage source converter

# 1. Inledning

År 2015 uppgick den inmatade energin till stamnätet till 117,8 TWh medan den uttagna energin under samma tid var 114,6 TWh. Därmed uppgick energiförlusterna på stamnätet till 3,2 TWh vilket motsvarar 2,8 % av den uttagna energin (Svk 2016, s 35). Svenska kraftnät (Svk) är ett statligt affärsverk som har till uppgift att förvalta, driva och utveckla Sveriges stamnät. Detta är något som ska ske på ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljömässigt vis (Svk 2016, s 8). En av de betydande miljöaspekter som har identifierats är ”Energiförluster i stamnätet” men då påverkningsmöjligheterna alltid har ansetts vara små har inget systematiskt arbete gjorts kring detta. Svk omfattas av lagen (2014:266) vilket innebär att de har behövt genomföra en energikartläggning som syftar till att energieffektiviseringsmöjligheter ska identifieras. I denna energikartläggning inkluderas dock inte energiförlusterna på stamnätet (Svk 2016, s 52). I och med att energiförlusterna på stamnätet har en betydligt större miljöpåverkan än de som inkluderades i energikartläggningen anses det dock viktigt att börja granska dessa. Det finns förhoppningar om att en djupare undersökning ska kunna identifiera och sammanställa påverkningsmöjligheter på stamnätsförlusterna för att på så vis inleda arbetet med att minska dem.

## 1.1 Syfte

Detta examensarbete syftar till att ge en helhetsbild av möjligheter till att påverka stamnätsförlusterna utan att fysiska förändringar görs i nätet samt att ge en inblick i de förlustreduktioner som kan uppnås. Målet är att identifiera och sammanställa de olika påverkningsmöjligheterna av stamnätsförlusterna samt att analysera möjligheterna för införande av dessa. Vidare ska beräkningar genomföras för två av dessa påverkningsmöjligheter för att uppskatta hur stor förlustreduktion som kan uppnås om dessa implementeras.

## 1.2 Metod

Inledningsvis genomfördes en litteraturstudie för att klargöra stamnätsförlusternas uppkomst och orsaker samt ett antal intervjuer internt på Svk för att ge inblick i stamnätets uppbyggnad. Vidare gjordes en rad intervjuer kring hur dessa förluster kan påverkas, vilket arbete som görs idag, hur man har arbetat med stamnätsförlusterna tidigare och de förutsättningar som finns för att arbetet ska genomföras i framtiden. Dessa genomfördes dels med nuvarande personal men också tidigare anställda på Svk. Alla som intervjuades har antingen på något sätt arbetat med stamnätsförluster eller har insikt i möjligheter att påverka dem. Kontakt togs även med stamnätsägare i Finland och Norge för att få information kring om de försöker påverka sina stamnätsförluster och i sådana fall hur. En del information inhämtades också via mailkontakt med relevanta personer.

Utifrån intervjuerna och relevant litteratur har sedan analyser kring påverkningsmöjligheterna gjorts. Det har utvärderats hur implementerbar påverkningsmöjligheten är och vad som vidare

behöver göras för att arbetet med den ska kunna påbörjas. En del av påverkningsmöjligheterna har Svk arbetat med tidigare. I dessa fall har analysen också innefattat att undersöka varför arbetet lades ner och vad som behöver genomföras för att det ska kunna återupptas. Möjligheter till beräkningar av den möjliga förlustreduktionen har också utvärderats och de två påverkningsmöjligheter där beräkningar som ansågs mest genomförbara valdes ut. Valet föll på optimering av transformatorer och arbete med spänning (AMS).

Framtagning av beräkningsmetod gjordes i samråd med personal på Svk och med hjälp av en litteraturstudie. Beräkningarna för optimering av transformatorer genomfördes i Excel med indata hämtad från olika system, bland annat PSS/E. Beräkningarna för arbete med spänning genomfördes i programmet SPICA där ett skript som räknade ut förlustförändringen skrevs för varje avbrott som studerades. SPICA används dagligdags på Svk och anses vara väldigt tillförlitligt. En djupare genomgång av hur beräkningarna genomfördes följer under avsnittet 4. Beräkningar.

Dessutom genomfördes två känslighetsanalyser av beräkningarna som var gjorda på optimeringen av transformatorer. Känslighetsanalysen genomfördes för att undersöka hur stor påverkan olika antaganden har haft på resultatet och redovisas mer i detalj under avsnitt 4.1.2 Känslighetsanalys. På grund av att parametrar inte var möjliga att variera i beräkningarna rörande arbete med spänning kunde ingen känslighetsanalys genomföras där, djupare förklaring varför följer i avsnittet 4.2.1 Känslighetsanalys.

Utifrån resultatet från beräkningarna och känslighetsanalyserna genomfördes en analys kring möjlig förlustreduktion. Där utvärderades också noggrannheten i resultaten och den osäkerhet som uppstått till följd av antagandena. En sammanställning av alla påverkningsmöjligheter, analyser kring dessa och beräkningarna har sedan sammanställts i denna rapport.

### 1.2.1 Avgränsningar

Med påverkningsbara förluster syftar detta arbete på möjligheter till att reducera förlusterna utan att fysiska förändringar behöver göras på stamnätet. Det har därför bara gjorts en kort studie och utvärdering kring hur förlusterna kan påverkas vid nyinvesteringar eller ombyggnationer i nätet och fokus ligger på påverkningsmöjligheter som inte kräver detta.

Stamnätet är den del av det svenska elnätet som har den högsta spänningen. De vanligaste spänningarna är 400 kV eller 220 kV. Stamnätet är sedan sammankopplat med elnät med lägre spänningar och andra länders stamnät. Då det endast är förlusterna på det Svenska stamnätet som Svk ansvarar för har denna studie inte undersökt förluster på andra nät eller hur de påverkningsmöjligheter som identifieras för stamnätet påverkar andra nät. För att sammankoppla stamnätet med andra nät krävs stationer, dessa stationer är Svk inte ensam ägare av. Då det är svårt att särskilja vilka förluster som tillfaller Svk och då Svk inte själv kan styra över driften i dessa stationer har inte dessa studerats. Endast påverkningsmöjligheter av förlusterna på de anläggningsdelar som Svk är ensam ägare av har undersökts.

En annan avgränsning som gjorts i studien är att endast de aktiva effektförlusterna studeras. När reaktiv effekt leder till aktiva effektförluster tas det i beaktning men inte annars. Denna begränsning görs dels då det endast är aktiv effekt som Svk behöver betala för men också så att arbetet inte ska bli för omfattande. Avgränsningar och antaganden som behövts görs i avsnitt 4. Beräkningar står beskrivet i det avsnittet och kommer därför inte gås igenom här.

## 2. Bakgrund

Detta avsnitt syftar till att ge en förståelse av hur det svenska elnätet är uppbyggt och hur förluster uppstår på detta, speciellt fokus ligger på stamnätet. Detta görs genom en förklaring av hur det svenska elsystemet är uppbyggt och varför. Vidare förklaras hur handeln av el går till och avslutningsvis förklaras de olika komponenter som finns på stamnätet med en genomgång av hur förluster uppstår på dessa.

### 2.1 Sveriges elproduktion

Den första energikällan som utnyttjades för storskalig elproduktion i Sverige var vattenkraften. År 1918 stiftas den lag som möjliggjorde för storskalig utbyggnad av vattenkraften men det var först på 1940-talet som den stora utbyggnaden av älvarna tog fart. Älvarna som kan användas för vattenkraft finns främst i norra Sverige och därför är det här den största utbyggnaden av vattenkraften skedde (Energiföretagen, 2017-01-24). Detta har också inneburit att den stora produktionen från vattenkraften kommer från de norra delarna av Sverige (Svensk energi, 2016-04-14). I början av 1960-talet nådde vattenkraftsutbyggnaden sitt slut då kritiken mot den ökade och man beslutade att bevara de älvar där utbyggnaden ännu inte börjat (Energiföretagen, 2017-01-24). Den årliga elproduktionen varierar beroende på den mängd nederbörd samt konsumtion som varit men har de senaste åren legat på runt 45 % av Sveriges totala elproduktion (Energiföretagen, 2017-02-09).

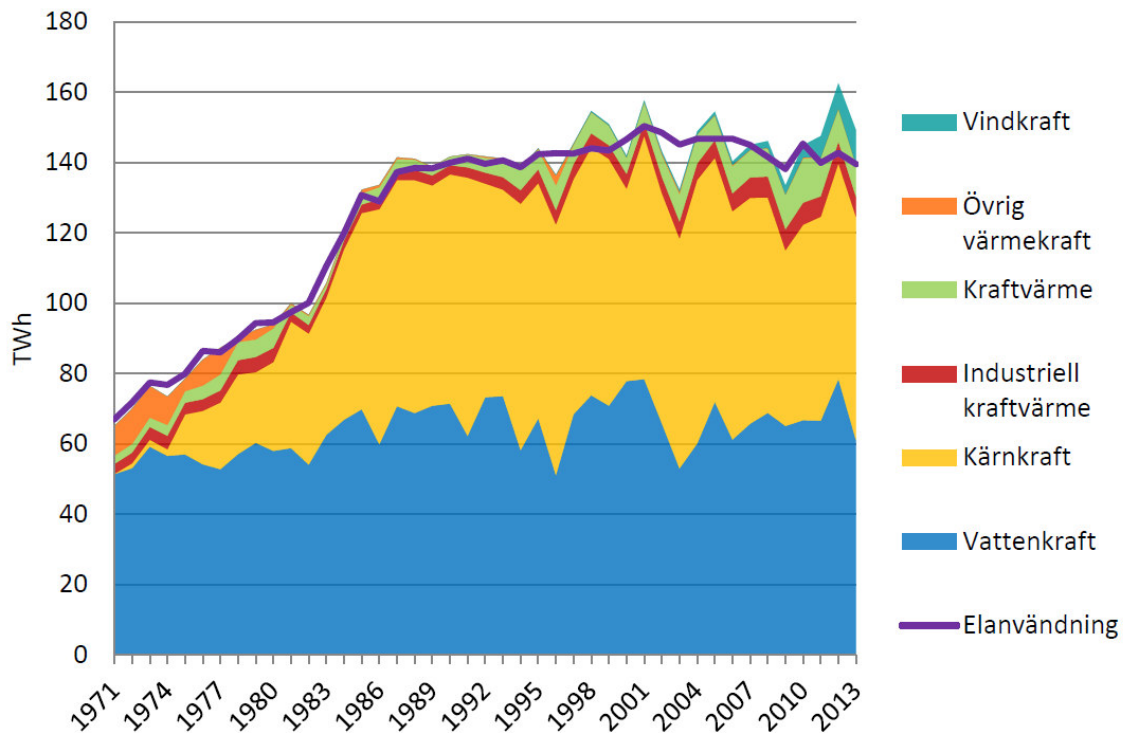
Behovet av el fortsatte att öka även efter utbyggnaden av vattenkraft avstannade vilket ledde till att man vände sig till den förhållandevis nya kärnkrafttekniken. Under 1970- och 1980-talet byggde man 12 reaktorer på olika platser i Sverige (Vattenfall, 2016-04-14). Bland annat kärnkraftsolyckorna i först Harrisburg och senare även i Tjernobyl ledde till att utbyggnaden av kärnkraften började ifrågasättas och detta tillsammans med oljekrisen på 70-talet ledde till att sökandet efter andra energikällor började (Energiföretagen, 2017-01-24). En fördel med kärnkraften är att den kan placeras friare än vattenkraftsverken. Detta beror på att den inte är beroende av älvar så som vattenkraften utan bara behöver ligga nära en tillräckligt stor vattenkälla som kan användas till kylning, något som finns längs med den svenska kusten. Detta gjorde att man kunde placera den närmare den stora konsumtionen i söder och så på vis slippa långa eltransporter. Kärnkraftens elproduktion går däremot inte lika lätt att förändra som vattenkraften vilket gör att den senare lämpar sig bättre som reglerkraft. Efter år 2020 kommer Sverige ha kvar sex av de tolv ursprungliga reaktorerna i drift. Två reaktorer i Barsebäck lades ner för tio år sedan och ytterligare 4 kommer läggas ner av ekonomiska skäl fram till 2020 (Energiföretagen, 2017-01-20a). Fram tills 2020 kommer kärnkraftens elproduktion antagligen fortsätta ligga på samma nivå som idag, mellan 60 och 65 TWh (Energiföretagen, 2017-02-09).

Kraftvärmeverk förser i dagsläget Sverige med 13-18 TWh el per år (Energiföretagen, 2017-02-09). Utbyggnaden kom i samband med att fjärrvärme började användas i Sverige vilket fick sin början i Karlstad år 1948. Produktionen sker genom förbränning av någon typ av bränsle, som kan variera. I början var kol det vanligaste bränslet men under 1950-talet

övergick det till olja. I samband med oljekriserna på 1970-talet blev användandet av andra typer av bränslen aktuellt och det satsades mer och mer på att de fossila bränslena skulle bytas ut (Svensk energi, 2016-04-14). Idag är det vanligare att det eldas avfall och biobränsle även om man i vissa fall fortfarande använder fossila bränslen. Då kraftvärmeverken i första hand är till för att leverera värme sker den största produktionen av både el och värme när det är som kallast på vintern. Produktionen är inte heller väderberoende och klassas som en del av Sveriges baskraft (Energiföregaten, 2017-02-10).

En energikälla som har växt mycket de senaste 15 åren är vindkraften och i början av 2017 hade Sverige 3300 vindkraftverk. Vindkraft går varken att styra eller att lagra utan produktionen sker när det blåser. Detta gör att den inte kan fungera som en baskraft i energisystemet så som vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme kan. Dessutom behövs någon annan lättreglerad energikälla som kan ersätta vindkraften när det inte blåser. Det positiva med vindkraften är att det är en helt förnyelsebar energikälla som inte behöver något annat bränsle än vinden (Energiföretagen, 2017-01-20b). I början av 2017 låg den årliga elproduktionen från vindkraft på ca 16 TWh (Energiföretagen, 2017-02-09)

En annan viktig källa till energi i Sverige är import av el. Sverige har elnättsförbindelser med 6 olika länder och även om Sverige de flesta år är en nettoexportör på el så är ändå importen väldigt viktig. Exempel på detta är kalla dagar då maxeffekten inte räcker till för att täcka behovet, detta inträffade exempelvis den 15 januari 2016 klockan 08:00 då man var tvungen att importera el motsvarande produktionen från två kärnkraftverk (Energiföregaten, 2017-02-08). För att enklare kunna se fördelningen mellan olika energikällor i Sverige kan en sammanställning av Sveriges elproduktionsutveckling från året 1971 fram till 2013 ses i Figur 1 nedan. I figur 1 kan också den totala elanvändningen ses, när denna är lägre än den totala produktionen har Sverige nettoexporterat el över året. Trots att Sverige är nettoexportörer av el kan det finnas tillfällen på åren då det råder effektbrist och Sverige därför behöver importera el för att täcka sitt effektbehov.



Figur 1: Sveriges elproduktion i TWh fördelat per kraftslag samt den totala elanvändningen. Notera att fram till 1996 ingår vindkraft i posten vattenkraft (Energimyndigheten, 2015).

## 2.2 Det svenska elnätet

När elektricitet började användas i slutet av 1800-talet fanns ingen teknik för att transformera upp spänningen. Att inte kunna transformera upp spänningen innebär att man inte kan transportera elen över långa sträckor då förlusterna blir större vid låg spänning, vilket ledde till att elproduktionen till en början endast skedde i närheten av konsumtionen. På 1890-talet kom dock lösningen då transformatorn för växelström (AC) uppfanns, dock gick det ännu inte att transformera likström (DC). Detta blev startskottet för AC-elnätets utbyggnad över världen (Vattenfall AB m fl, 2017).

Utbyggnationen av elnät tar fart även i Sverige och till en början ägs det av många olika aktörer, år 1940 fanns det 4000 olika elföreningar som distribuerade el runt om i landet (Svensk energi, 2016-04-14). År 1952 kopplades alla elnät i Sverige ihop till ett enda nationellt nät. Året innan, 1951, invigdes det största vattenkraftverket Harsprånget och detta blir startskottet för 400 kV högspänningsledningar i Sverige. I samband med byggnationen av Harsprånget byggde man också en 400 kV ledning som sträcker sig från norra Norrland till Hallsberg i söder (Vattenfall AB, 2016-04-14). Utbyggnaden av högspänningsnätet startade dock redan på 1930-talet och det var år 1936 man för första gången överförde el från norra till mellersta Sverige (Energiföretagen, 2017-01-24). Genom åren byggs allt mer högspänningsledningar och alla ägdes av statliga Vattenfall fram till år 1992 då Vattenfall omvandlas till ett aktiebolag. Då bildades myndigheten Svk för att ta hand om högspänningsnätet, eller stamnätet som det också kallas (Vattenfall AB, 2016-04-14).

Det svenska elnätet är uppdelat i stamnät, regionnät och lokalnät. Lokalnätet är i sin tur uppdelat i två olika spänningsnivåer, lågspänningsnivån som ligger på 230 V eller 400 V och högspänningsnivån som ligger på mellan 10 kV och 20 kV. Lokalnätet ägs av ungefär 160 olika elnätsföretag och är den del av elnätet där de flesta elanvändare är anslutna. Om man slår ihop längden på alla ledningar i de olika lokalnäten så uppgår ledningslängden till ca 312 000 km. Det regionala elnätet ligger på 40-130 kV spänning och alla elledningar är sammanlagt ca 31 000 km långa. Regionnätet ägs främst av tre företag. De lokala elnäten ansluts till regionalnäten som i sin tur är anslutna till stamnätet (Svensk energi 2016-08-15).

## 2.3 Stamnätet

På stamnätet sker både de största och de längsta överföringarna av el (Svensk energi 2016-08-15). Detta nät underhålls och utvecklas av Svk och ligger främst på två olika spänningar, 220 kV och 400 kV. Den höga spänningen gör att stora effekttransporter kan göras utan att förlusterna blir för stora. Totalt består stamnätet av 15 582 km ledningar som sträcker sig över hela Sverige men också till andra länder (Svenska Kraftnät 2016-07-19). I Tabell 2 visas fördelningen mellan 220 kV och 400 kV ledningar men också mellan AC-ledningar och DC-ledningar. I Figur 2 kan även stamnätets utbredning över Sverige ses.

*Tabell 2: En förtydligan av den tabell som kan ses i Figur 2. Tabellen visar fördelningen mellan olika typer av ledningar i stamnätet. HVDC står för högspeed likström.*

Ledningstyp	Luftledning [km]	Kabel [km]
400 kV AC-ledning	11 010	8
220 kV AC-ledning	3 550	29
HVDC-ledning	100	885

Något som kan utläsas i Tabell 2 är att luftledningar är betydligt vanligare än kablar på stamnätet. Anledningen till detta är bland annat kablar behöver ha så kallade kompenseringstationer med ca 20–40 km mellanrum (anledningen till detta kan ses under stycket 2.5.2 Kablar), något som gör det mer kostsamt med kabel. En annan anledning till att använda luftledning är att man anser att driftsäkerheten är större på grund av att det behövs skarvar för kablar vilka kan orsaka fel, samt att reparationstiderna för kablar är längre (Svk, 2016-07-05)

För att koppla samman olika ledningar på elnätet behövs det stationer. De olika typerna av stationer som finns är omriktarstationer, transformatorstationer och ställverk. För att kunna koppla ihop HVDC ledningar med växelströmsnätet behövs omriktarstationer där likströmen kan omvandlas till växelström och vice versa (Svk, 2014). Transformatorstationer används när man ska koppla ihop ledningar av olika spänningar och man behöver därför en transformator. Dessa transformatorstationer är helt ägda av Svk när de kopplar ihop 400 kV och 220 kV ledningar. De kan också vara mellan stamnätet och andra lägre spänningsnät, dessa ägs inte av Svk. I denna studie kommer fokus endast ligga på de transformatorstationer där Svk är ensam ägare då det är dessa Svk kan styra över på egen hand. Den andra typen av station på



stamnätet är kopplingsstation, denna används för att koppla ihop ledningar med samma spänningar. En del stationer på stamnätet är också en blandning då de både används för att koppla ihop samma och olika spänningar (Svk, 2014-05-12). Totalt är Svk ensam ägare av 71 stationer runt om i Sverige. Av dessa är 13 driftsatta transformatorstationer som sammanlagt har 18 krafttransformatorer.

I Figur 2 kan de 13 utlandsförbindelser som binder ihop Sveriges stamnät med sina grannländers stamnät ses. En del av dessa är så kallade HVDC ledningar, alltså högspännings likströmsledningar. Utöver de HVDC ledningar Sverige har med andra länder så finns den så kallade sydvästlänken (Svk, 2016-07-05). Sydvästlänken är speciell på flera sätt, dels för att den är den första HVDC ledning som är helt baserad på fastland men också eftersom det är både luftledning och kabel (Svk, 2016-09-12a). De olika HVDC länkarna finns beskrivna i Tabell 3 nedan.

*Tabell 3: Förteckning över alla HVDC ledningar med anslutning till Sverige. I tabellen anges namnet på ledningen, vilket land eller mellan vilka platser förbindelsen finns, överföringskapacitet och längd (ABB, 2017a)(ABB, 2017b)(ABB, 2017c)(ABB, 2017d)(ABB, 2017e)(Svk, 2016-09-12a).*

Namn	Förbindelse till	Överföringskapacitet	Längd
Fenno skan 1	Finland	500 MW	Kabel: 200 km Luftledning: 33 km
Fenno skan 2	Finland	800 MW	Kabel: 200 km Luftledning: 103 km
NordBalt	Litauen	700 MW	Kabel: 440 km
SwePol	Polen	600 MW	Kabel: 256 km
Baltic Cable	Tyskland	600 MW	Kabel: 250 km Luftledning: 12 km
Konti Skan 1	Danmark	250 MW	Kabel: 87 km Luftledning: 86 km
Konti Skan 2	Danmark	250 MW	Kabel: 88 km Luftledning: 61 km
Sydvästlänken <sup>1</sup>	I Sverige	2*600MW	Kabel: 190 km Luftledning: 60 km

Det finns ytterligare komponenter på stamnätet utöver luftledningar, kablar, HVDC-ledningar och olika typer av stationer. De som anses väsentliga för detta arbete kommer beskrivas under stycket 2.5.4 Övriga komponenter på stamnätet.

<sup>1</sup> Sydvästlänken består också av en 180 km lång 400 kV växelströms luftledning (Svk, 2016-09-12a), i tabellen beskrivs bara likströmsförbindelsen.

## STAMNÄTET FÖR EL

Det svenska stamnätet för el består av 15 000 km kraftledningar, 160 transformator- och kopplingsstationer och 16 utlandsförbindelser.

OMFATTNING	LUFTLEDNING	KABEL
400 kV växelström	11 010 km	8 km
220 kV växelström	3 550 km	29 km
Högspänd likström (HVDC)	100 km	885 km

- 400 kV ledning
- 275 kV ledning
- 220 kV ledning
- HVDC (likström)
- Samkörningsförbindelse för lägre spänning än 220 kV
- ⋯ Planerad/under byggnad
- Vattenkraftstation
- ▲ Värmekraftstation
- ⚡ Vindkraftpark
- Transf./kopplingsstation
- Planerad/under byggnad



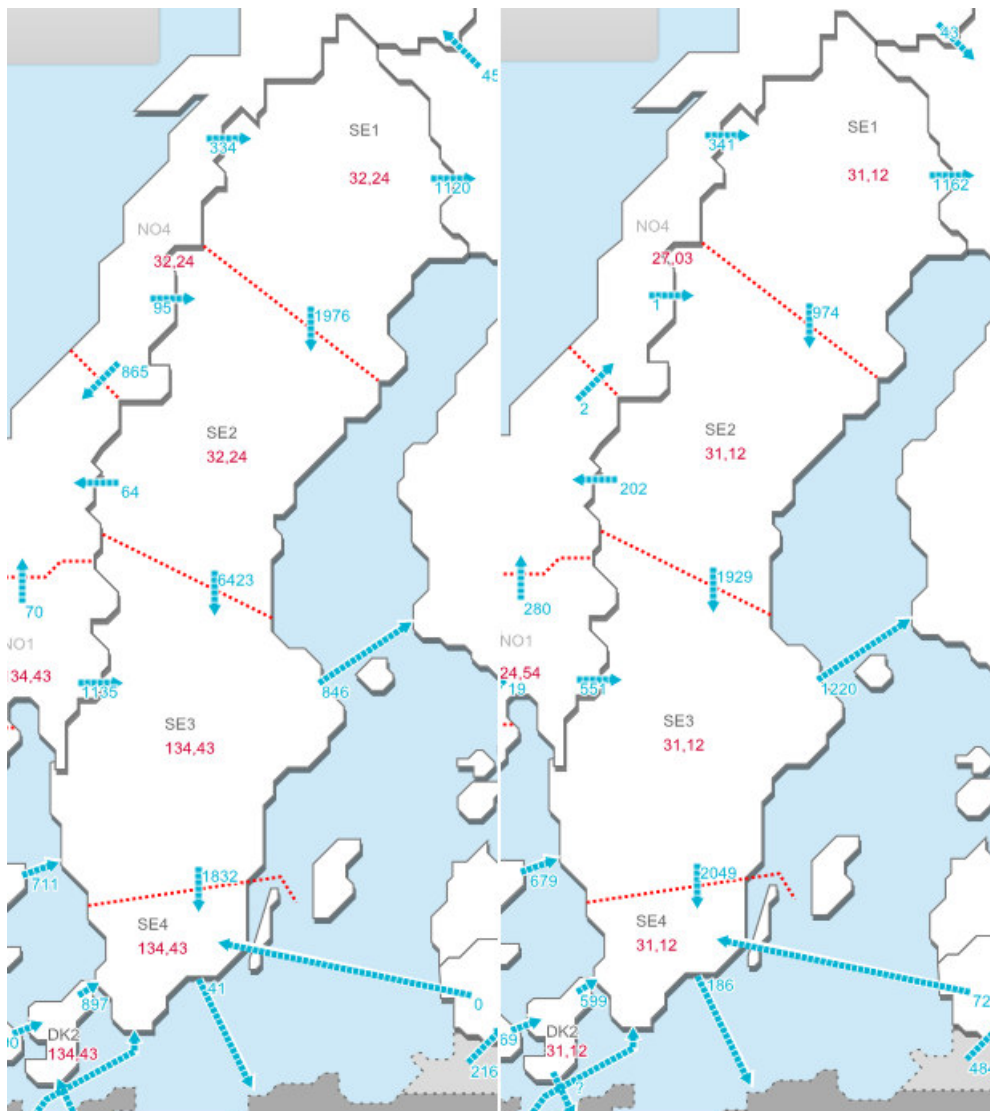
Figur 2: Bild av det Svenska stamnätet och dess förbindelser till utlandet. De röda linjerna är 400 kV AC-ledning, de gröna linjerna är 220 kV AC-ledning, de gula linjerna är 275 kV AC-ledningar och de lila linjerna är DC-linor på varierande spänningar (Svenska Kraftnät, 2016-09-12b.)

## 2.4 Sveriges elmarknad

Sveriges avlånga form tillsammans med att en stor del av produktionen genom vattenkraften är lokaliserad i norr samtidigt som den stora konsumtionen är i söder leder till att det blir stora överföringar på långa sträckor. För att transportera elen från norr till söder har man långa ledningar med 400 kV spänning. Under perioder då det är stor överföring på dessa ledningar kan det uppstå flaskhalsar i stamnätet, stamnätet klarar helt enkelt inte att överföra all el från norr till söder. För att hantera dessa begränsningar i nätet införde Svk år 2011 fyra stycken elområden (Svensk energi, 2016-08-19). Elområdena skiljs åt med så kallade snitt och de ledningar som går mellan två elområden kallas därför snittledningar. Det är oftast på dessa snittledningar som överföringsbegränsningar uppstår och det är på grund av detta man har gjort den indelningen av elområden som man har gjort. När överföringen blir så pass stor att begränsningar uppstår kan det bli prisskillnader mellan elområden. Detta illustreras i Figur 3 där överföringen mellan elområdena visas både för en sommardag (låg belastning) och en vinterdag (hög belastning). Figur 3 visar också på de olika elområdena, SE1, SE2, SE3 och SE4, samt de elpriser som uppstår i dem.

Elpriserna i de olika elområdena räknas ut på elbörsen Nord Pool. På Nord Pool finns både en spotmarknad och en intraday marknad. På spotmarknaden får säljare och köpare lägga in bud på timvis basis dagen innan. Klockan 12:00 dagen innan sätts priset i områdena på den nivå där utbud och efterfrågan möts (Nord Pool, 2017a). På intraday marknaden sker handel från 14:00 dagen innan fram till en timme innan leveransen ska ske. Här sker handeln kontinuerligt mellan köpare och säljare för att det ska bli balans i nätet och inget gemensamt pris räknas ut. Intraday marknaden blir också allt mer populärt desto svårare energiproduktionen blir att förutspå vilket den blir när energislag som vindkraft blir vanligare (Nord Pool, 2017b). Man kan också handla el längre i förväg antingen på Nastaq, OMX eller med hjälp av mäklare (Svk, 2016-10-18).

Det behöver alltid vara balans mellan konsumtion och produktion på nätet för att frekvensen ska hållas konstant. Elleverantörer måste därför alltid se till att de kan leverera lika mycket el som deras kunder konsumerar, detta kallas att ha balansansvar. Om elleverantören inte själv vill ta detta ansvar kan man anlita någon aktör som kan ta på sig det. I förstahand försöker man handla på spot- och intradaymarknaden för att uppnå balans men det är ovanligt att man lyckas planera detta perfekt. Svk kliver då in och handlar upp den el som behövs genom balanskraft och så får aktören som orsakat det betala kostnaden (Svk, 2016-10-17a). För att det ska vara balans på nätet måste Svk också upphandla de förluster som uppstår på stamnätet. Dessa förlustutgifter täcks sedan genom den nätavgift som alla de abonnenter som utnyttjar stamnätet måste betala (Svk, 2016-10-31). Då elnätet anses vara ett naturligt monopol granskas nätavgifterna av Energimarknadsinspektionen så att priserna kan anses vara skäliga (Energimarknadsinspektionen, 2017-04-19). Svk använder sig av reglerkraftmarkanden för att handla upp den effekt som behövs för att hålla balansen på nätet. Där finns olika typer av reglerobjekt som kan sättas in olika snabbt och utefter vad för typ av reglering som behövs för att hålla balans på nätet får Svk lägga bud på det där (Svk, 2016-10-17b).



Figur 3: Till vänster är en bild över Sveriges elflöden och priser klockan 08:00 den 15 januari 2016 och till höger är en bild över Sveriges elflöden och priser klockan 08:00 den 15 juli 2016. De blå pilarna och siffrorna visar effektflödet [MWh] och de röda siffrorna visar elpriset [€/MWh]. De röda streckade linjerna markerar de tre snitten 1, 2 och 4 mellan elområdena SE1, SE2, SE3 och SE4. (Statnett, 2017).

## 2.5 Stamnätets komponenter och deras förluster

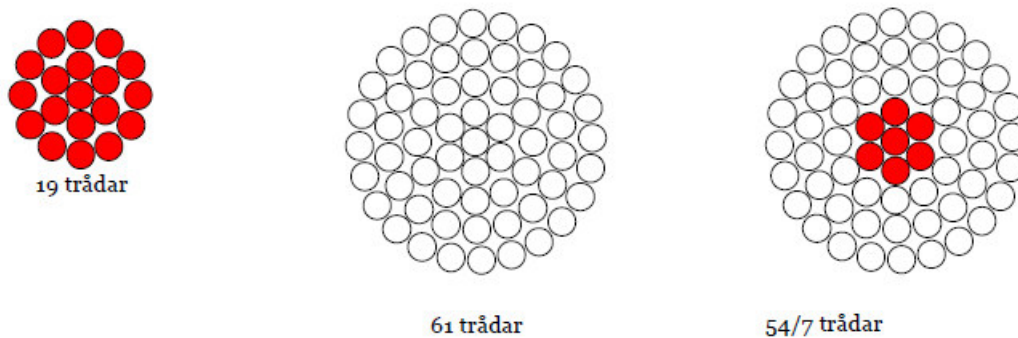
I detta avsnitt kommer stamnätets främsta komponenters konstruktion gås igenom samt hur förluster uppstår på dessa gås igenom.

### 2.5.1 Luftledningars konstruktion

Som kan ses i Tabell 2 så är AC-luftledningar den vanligaste typen av ledare i det svenska stamnätet oavsett om spänningen är 220 kV eller 400 kV. Ledningarna kan dock vara konstruerade på flera olika sätt. Alla AC-ledningar består av tre faser men bestyckningen (fasledningarnas uppbyggnad) av dessa fasledningar kan se olika ut mellan olika

luftledning. Dels kan olika många faslinor väljas, duplex (två linor) och triplex (tre linor) är vanligast men även simplex (en lina) förekommer. Sedan ska även lintyp och linarea variera på faslinorna. Linarean bestäms av dennas framtida strömbelastning, desto högre belastning desto tjockare måste ledaren vara för att den inte ska bli för varm på grund av den termiska påverkan på de ohmska förlusterna. Linarean ändras sedan genom att antal trådar en lina består av och tjockleken på dessa trådar förändras, se Figur 4. (Stenborg. 1997, ss 3.1-3.20). De olika typer av linor som används finns angivna och beskrivna i Svk:s riktlinjer från 2016 (TR 05-04 utg. 3) och är:

- Stållina – En lina med antingen ett eller flera lager av förzinkat stål.
- Aluminiumlina – En lina med antingen ett eller flera lager trådar gjorda av aluminium.
- Stålaluminiumlina – En lina med en kärna gjord av en lina eller tråd av förzinkat stål som sedan är omslutet av ett eller flera lager trådar av aluminium.
- Lina av aluminiumlegering vilket antingen är AlMgSi-linor eller Al59-linor- En lina med antingen ett eller flera lager av de olika ämnena.



Figur 4: Illustrerar hur olika lintyper kan se ut. Till vänster är en 19 tråders stållina, i mitten visas hur antingen en aluminiumlina eller en lina av aluminiumlegering bestående av 61 trådar kan se ut, till höger ses en stålaluminiumlina med en kärna av 7 trådar stål omringad av 54 aluminiumtrådar. Linarean blir större desto fler trådar linan består av samt tjockleken på trådarna (Svk, 2016-05-20).

Vilken fasledarbestyckning som väljs beror på vilken effektöverföring linan kommer ha (Svk, 2014-05-12). Om fler faslinor med större area och en lintyp med låg resistans används blir den möjliga effektöverföringen över ledningen större samtidigt som förluster också minskar. Detta beror på att de aktiva effektförlusterna ( $P_{loss}$ ) som försvinner som värme beror av resistansen ( $R$ ) och strömmen ( $I$ ) i kvadrat enligt:

$$P_{loss} = RI^2. \quad (1)$$

En luftlednings resistans beror av ledningarnas längd, tvärsnittsarea och resistivitet, resistiviteten varierar i sin tur med ledningstyp och temperatur. Resistansen går alltså att påverka när luftledningen installeras eller genom att ändra på temperaturen. De förluster som uppstår till följd av resistansen avges från ledaren i form av värme (Glover, et al. 2008). Strömmen kan påverkas på flera sätt. Då den komplexa effektöverföringen ( $S$ ) är beroende av fasförskjutningen mellan och magnituden på effektivvärdena på fasströmmen ( $I_f$ ) och fasspänningen ( $V_f$ ) enligt:

$$S = 3|V_f||I_f|\angle\varphi = P + jQ \quad (2)$$

kan man genom att höja spänningen få en minskad ström men ändå få samma skenbara effektöverföring. Att ekvationen multipliceras med tre beror på att det finns tre faser. Detta är anledningen till att man gör de långa och stora effektöverföringarna på stamnätet där spänningen är hög. I ekvation (2) kan också utläsas att fördelningen mellan den aktiva ( $P$ ) och reaktiva effekten ( $Q$ ) som överförs beror av vinkeln mellan spänningen och strömmen, den så kallade fasvinkeln ( $\varphi$ ). Om fasvinkeln är noll så är det endast aktiv effekt som överförs men så fort fasvinkeln är skild från noll så överförs också reaktiv effekt (Glover, et al. 2008). Fasförskjutningen uppstår på grund av två ledningskonstanter som uppstår då ström och spänning hela tiden varierar i en AC-ledning, dessa ledningskonstanter kallas induktans ( $L$ ) och kapacitans ( $C$ ) och utgör tillsammans ledningens reaktans ( $X$ ) enligt ekvation (3) där  $f$  står för nätets frekvens och  $X_C$  och  $X_L$  är reaktansen från kapacitansens och induktansen.

$$X = X_C + X_L = \frac{1}{2\pi f C} + 2\pi f L \quad (3)$$

Induktans uppstår i och med att strömmen i en fasledare alltid alstrar ett magnetfält runt ledaren som när strömmen varierar i sin tur inducerar en spänning i motsatt riktning i de andra fasledarna. Denna inducerade spänningen kommer i sin tur leda till att spänningen kommer föra strömmen vilket innebär en positiv fasförskjutning. Ledaren kommer också bli omgiven av ett elektriskt fält som uppstår till följd av spänningsskillnader mellan ledaren och omgivningen, dels andra fasledare men främst marken. På grund av detta kommer ledaren när den är spänningssatt lagra laddningar som en kondensator. När vi sedan har en varierande AC-spänning kommer ledningen hela tiden ladda upp och ladda ur laddningar i takt med frekvensen på spänningen (Stenborg. 1997). Det är detta fenomen som ledningskonstanten kapacitans representerar och leder till att strömmen kommer före spänningen vilket ger en negativ fasförskjutning (Schavemaker. Sluis. 2008). Detta betyder att den reaktiva effekten blir negativ, vilket i valt referenssystem innebär att den produceras, om ledningen är kapacitiv och den reaktiva effekten blir positiv, den konsumeras, om ledningen är induktiv.

Om ledningen är kapacitiv eller induktiv avgör vilken överföringsbelastning det är på ledningen. Vid låga effektöverföringar är ledningen oftast kapacitiv och sedan när överföringen höjs blir ledaren mer och mer induktiv. Då det är hela ledaren som antingen konsumerar eller producerar reaktiv effekt inses också att storleken av detta är beroende av ledningens längd, desto längre ledningen är desto större konsumtion eller produktion av reaktiv effekt. Något annat som påverkas av den reaktiva effekten är spänningsskillnaden över

ledaren. Exempel på detta är på natten när effektöverföringen är låg. Då blir ledaren övervägande kapacitiv och genererar reaktiv effekt vilket också får till följd att spänningen stiger. Det finns alltså ett beroende mellan spänningsskillnaden och den reaktiva effekten på linan. Om spänningen kan hållas stabil över ledningen men också över hela nätet kan de reaktiva effekterna minimeras. Oavsett om ledaren producerar eller konsumerar reaktiv effekt kräver denna ytterligare ström som behöver transporteras i ledaren och som ger ytterligare förluster enligt ekvation (1) (Persic, 2007). Den reaktiva effekten kommer till skillnad från den aktiva effekten inte till användning och Svk får inte heller betalt för att transportera denna. Detta gör att Svk vill minimera den reaktiva effekten så mycket som möjligt.

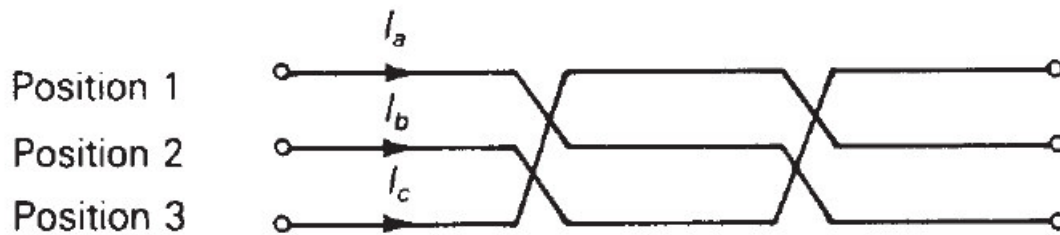
Strömmen varierar också mellan olika ledningar i nätet i och med att den vill ta den väg med lägst motstånd. Detta innebär att överföringsfördelningen på nätet beror på allt motstånd i ledaren. Detta utgörs av både reaktansen (se ekvation (3)) och resistansen och kallas impedans ( $Z$ ) (Glover, et al. 2008):

$$Z = R + jX = \frac{V}{I}. \quad (4)$$

Då reaktansen för HVAC-ledningar som regel oftast är större än resistansen så är det oftast just reaktansen som styr strömmens flöde i nätet. Hur strömmen och effekterna fördelas över nätet brukar också kallas belastningsfördelning (Stenborg, 1997).

En annan förlust som kan uppstå på luftledningar är koronaförluster. Dessa uppstår när den elektriska fältstyrkan på ledningsytan blir så hög att luften runt omkring ledaren blir elektriskt joniserad och därför blir ledande. Detta gör att det går en ström från ledare ut till luften och på så vis fås en effektförlust. Koronaförluster är vanligare vid väder som regn och minusgrader då regndroppar och rimfrost leder till ojämnheter på ledarytan. När ledarytan blir ojämn blir det elektriska fältet ännu starkare runt denna punkt vilket ökar risken för koronauraddningar (Glover, et al. 2008).

Som beskrivits tidigare så varierar induktansen och kapacitansen beroende på fasledarnas placering gentemot varandra. För att se till att fasförskjutningen som uppstår, på grund av induktansen och kapacitansen, blir jämn mellan faserna så transponerar man ledarna, se Figur 5. Detta innebär att man på vissa platser i nätet byter plats på fasledarna för att de ska ha varit i varje ledningsläge under  $1/3$  av ledningslängden. Om de tre faserna inte har samma fasförskjutning brukar man säga att nätet inte är impedanssymmetrisk och så kallade nollföljdsströmmar uppstår som följd. Med nollföljdsströmmar menas den del av fasströmmen som gör att strömmarna i de olika fasernas fasförskjutning och amplitud skiljer sig från varandra. Lasten tar ut samma ström från alla faser och när de skiljer sig åt blir en del av strömmen överflödigt. Denna ström utnyttjas inte men har lett till förluster när den transporterats genom nätet. Lägst förluster fås alltså när fasströmmarna är helt symmetriska (Glover, J. D. Sarma, M.S. Overbye, T.J. 2008).



*Figur 5: Illustrerar hur man byter plats på, transponerar, ledarna för att få samma fasförskjutning i alla fasledare. Detta sker då kapacitansen och induktansen jämnas ut så att fasledarna får samma (Glover, et al. s 190).*

Det finns också DC-ledningar på stamnätet, de flesta är i form av kablar men även DC-luftledningar används (se Tabell 2). I och med att spänningen och strömmen är konstant i en DC-ledning, alltså inte är sinusformade, förändras inte induktansen eller kapacitansen på ledningen utan dessa laddas upp och sedan är de konstanta. Detta gör att ingen reaktiv effekt produceras eller konsumeras på en DC-ledning utan denna överför endast aktiv effekt. Till följd av detta blir förlusterna lägre i en DC-ledning vid samma aktiva effektöverföring då ingen ström behövs för att transportera reaktiv effekt. I och med att den reaktiva effektens påverkan i en AC-ledning ökar med ledningens längd fås större besparingar vid användande av en DC-ledning desto längre ledningen är (Glover, et al. 2008).

### 2.5.2 Kablars konstruktion

Det svenska stamnätet består också av kablar, även om det är i en mycket mindre omfattning än luftledningar (se Tabell 2). Då Svk inte har någon standard som bestämmer hur kablar ska vara konstruerade så finns ingen standard för vilka material som ska användas i de olika beståndsdelarna, men alla kablar är för det mesta uppbyggda på samma sätt. Kabeln består längst in av en ledare följt av ett isoleringsmaterial och utanpå detta kommer ytterligare en ledare, skärmledaren, men denna är koncentrisk utformad. Den yttre ledaren består vanligtvis av metallfolie eller metalltrådar och denna ansluts till jord. Isoleringen måste vara tillräckligt kraftig för att klara spänningsskillnaden som kommer vara mellan de två ledarna (Svk, 2014). Konstruktionen ser något annorlunda ut beroende på om det är en mark eller sjökabel. Isolationen i en markkabel är oftast gjord av plast medan den på sjökablar är gjord av lager av oljeimpregnerat papper. Den yttre ledaren är i sjökablar omgiven av en blymantel för att skydda mot vatten. Utanför den andra ledaren ligger ytterligare ett lager av plast för att skydda ledarna (Svk, 2014). En trefas AC-kabelledning kan antingen bestå av en tredarkabel eller tre enledarkablar. Skillnaden på dessa är att en tredarkabel består av tre fasledare med individuell isolering men med en och samma yttre ledare, medan tre enledarkablar är tre helt fristående kablar, en för varje fas. För HVAC-kablar som de på stamnätet används tre enledarkabalar (Stenborg, 1997).

En AC-kabel får på samma sätt som AC-luftledningar en fasförskjutning mellan strömmen och spänningen till följd av induktansen och kapacitansen. Kapacitansen i ledarna blir dock mycket högre i en kabel än i en luftledning på grund av kabelns närhet till marken och



skärmledaren, detta gör att även fasförskjutningen blir större. För att återställa fasförskjutningen behövs kompenseringstationer byggas med ca 20-40 km mellanrum<sup>2</sup>. Att dessa stationer behövs, tillsammans med att kablar kräver mer material vid konstruktion, leder till att kablar är betydligt dyrare än luftledningar. Detta gör att man endast installerar kablar där luftledningar anses olämpliga eller omöjliga att använda så som i högt befolkade områden eller över vatten (Svk, 2014). Vid överföring över vatten går det dock inte att installera kompenseringstationer vilket gör att AC-sjökabel bara är användbart vid kortare avstånd, exempelvis Öresundskablarna mellan Danmark och Sverige som är 7,8 km långa (Jacobsson, et al. 1997). Anledningen till att det är kapacitansen som dominerar i HVAC-kablar är att de tre faserna kan läggas på långt avstånd från varandra när man använder tre enledarkablar. Detta gör att fasernas strömmar påverkar varandra minimalt och de inducerade strömmarna de olika fasledarna ger varandra blir försumbara, då är induktansen i fasledningarna också försumbara. De olika faserledarna ligger för kablar närmare mark och nära skärmledarna vilket ger en hög kapacitans. En annan faktor som gör att förlusterna skiljer sig mellan kablar och luftledningar är att ström induceras i skärmledarna på kablarna, denna ström ger förluster enligt ekvation (1). I övrigt är förlusterna de samma i AC-kablar och AC-luftledningar (Stenborg, 1997).

Som nämnts tidigare finns också HVDC-kablar. Dessa får samma typ av förluster som en HVDC-luftledning och kan därför till skillnad från HVAC-kablar användas på långa avstånd så som långa sjökablar. Konstruktionsmässigt skiljer de sig inte mycket från enledarkablar. Den största skillnaden är att en kabel ersätter de tre faskablar som behövs för HVAC. För HVDC-kablar behövs dock också en kabel som används som återledare, denna har noll potential och behöver därför inte lika mycket isolering. För kablar som läggs i hav kan man också använda vattnet som återledare (Jacobsson, et al. 1997).

### 2.5.3 Transformatorer

Transformatorer finns för att höja och sänka spänningsnivån mellan ledningar på nätet. De som ägs av Svk används mellan 400 kV och 220 kV ledningar. Huvudbeståndsdelarna är primärlindningen, sekundärlindningen och kärnan. Kärnan är bestående av järn och lindningarna av koppar. För att skydda transformatorn mot överslag isoleras den oftast med hjälp av olja och papper. Isoleringen bidrar till ökad värmeutveckling och för att inte beståndsdelarna ska gå sönder kyls transformatorn med hjälp av fläktar. Elen som krävs för att driva fläktarna räknas som förluster, så kallade kylarförluster. Utöver kylarförluster finns även belastningsförluster och tomgångsförluster (Glover, et al. 2008). Tomgångsförlusterna uppstår så fort transformatorn är uppkopplad mot nätet även om ingen effekt går igenom transformatorn (Jacobsson, et al. 1997). Tomgångsförlusterna beror på den hysteres som uppstår i kärnan samt den ström som krävs för att magnetisera järnkärnan. Belastningsförlusterna uppstår när en ström leds genom transformatorn och beror på de virvelströmmar som uppstår till följd av inducerad ström samt de förluster som fås av induktans, kapacitans och resistans på samma sätt som i en ledning. Det blir även ohmska

---

<sup>2</sup> Gunnar Gehlin, kabelspecialist på svenska kraftnät, intervju den 17 mars 2017.

förluster av den belastningsström som inte behövs för att magnetisera transformatorn (Glover, et al. 2008).

#### 2.5.4 Övriga komponenter på stamnätet

Det finns många fler komponenter på stamnätet än ledning, kablar och transformatorer men då det är dessa fokus ligger på i denna studie kommer övriga endast presenteras kort nedan.

- Reaktor – Används för att vid behov sänka spänningen på nätet. Exempelvis på nätter blir överföringen på nätet lägre, detta gör att mer reaktiv effekt produceras än konsumeras av ledningar vilket i sin tur leder till att spänningen stiger. En reaktor kan konsumera reaktiv effekt och kopplas därför in för att stabilisera spänningen vid tillfällen då den reaktiva effekten är för hög (ABB, 2017f). Reaktorer får så kallade belastningsförluster så fort de kopplas in. Äldre modeller får även kylarförluster medan de nya är självkylande<sup>3</sup>.
- Kondensatorbatterier – Det finns två olika typer av kondensatorer på stamnätet, seriekondensatorer och shuntkondensatorer. Gemensamt är att de producerar reaktiv effekt och när de är inkopplade därför höjer spänningen. Seriekondensatorer är egna stationer på nätet och dessa finns utplacerade längs med de längsta ledningarna. Förutom vid väldigt höga spänningar är seriekondensatorerna alltid inkopplade. Shuntkondensatorer finns utplacerade i ett antal stationer, det kan vara både transformator- eller ställverksstationer. Dessa används oftast för att reglera spänningen på dygnsbasis, de kopplas in för att höja spänningen på dagtid och kopplas sedan ut på natten när den låga effektöverföringen ändå ger höga spänningar. (ABB, 2017f).
- SVC – Används både för att höja och sänka spänningen på nätet. SVC står för static var compensation och de kan vara uppbyggda på olika sätt. Gemensamt är att de på olika sätt är uppbyggda av kondensatorer och reaktorer och därför både kan höja och sänka spänningen, oftast mer finjusterat än reaktorer och kondensatorer (ABB, 2017g).
- Omriktarstation – Som nämnts tidigare så används omriktarstationer för att koppla in HVDC ledningar med det övriga nätet. En omriktarstation är mycket mer komplex än andra typer av stationer då utrustning som riktar om växelströmmen till likström och omvänt behövs (Svk, 2014). Förlusterna liknar de i transformator men då de är mycket större och komplexa är också storleken på förlusterna större, sedan tillkommer även förluster i kraftelektroniken (Simens, 2011).

---

<sup>3</sup> Niclas Schönborg, tekniskt ansvarig för transformatorer och reaktorer, svenska kraftnät, intervju den 8 februari 2017

### 3. Resultat - Påverkningsmöjligheter av stamnätsförluster

I detta avsnitt följer en sammanställning av de olika påverkningsmöjligheterna av stamnätsförlusterna som har identifierats.

#### 3.1 Vid utbyte eller nybyggnation av komponenter.

De största förlusterna på elnätet uppstår i olika komponenter till följd av deras inbyggda egenskaper. För att påverka dessa förluster behöver krav ställas på förluster vid byggnation/utbyte av nätkomponenter. Denna studie ska, som nämnts tidigare, främst fokusera på påverkningsmöjligheter som kan genomföras utan fysiska förändringar av nätkomponenter. I detta avsnitt följer dock ändå en kort genomgång av hur hänsyn tas till förluster vid utbyte och nybyggnation av komponenter samt förslag på ändringar av dagens system då detta har stor inverkan på de totala stamnätsförlusterna.

##### 3.1.1 Ledningar

Det är många aspekter som Svk behöver ta hänsyn till vid nybyggnation eller byte av ledningar. Det är dels förluster men också överföringskapacitet, inköpspris, byggbarhet, underhåll etc. Man har på Svk gjort generella utvärderingar utifrån dessa aspekter beträffande vilka fasledarbestyckningar som ska användas för 400 kV- och 220 kV-ledningar. Mattias Jonsson<sup>4</sup> berättar att utvärderingen för 400 kV ledningar har använts sedan 2011 och utvärderingen för 220 kV ledningar är under process nu och väntar på att bli godkänd. Där har de sparade kostnaderna som fås av minskade förluster vid användning av grövre faslinor beräknats, vid olika effektöverföringar och elpriser, med hjälp av den kända impedansen och detta har sedan vägts mot linans inköpspris. På så vis fås vilken ledning som är mest lönsam att använda. Fasledarbestyckningen framgår i Tabell 4 (Selin, 2011) (Glantz, 2017).

Tabell 4: Redovisar typ av fasledare som rekommenderas i de utvärderingarna som gjorts för 220 kV och 400 kV ledningar (Selin, O, 2011) (Glantz, P, 2017) (Svenska kraftnät, 2016).

Ledningsspänning [kV]	Kontinuerlig strömtålighet [A]	Antal linor/fas	Linarea [mm <sup>2</sup> ]	Lintyp	Beräknad likströmsresistans [Ω/km]
400	-	3 (triplex)	910	AL59	0,03260
220	3898	3 (triplex)	910	AL59	0,03260
220	2598	2 (duplex)	910	AL59	0,03260
220	2350	2 (duplex)	774	AL59	0,03834
220	1175	1 (simplex)	774	AL59	0,03834

Fasledarbestyckningen för en 400 kV ledning har valts då man vid höga överföringskapaciteter får så pass mycket lägre förluster än för en tunnare faslina att den blir

<sup>4</sup> Mattias Jonsson, arbetar med nätutredningar på Svenska kraftnät, intervju den 14 mars 2017.

lönsam trots att en tunnare faslina har lägre inköpspris. Detta är en vägledning och andra typer av ledningar kan ändå väljas om det finns motiv för det, exempelvis om överföringskapaciteten förutspås vara låg över större delar av året så att lönsamheten för en fasledarbestyckning med  $3 \times 910 \text{ mm}^2$  saknas (Selin, 2011).

En slutsats som kan dras är att det kan finnas möjlighet för att minska förluster ytterligare, men då en grundlig studie redan har gjorts där man väger in förlusterna kan det antas att byte av lintyp antingen kan anses för dyrt eller inte uppfyller alla tekniska kriterier. Exempelvis skulle ett byte till kopparledare ge lägre förluster men detta skulle leda till tyngre fasledare som var betydligt mycket dyrare än de nuvarande. Något som dock skulle kunna göras är att värdera de miljökonsekvenser som fås av förlusterna. Om detta gjordes skulle kanske en annan lina anses ekonomiskt försvarbar, exempelvis kanske duplex skulle bytas ut mot triplex vid byggnation av vissa 220 kV ledningar, detta är något som bör studeras vidare. Det är också viktigt att utvärderingen med jämna mellanrum granskas och revideras då ny teknik kan tillkomma, priser på de faslinor som används idag kan komma att förändras och värderingen av förlusterna kan behöva uppdateras.

### 3.1.2 Kablar

Precis som för luftledningar är det många aspekter som måste vägas in när man ska välja kabelkonstruktion och dimensionera en kabledledning. En intervju med Gunnar Gehlin<sup>5</sup> genomfördes för att få inblick i hur SvK arbetar med kablar i förhållande till förluster. De stora förlusterna uppkommer i ledaren och, för AC-kablar även i skärmledaren, på grund av resistans. I skärmledaren uppstår dessa förluster på grund av den inducerade strömmen, denna kan ligga på ca 1/3 av den ström som går i ledaren när skärmledaren är stumt nedjordad i båda ändar, ett jordningssätt som kan anses vara standard i dagsläget. Skärmledarförlusterna elimineras oftast helt genom att skärmledarna vid kabelskarvarna korskopplas. Korskoppling av kablar innebär att skärmledarna transponeras<sup>6</sup> mellan de tre enfaskablarna i ett kabelförband. Detta gör att de inducerade strömmarna i de tre skärmledarna idealt tar ut varandra och att förlusterna i skärmledarna reduceras till nära noll.

Jämfört med fasledaren i en luftledning (som omges av fria luften) omges fasledaren i kablar av isolationsmaterial och diverse andra lager som behövs för konstruktionen, vilket försvårar avkyllningen. När man dessutom lägger kabeln i mark försämras avkyllningen avsevärt. Då kablar kan skadas om de kommer upp i för höga temperaturer, enligt Gehlin får ledaren i en kabel inte överstiga  $90^\circ$  Celsius, behöver de dimensioneras för att hålla en lägre temperatur. Kablarna dimensioneras därför för ca  $65^\circ$  Celsius. Kablarna måste också vara dimensionerade för att klara höga belastningar som uppstår vid störningar i elnätet. Man behöver också ta hänsyn till normala höglastsituationer och förväntad belastningsutveckling m.m. Detta gör att de flesta kabledledningar, framförallt de med korskopplade skärmledare, som ingår i stamnätet vid vanlig drift är förhållandevis lågt lastade och därmed ha relativt sett låga förluster. På grund av att denna överdimensionering behöver göras skulle det antagligen vara svårt att för

---

<sup>5</sup> Gunnar Gehlin, kabelspecialist på svenska kraftnät, intervju den 17 mars 2017.

<sup>6</sup> Skiftar skärmledare mellan kablarna så att alla kablar har ungefär lika lång sträcka med varje skärmledare.

en rimlig kostnad minska förlusterna ytterligare. Det har dock inte genomförts någon grundlig undersökning av detta, något som bör göras för att säkerställa att förlusterna är optimerade.

### 3.1.3 Transformatorer och reaktorer

Som nämnts tidigare uppstår även förluster på andra ställen i stamnätet. De beståndsdelar som bidrar mest till dessa är transformatorer och reaktorer. Det är därför viktigt att man vid utbyte av gamla eller vid nybyggnationer av dessa väger in förlusterna vid beställning. När det gäller transformatorer så ställs det krav från EU via ekodesignsdirektivet. För transformatorer trädde dessa i kraft år 2015 i Sverige och anger ett minimikrav på transformatorns energiprestanda (Energimyndigheten, 2016-04-12). De transformatorer som finns på stamnätet har en högre skenbar effekt (S) än 40 MVA och klassas därför in som krafttransformator i ekodesignskravet. För dessa har ett PEAK Efficiency Index (PEI) utvecklats för att göra det möjligt att utvärdera och jämföra energieffektivitet hos olika transformatorer. PEI värdet kan genom ett antal formler räknas ut och anges som funktion av transformatorns belastnings- och tomgångsförluster. För olika märkeffekter finns ett lägsta godkänt PEI värde och det är detta som måste uppfyllas enligt ekodesignkravet (Fogelberg, 2017).

Utöver de krav som ställs på transformatorer genom ekodesignsdirektivet väger också Svk in förluster vid upphandlingar av dessa. Detta görs också för reaktorer vars energiprestanda annars inte regleras av några lagar så som transformatorers. I inbjudan att lämna anbud i Svenska kraftnäts upphandling av Reaktorer och Transformatorer (2016) framgår den utvärderingsmetod som används vid transformators- och reaktorsupphandlingar och vad för påslag för förluster som görs på inköpspriset. Detta gör att transformatorer och reaktorer med högre förluster men med lägre inköpspris kan få ett högre så kallat utvärderingspris. Det är sedan utvärderingspriset som jämförs för att se vilken transformator som är det ekonomiskt mest fördelaktiga. De påslag som görs kan ses i Tabell 5 nedan. Enligt Niclas Schönborg<sup>7</sup> som har varit delaktig i att utveckla förlustvärderingen har dessa påslagsvärden använts i fyra år och är fortfarande aktuella. De brukar leda till cirka en dubbling av utvärderingspriset och på så vis tar man stor hänsyn till förlusterna vid införskaffande av nya transformatorer och reaktorer. Det är viktigt att denna förlustvärdering uppdateras vid behov så att förlusterna fortsätter att påverka utvärderingspriset. På så vis kan Svk fortsatt minska förlusterna från transformatorer och reaktorer.

*Tabell 5: De påslag som görs för förluster vid upphandling av reaktorer och transformatorer på Svk, kylarförluster värderas som tomgångsförluster.*

	Tomgångsförluster [kr/kW]	Belastningsförluster [kr/kW]
Transformator	70 000	35 000
Reaktor	- - -	50 000

<sup>7</sup> Niclas Schönborg, ansvarig för transformatorer och reaktorer, Svenska kraftnät, mailkontakt den 14 mars 2017.

### 3.1.4 Nollföljdsströmmar

Vid intervju med Erik Thunberg<sup>8</sup> framkom att en förbättring som gradvis skulle kunna göras vid nybyggnationer eller ombyggnationer är att arbeta systematiskt med att försöka åstadkomma ett så impedanssymmetriskt nät som möjligt. Genom att exempelvis arbeta systematiskt med skruvning av luftledningar skulle de så kallade nollföljdströmmarna i stamnätet kunna bli lägre. I dagsläget är det oklart hur stora nollföljdströmmarna är i stamnätet men Thunberg tror att de i delar av nätet och på vissa ledningar kan vara betydande. Storleken på nollföljdsströmmarna i nätet bör därför analyseras för att bl.a. undersöka deras inverkan på stamnätsförlusterna. Om de är stora är det sannolikt att det kan finnas motiv att försöka reducera dessa och börja arbeta mer systematiskt med stamnätets impedanssymmetri.

## 3.2 Optimering av transformatoranvändning

Genom att se över driftscheman för stationer och gå igenom de transformatorer där Svk är ensam ägare har tre stationer (för vilka se bilaga A) på stamnätet identifierats där det finns två transformatorer som körs parallellt och är kopplade till samma ledningar. Detta beror på att det är stationer där överföringsbelastningen vid tillfällena kan vara hög och hade endast en transformator använts hade konsekvenserna blivit för svåra. Vid lägre last kan det dock vara möjligt att koppla bort en av dessa två transformatorer utan att den andra skulle bli överbelastad, vid vilken överföring beror på transformatorn och vad den har för effektkapacitet. På detta sätt kan det vara möjligt att reducera förlusterna som fås av transformatorer. För att kunna genomföra urkopplingen behöver också en riskbedömning göras där man avgör om det är acceptabelt ur driftsäkerhetsperspektiv att endast köra med en transformator.

När en transformator kopplas ut försvinner de tomgångsförluster ( $P_0$ ) denna producerar, men då belastningsförlusterna ( $P_k$ ) är kvadratisk beroende av effekten som går igenom transformatorn (se ekvation (7)) kan de totala belastningsförlusterna bli högre när all effekt körs igenom en transformator<sup>9</sup>. Här behövs alltså en avvägning göras när effekten genom transformatorerna är så låg att den ökade belastningsförlusten man får av att koppla ur en transformator är mindre än dennas tomgångsförluster. I denna studie har därför beräkningar gjorts på vid vilka effektöverföringar det ur förlustsynpunkt blir lönsamt att endast ha en transformator inkopplad. Beräkningar har också genomförts som visar hur stora energibesparingar detta kan leda till. Detta har gjorts för de tre stationer där möjligheten för detta har identifierats.

---

<sup>8</sup> Erik Thunberg, teknikcontroller på Svenska kraftnät, intervju den 17 mars 2017.

<sup>9</sup> Niclas Schönborg, tekniskt ansvarig för transformatorer och reaktorer, svenska kraftnät, intervju den 8 februari 2017.

### 3.3 Minimering av koronaförluster

#### 3.3.1 Tidigare arbete på Svk

Koronaförluster är något som Svk tidigare har försökt minska. Under ett besök hos Fingrid (Finlands TSO) (då IVS) 1996 fick Svk kännedom om de tidvis höga koronaförlusterna som uppstod på det finska stamnätet, speciellt i samband med att rimfrost bildades på linorna. Man fick också veta att Fingrid arbetade med att minska dessa förluster genom att sänka spänningen på ledningar, med en högt uppmätt korona, när det ansågs driftsäkert (Roudén, 2009). Genom att sänka spänningen samtidigt som överföringsbehovet är konstant ökar istället strömmen vilket gör att ledningen blev varmare. På detta vis skulle rimfrosten smälta bort och koronaförlusterna minska. Jari Siltala<sup>10</sup> på Fingrid berättar att man inte fick sänka spänningen lägre än ett godkänt värde vilket begränsade de koronaminskningar man kunde göra. Då spänningsminskningen var begränsad blev påverkan på koronaförlusterna liten och de var ofta svåra att detektera. Detta gjorde att man i Finland slutade försöka att reducera koronaförluster.

För att få bättre förståelse för korona (speciellt rimfrostkorona) samt för att få förståelse för när korona uppstår och kunna utveckla ett driftverktyg för att minska koronaförluster startade Svk tillsammans med STRI (ett företag som bedriver forskning kring högspännings teknologi) ett forskningsprogram. Man började med att göra en undersökning över hur stora koronaförlusterna var på de två duplex 400 kV ledningar på sammanlagt 364 km som går mellan Sverige och Finland i norr. Resultatet presenterades i rapport H 97-265 och visade att man år 1996 för januari-februari och november-december totalt hade förluster på  $17.5 \pm 4$  GWh och att koronaförluster stod för 90 % av dessa. Enligt rapporten visar också resultaten på att rimfrost är den vanligaste orsaken till koronaförluster på 400 kV ledningar då de dominerar under vinterhalvåret (Maxwell, 1997).

Två rapporter från 1999 visade att mätmetoden som fanns för koronaförlusterna inte var tillfredsställande då man inte kunde uppnå noggrannhetskravet på max  $\pm 1.5$  MW (Gnandt & Maxwell, 1999). För att förbättra mätningarna installerades nya mätvärdesomvandlare för fem nordliga 400 kV ledningar, vid vilka ledningar de skulle inställas valdes utifrån väderdata från SMHI (Maxwell, 1999). I Rapport H00-385 undersökte man i ett labb vad som påverkade rimfrostbildningen på ledningar. Det visade sig dels att rimfrostbildningen ökar upp till en spänning på ungefär 6 kV/cm, vid högre spänningar så bröts rimfrosten ner. En annan upptäckt som gjordes var att koronaförlusterna var ca 26 % högre för duplex ledningar än triplexledare (Engelbrecht, 2000).

Undersökningar från 2000 fram till 2002 visade på att koronaförluster var temperaturberoende men att vidare studier behövdes göras på området (Engelbrecht, 2001). De försökte också undersöka möjligheten att förutspå koronaförlusternas storlek och när de skulle uppstå. Rapporterna R01-009 och R02-079 kom tillsammans fram till att det är svårt att förutspå hur

---

<sup>10</sup> Jari Siltala, chef för power system avdelningen på Fingrid, mailkontakt den 6 mars 2017.

stora koronaförlusterna blir men att det med hjälp av bra väderprognoser oftast går att förutspå om och när de kommer inträffa (Petersson, 2001) (Engelbrecht, 2002).

Efter detta började Svk konstruera det verktyg som skulle hjälpa driften att sänka koronaförlusterna. Koronaförlusterna beräknades genom att ta de uppmätta förlusterna och subtraherade dessa med de förluster som kunde beräknas med hjälp av den kända impedansen. Ledningsresistansen temperaturkorrigerades för att få mer korrekta mätvärden. Till slut gjorde man en så kallad filtrering av värdena för koronaförlusterna genom att använda 20 % av det senaste framtagna värdet och 80 % av förgående timmes koronaförluster. På så vis reducerade man fluktuationerna i mätvärdena samt problem som uppstod av att mätvärdena innan och efter stationen hade mätts med ca 15 sekunders mellanrum (Roudén, 2009).

Då det svenska stamnätet är mer maskat än det finska uppstår möjligheten att istället för att försöka sänka spänningen på en ledning helt koppla ur den. På det viset blir man av med all koronaförlust på linan istället för bara en liten del. Till följd av urkopplingen sker också en spänningssänkning i resten av stamnätet vilket kan minska koronaförluster som uppstått på andra ledningar. Det är ofta troligt att om koronaförlusterna är höga på en ledning så finns de även på andra. Eftersom att koronaförlusterna är väderberoende och ungefärligt samma väder kan råda på flera ledningar inom samma geografiska område. För att koppla ur ledningar och samtidigt behålla driftsäkerheten får nätet inte vara hårt belastat. Alltså bör lasten vara låg så som på helger och nätter. Spänningssänkningen på nätet kommer också leda till att de resistiva förlusterna ökar men då lasten är låg kommer denna ökning antas vara låg i förhållande till minskningen av koronaförluster (Roudén, 2009).

I det verktyg för koronaförluster som utvecklades för Svk var det just urkopplingar av ledningar som skulle göras. Verktöget omfattade övervakning och koronaförlustberäkningar för 25st 400 kV ledningar och 2st 220 kV ledningar där man hade observerat att koronaförluster kunde bli en betydande del av förlusterna. Då koronaförluster främst uppstår på vinterhalvåret i samband med rimfrost på ledningar var det endast under denna period som verktöget behövde användas. Samma ledningssträckor kan antas vara intressanta idag även om det har gjorts en del ombyggnationer och alla ledningar inte längre har exakt samma namn och konstruktion. I samband med att verktöget utvecklades gjordes också en genomgång av aktuella brytare för att undersöka om de var i tillräckligt bra skick för att koppla ur och i ledningarna utan att riskera driftsäkerheten. Genomgången av brytarna tillsammans med att en del ledningar är mer betydande för driftsäkerheten ledde till att man beslutade att 9st av 400 kV ledningarna fick fränkopplas i syfte att minska koronaförlusterna (Roudén, 2009).

Verktöget fungerade på så vis att det utlöste ett larm om någon ledning fick en uppmätt koronaförlust som översteg en satt gräns. När detta inträffade kunde den vakthavande ingenjören (VHI) välja att undersöka saken vidare. Om VHI beslutade att gå vidare genomförde denna först simuleringar i SPICA<sup>11</sup> för att se vilka förlustförändringar som kunde förväntas. Man gjorde sedan, genom väderprognoser, en uppskattning på hur länge koronaförlusterna borde kvarstå. Om förlusterna utifrån detta ansågs minska tillräckligt (>20-

---

<sup>11</sup> Ett simuleringsprogram som används för bland annat övervakning av spänningsstabilitet.



25 MWh) gjordes urkopplingen. All insamlad data från simuleringarna och avbrottet sparades sedan för att kunna genomföra uppskattningar på uppnådd förlustbesparing (Roudén, 2009).

Någon gång under 2014 (exakt när är oklart) slutade verktyget användas på Svk. Exakt motivering till detta saknas. Då något beslut kring att VHI:n skulle använda sig av verktyget aldrig togs behövdes inte heller något tydligt beslut tas kring att avsluta arbetet. Det råder idag delade meningar om varför användningen slutade. Motiv som framkommit är bland annat att det ansågs för osäkert ur driftsäkerhetssynpunkt att koppla ur ledningar då de som skulle utföra manövern kände en osäkerhet kring om de skulle gå att koppla in igen. En annan anledning kan vara att det tycktes vara för tidskrävande för VHI:n, speciellt när det var oklart vilken förlustoptimering man uppnådde. En del pekar också på att underhållet av verktyget blev eftersatt då annat prioriterades och att det därför inte längre gick att använda.

### 3.3.2 Framtiden

Ska ett nytt verktyg implementeras behövs bättre uppföljning av förlustminskningen göras och denna bör sammanställas årsvis för att få fram nyttan av arbetet. Verktyget behöver också kontinuerligt uppdateras, men främst behövs ett tydligt beslut tas som säger att verktyget ska användas och att koronaförlusterna ska minskas. Om inget beslut finns saknas incitament för att arbeta vidare med koronaförluster och annat prioriteras. Ett sätt att förtydliga detta beslut är att sätta ett uppnåeligt mål för koronaminskning. För att kunna göra detta behövs dock först en estimering på hur stora koronaförlusterna är på ett år och en rimlig uppskattning på hur mycket dessa kan reduceras.

I detta arbete har försök gjorts på att uppskatta hur stora koronaförlusterna är under ett år. Detta har dock visat sig svårt då det ännu inte är känt hur och i vilken utsträckning olika parametrar påverkar koronaförlusterna. Ett exempel på detta är blåst. Det kan antas att blåst kring ledaren dels kan kyla denna men också få fukt att blåsa av. Det är dock oklart hur påverkan ser ut vid olika vindstyrkor. Då vinden också kan variera kraftigt mellan två olika platser, både i form av vindstyrka men också vindriktning, finns inte heller tillräckligt god data för att veta hur den beter sig kring ledaren. Andra osäkra parametrar som kan tänkas påverka koronaförlusterna, men där utsträckningen är oklar, är exempelvis solstrålning och överföringskapacitet. Dessa parametrar gör att uppskattningarna som kan göras blir väldigt osäkra. För att kunna uppskatta storleken på koronaförlusterna är det därför säkrare att göra på samma sätt som Svk gjort tidigare, mäta förlusterna och sedan ta bort de förluster som går att räkna fram med hjälp av den kända impedansen på ledningarna.

Data för de linor som tidigare övervakades finns sparad och kan vara en början för att uppskatta koronaförlusterna. Det pågår ett arbete med att byta ut mätutrustningen på Svks stationer vilket gör att uppskattningarna av koronaförluster blir bättre. Enligt Göran Eriksson<sup>12</sup> som arbetar med energimätning på Svk, behövs ytterligare 100 till 200 mätare installeras för att mätutrustningen ska bli komplett, om detta ska genomföras är ännu inte beslutat. Den nya utrustningen har enligt Eriksson endast 1 sekunds spridning på de insamlade

---

<sup>12</sup> Göran Eriksson, arbetar med energimätning på svenska kraftnät, mailkontakt den 27 mars 2017.

mätvärdena istället för de 15 sekunder som var på de tidigare mätningarna. Om den nya mätutrustningen blir komplett kan denna användas för att dels utvärdera kvaliteten på de äldre värdena och dels för att se hur mycket koronaförluster man får på andra ledningar. Mätvärden från den nya utrustningen skulle också kunna göra att ett nytt verktyg för koronaförlustminskning kan bli mer exakt. Vidare utredning kring storlek på koronaförluster kan alltså vara bra att avvakta med tills en komplett installation av mätutrustning är klar.

### 3.4 Optimal power flow

Optimal power flow (OPF) är ett verktyg som kan användas för att jämna ut spänningen över nätet och på så vis uppnå så små förluster som möjligt. Detta görs genom att verktyget beräknar fram justeringar som driftansvarig eller programmet själv kan genomföra med hjälp av de reaktiva resurser som finns. De reaktiva resurserna som man tidigare diskuterade att använda är antingen generatorers (som är uppkopplade på stamnätet) spänningsreglering, shuntreaktorer, shuntkondensatorer, static var compensator (SVC) eller lindningskopplare (Nilsson. et al. 2006). Lindningskopplare är inget alternativ för effektoptimering på stamnätet då de som finns är på stationer som inte är helt ägda av Svk och oftast regleras de automatiskt. Generatorernas spänningsreglering styr inte Svk över utan ska det implementeras behöver Svk ringa till ägaren av generatören. Svk har nu även tre voltage source converter (VSC)-omriktarstationer (sydvästlänken och nordbalt) som kan utnyttjas till optimeringen då det går att styra deras reaktiva effektproduktion. Vid en intervju med Mehdi Rostami<sup>13</sup>, som har jobbat en del med OPF på Svk, nämns det att ett problem idag är att många av de reaktiva resurserna inte har tillräckligt små justeringssteg för förlustoptimering.

Precis som för koronaförluster så är OPF något som Svenska kraftnät har arbetat med tidigare och även i detta fall kom idén från Fingrid. OPF användes aldrig i Sverige i samma utsträckning som koronaförlustverktyget, men enligt Rostami kan potentialen för att minska förlusterna här anses vara större. Fingrid använder sig dock fortfarande av det men har optimerat sitt system så att det ska bli lättare att hantera. Detta har de gjort genom att verktyget nu ger en optimal spänning istället för en lista med åtgärder. Utifrån denna lista kan sedan VHI:n arbeta så mycket hen hinner med att uppnå den eftersträlvande spänningen (Nilsson. et al. 2006).

Rostami förklarar att anledningen till att OPF inte fick något genomslag i Sverige var att Svk ansåg att den data som fanns för en tillförlitlig belastningsfördelning var bristfällig. Då verktyget inte hade tillräckligt god indata blev inte heller optimeringen tillfredsställande. Sedan man nyttjade OPF har Svk gjort stora satsningar för att få en mer tillförlitlig belastningsfördelning. I och med detta kan det vara aktuellt att testa OPF på nytt. Något som dock fortsatt kommer vara en utmaning är uppföljning av förlustreduktion. Det är väldigt svårt att försöka uppskatta hur stor förlustreduktion olika justeringar ger och att genomföra simuleringar för att få ut detta är svårt då justeringarna hela tiden ändrar grundförhållandena.

---

<sup>13</sup> Mehdi Rostami, Hansa utveckling och underhåll men även jobbat med koronaförluster och OPF på Svenska kraftnät, intervju den 7 mars 2017.

Om OPF efter test visar sig vara mer tillförlitlig idag behöver man därför arbeta vidare på sätt att uppskatta förlustreduktion.

## 3.5 Styrning genom HVDC

### 3.5.1 Sydvästlänken

Sydvästlänken består, som tidigare nämnts, av både DC- och AC-ledningar. Dess främsta syfte är att öka överföringskapaciteten över snitt 4 för att minska de skillnader som kan uppstå i elpriset mellan elområde SE3 och SE4 (se Figur 3) (Svenska kraftnät, 2016-09-12a). Användandet av alla ledningar leder till förluster till följd av resistansen i ledningarna samt den ström som leds genom dem. De sammanlagda förlusterna på nätet minskar dock vid installation av en ny AC-ledning då de totala resistivaförlusterna i nätet minskar. För att kunna påverka effektflödet i ett AC-nät behövs utrustning som gör det möjligt att på olika sätt bestämma strömmens väg i nätet (se avsnittet OPF ovan) (Divan & Johal, 2007). När man installerar en DC-ledning installeras också omriktarstationer vid båda ändarna av ledaren. Med hjälp av omriktarstationer reglerar den driftansvarige vilken storlek och riktning effektöverföringen i ledningen ska ha (Jiang-Häfner & Lundberg, 2016). Den delen av sydvästlänken som är dc-ledning kan alltså Svk styra och på så sätt också påverka förlusterna över.

Omriktarstationer i sig ger också förluster. Precis som för en transformator uppstår tomgångsförluster så fort den är uppkopplad på nätet och belastningsförluster när effekt leds igenom den (Nationalgrid, 2013). Hade istället en eller flera AC-ledningar installerats hade behovet av omriktarstationer försvunnit och med dem också deras förluster, samtidigt hade förlusterna på ledningen förändrats. Både reaktiv och aktiv effekt genererar förluster på ledningar och dessa förluster ökar med effektöverföringen. Bara aktiv effekt överförs på DC-ledningar vilket innebär att mindre förluster uppstår på dessa, och desto större effekt som överförs desto större blir skillnaden i ledningsförluster mellan DC-ledningar och AC-ledningar (Glover, et al, 2008). Detta innebär att det blir mer lönsamt med DC-ledningar vid långa avstånd och vid höga effektöverföringar.

Det går fem st 400 kV och åtta st 130 kV AC-ledningar över snitt 4 som tillsammans med Sydvästlänken ska överföra effekt mellan elområdena SE3 och SE4. Förlustmässigt kommer det finnas optimala sätt att köra systemet på för att få så låga förluster som möjligt. Man har på Svk genomfört beräkningar för att undersöka hur man ska optimera driften av Sydvästlänken vid olika effektöverföringar för att den totala stamnätsförlusten ska bli så liten som möjligt. Enligt Tönn Arro<sup>14</sup> som har genomfört dessa beräkningar pekade de dels på att det först vid 3000-4000 MW effektöverföring över snitt 4 var lönsamt ur förlustsynpunkt att använda Sydvästlänken. Innan dess blev de totala förlusterna på stamnätet mindre om man hade Sydvästlänken urkopplad och bara överförde el via AC-ledningarna. Beräkningarna pekade också på att om man vill överföra en effekt på Sydvästlänken som är lägre än 190 MW

---

<sup>14</sup> Tönn Arro Kraftsystemsanalytiker Svenska kraftnät, intervju den 27 februari 2017.

så fås mindre förluster om man endast använder en av de två DC-ledningarna och har den andra fränkopplad.

Arro påpekar att beräkningarna inte kunnat verifieras i verkligheten då Sydvästlänken ännu inte är driftsatt. Hur väl beräkningarna stämmer överens med verkligheten får utvärderas en tid efter driftsättning då man fått verkliga värden. De beräkningar som är genomförda är också grundade på värden som delgivits av tillverkare för några år sedan. De kan därför vara något föråldrade i och med att en del av dem kanske inte stämmer helt med hur det ser ut i verkligheten. Beräkningarna visar dock att för att hålla förlusterna så låga som möjligt när man använder Sydvästlänken är det nödvändigt att man tar hänsyn till hur och när den är förlustmässigt lönsam att utnyttja. Efter driftsättning är det viktigt att göra ytterligare en undersökning kring hur den optimalt ska utnyttjas ur förlustsynpunkt och att man sätter upp riktlinjer för vid vilka effektöverföringar man anser att den ska kopplas in och ur.

### 3.5.2 Fenno-Skan optimering

Fenno-skan optimering innebär att effektfördelningen mellan elområdena SE1, SE2, SE3 och FI (Finlands enda elområde) styrs med hjälp av de två HVDC länkarna till Finland, Fenno-Skan 1 och 2. Detta görs för att på så vis minimera de totala förlusterna i svenska och finska stamnätet. I praktiken har detta genomförts genom att en optimal körplan för Fenno-Skan beräknas fram i förväg. I denna beräkning valdes börvärdet så nära som möjligt optimumpunkten utan att handelskapaciteten mellan SE1, SE2, SE3 och SE4 överskrids.

År 2012 undertecknade Svk och Fingrid ett avtal som reglerar hur överföringskapaciteten mellan SE1-FI och SE3-FI får utnyttjas. I detta avtal regleras bl.a principerna för optimering av stamnätsförlusterna i Finland och Sverige med hjälp av Fenno-Skan. Avtalet sades dock upp av Svk i december 2016 vilket innebär att Svk och Fingrid under 2017 behöver ta fram nya principer för hur överföringskapaciteten mellan Sverige och Finland får utnyttjas. Enligt Tönn Arro<sup>15</sup> finns det flera orsaker till att förlustoptimeringen med hjälp av Fenno-Skan förbindelsen inte kommer fortsätta. Dels har operativa svårigheter uppstått då handeln på Intraday och reglerkraftsmarknader ändrar den optimala körplanen för Fenno-skan 1 och 2 som har räknats fram kvällen innan. Detta kan innebära att Svk och Fingrid inte längre har en optimal körplan eftersom själva förlustoptimeringen inte räknats om, men det kan också leda till att handelskapaciteten mellan SE1, SE2, SE3 och FI överskrids. En annan anledning är att det finns tvivel kring kvalitén på förlustoptimeringsresultatet då dessa baseras på referensdygn och samma förlustkurvor för åtta efterföljande timmar används. Detta kan leda till att den optimala körplanen som har räknats fram inte speglar verkligheten. Det har också visat sig att avtalet inte följs på ett tillfredsställande sätt i de båda kontrollrummen, t.ex. har de avvikit från det optimala flödet trots att det finns kapacitet i nätet.

För att kunna fortsätta med Fenno-Skan optimeringen bör framtagning av den optimala körplanen för Fenno-Skan ske automatiskt och uppdateras kontinuerligt. Enligt Tönn Arro är detta dock inte möjligt med dagens verktyg. Det bör därför undersökas om bättre verktyg än

---

<sup>15</sup> Tönn Arro Kraftsystemsanalytiker Svenska kraftnät, mailkontakt den 20 mars 2017.

det finns idag kan implementeras, en möjlighet skulle kunna vara att det implementeras i ett verktyg för optimering av effektflöden så som OPF. Slutligen borde också de ekonomiska aspekterna kopplade till förlustoptimeringen ses över, då det idag inte sker någon kompensering av andra parts ökade förluster som uppstår i det land där optimeringen ökar effektflödet.

## 3.6 Optimering av avbrott

Med avbrott menas att delar av stamnätet, som exempelvis en ledning, kopplas ur så den inte längre är spänningssatt. Detta görs oftast när t.ex. underhålls- och servicearbeten ska genomföras. I och med avbrott förändras nätet och med det dess överföringsmöjligheter och förluster. Det genomförs hundratals avbrott varje år, en del pågår endast en dag medan andra kan vara flera veckor långa. En del är förplanerade medan andra är akuta på grund av att något oförutsägbart har inträffat, exempelvis om ett fel inträffar på en ledning.

### 3.6.1 Avbrottsplanering

I två års tid från 1998 genomförde Svk beräkningar på hur mycket förlusterna hade ökat på grund av de avbrott som varit veckan innan. Utifrån detta var förhoppningen att månads- och årsrapporter skulle fås som sedan skulle kunna användas för att ur förlustsynpunkt optimera avbrotten. Ur rapporterna skulle diagram tas fram som visar under vilka perioder det är mest lämpligt att ha avbrott med hänsyn till förlustoptimering (Karlström, 2000a).

Då denna uppgift visade sig vara väldigt tidskrävande valde man år 2000 att avsluta beräkningarna. De visade dock att avbrotten år 1999 hade lett till ökade förluster till en total kostnad på 11,7 miljoner kr. Det visade sig också att 10 % av avbrotten stod för 75 % av kostnaderna. De dyra avbrotten var långa avbrott på 400 kV. I arbetet hade man också sammanställt när förlusterna blev som lägst för att kunna använda denna information vid planering av framtida avbrott. Det föreslogs att tid skulle läggas under avbrottsplaneringen för att planera in de avbrott som stod för den stora andelen av kostnaden under de tider där förlusterna var som lägst (Karlström, 2000b).

Avbrottsplaneringen tar idag ingen hänsyn till förlusterna. Enligt Linn Björ<sup>16</sup>, kraftsystemanalytiker på Svk, är det mycket annat som behöver prioriteras vid planeringen vilket gör att förlusterna inte vägs in. I vanliga fall planeras avbrotten året innan och då prioriteras personsäkerhet, driftsäkerhet och att marknaden ska påverkas så lite som möjligt före förlusterna. En del avbrott behövs dock akut och då är det inte möjligt att skjuta upp det till en period där förlusterna blir lägre. Det skulle vara möjligt att göra en studie kring om avbrott kan planeras in i högre grad vid det tillfällen där förlusterna blir som lägst utan att begränsa säkerheten och marknaden.

---

<sup>16</sup> Linn Björ, Kraftsystemanalytiker på Svenska Kraftnät, intervju den 3 februari 2017.

### 3.6.2 Arbete med spänning

En annan möjlighet att minska förlusterna som uppstår vid avbrott är att vid underhållsbehov istället arbeta med spänning (AMS) då detta är möjligt. Detta skulle innebära att antalet avbrott minimeras och med dem de extra förluster som de ger. För att undersöka detta kommer beräkningar göras på de avbrott som varit på snittledningarna de senaste åren och resultaten presenteras i denna rapport. Det kommer undersökas vilka av dessa avbrott som hade varit möjliga att istället utföra genom AMS för att sedan beräkna de förlustminskningar detta hade lett till. Detta för att kunna få en uppfattning av hur förlusterna kan påverkas av att införa AMS i Svks verksamhet.

Det finns två AMS metoder som är möjliga att använda på högspänningsnät. Isolerstångsmetoden där de som arbetar befinner sig på ett bestämt avstånd från de delar som är spänningssatta och för att hålla avståndet används isolerade stänger. Den andra metoden är barhandsmetoden som innebär att den som utför arbetet befinner sig på samma potential som de spänningsförande delarna (Svensk Energi, 2015). Säkerhetsmässigt är det enligt Göran Bergius<sup>17</sup>, elsäkerhetsansvarig på Svk, inte en större risk att arbeta med arbetsmetoden AMS så länge man använder personal som är välutbildad och man använder metoden enligt utformade metodbeskrivningar. Vid rätt användning kan AMS till och med leda till högre personsäkerhet än vid avbrott.

Idag används AMS-metoden i mycket liten omfattning inom Svenska stamnätet. År 2012 genomfördes dock ett examensarbete av Erixon och Rydén för att bland annat utvärdera förutsättningarna för AMS på det Svenska stamnätet. I rapporten framkommer flera fördelar med metoden, dels att driftsäkerheten ökar vid AMS då fler ledningar kan hållas i drift, men också att AMS skulle underlätta planeringen av avbrott då det inte skulle behövas lika många. Under arbetet har de också utfört en omvärldsanalys som visar att AMS är vanligt på högspänningsnät i andra länder, exempel på detta är Kanada och Frankrike, där spänningsnivåerna också kan vara högre än i Sverige. Slutsatsen av rapporten är att det är möjligt att införa AMS i det svenska stamnätet men att problem har uppstått då Svk inte vill anlita entreprenörer som inte har utbildad personal i området. Entreprenörerna vill i sin tur inte införskaffa utrustning och utbilda personal innan de har blivit lovade arbete på området. Uppskattningen som ska genomföras av hur förlusterna kan påverkas genom AMS kan bli ytterligare ett incitament för att inleda ett samarbete med en entreprenör på området och på så vis lösa upp det stillastående läge som råder idag.

---

<sup>17</sup> Göran Bergius, Elsäkerhetsansvarig på Svenska Kraftnät, intervju den 27 februari 2017.

## 4. Resultat - Beräkningar

I detta avsnitt följer en beskrivning av de beräkningar som genomförts för optimering av transformatorer och arbete med spänning samt resultaten från dessa beräkningar. Känslighets- och resultatanalyser har också genomförts och presenteras nedan.

### 4.1 Optimering av transformatorer

Beräkningar har gjorts för att ta reda på vid vilken överförd effekt det är lönsamt ur förlustsynpunkt att koppla ur en av två transformatorer på de tre transformatorstationer där detta är möjligt. Då information kring vilka stationer som innehåller fler än en transformator samt värden så som exempelvis märkeffekt för transformatorerna anses vara känslig finns dessa uppgifter i bilaga A som endast är tillgänglig internt på Svk. Det som kommer redovisas i rapporten är därför vilka formler som använts för beräkningar, vilka antaganden som gjorts för att genomföra dessa samt det slutgiltiga resultatet av dem. För att kunna diskutera och förklara resultaten har transformatorerna istället getts olika beteckningar som kan ses i Tabell 6, vilken beteckning som står för vilken transformator kan ses i Bilaga A.

Tabell 6: Beteckningarna för de transformatorer som studerats.

Stationsbeteckning	Transformatorsbeteckning
A	1
A	2
B	1
B	2
C	1
C	2

En transformators förluster ( $P_{loss}$ ) består, som tidigare nämnts, av tomgångsförluster ( $P_0$ ), belastningsförluster ( $P_k$ ) och kylarförluster. Kylarförlusterna uppstår när transformatorn är i drift men de är i förhållande till  $P_0$  och  $P_k$  små. Kylarförlusterna dras också i de flesta fall från lokalkraft<sup>18</sup> och räknas därför i dagsläget inte in i stamnätsförlusterna, de är dock fortfarande en kostnad för Svk. I beräkningarna har därför kylarförlusterna exkluderats vilket ger ekvationen:

$$P_{loss} = P_0 + P_k. \quad (5)$$

I ekvationen för tomgångsförluster i transformatorer,

$$P_0 = k \times U^2, \quad (6)$$

kan utläsas att förlusterna beror exponentiellt av spänningen ( $U^2$ ).  $K$  är en konstant som varierar beroende på transformator. I beräkningarna har det antagits att spänningen är den

<sup>18</sup> Med lokalkraft menas att stationen är uppkopplad mot det lokala elnätet och inte drar sin el direkt från stamnätet. Detta innebär att elen som går åt för att exempelvis kyla transformatorer inte kommer ligga med i stamnätsförlusterna. Istället betalar Svk för denna el som andra konsumenter genom ett elavtal.

samma som märkspänningen då den vid normal drift kommer hållas relativt konstant. Detta ger konstanta tomgångsförluster som för varje transformator är angiven, för värden se bilaga A. Belastningsförlusten beror istället exponentiellt med potensen 2 på den skenbara effektöverföringen (S) enligt ekvation (7):

$$P_k = P_{nom} \times \left( \frac{|S|}{S_{nom}} \right)^2. \quad (7)$$

$P_{nom}$  är de aktiva effektförlusterna vid märkspänning och  $S_{nom}$  är den skenbara effekten vid märkspänning, dessa värden är också givna för alla transformatorer och kan ses i bilaga A. Märkspänning kan antas då konstant spänning eftersträvas i nätet och denna ska ligga nära märkspänningen. Då  $P_0$  endast varierar med spänningen enligt ekvation (6) blir denna konstant. Ekvation (6) och (7) sätts sedan in en ekvation (5) vilket då ger ekvationen:

$$P_{loss} = P_0 + P_{nom} \times \left( \frac{|S|}{S_{nom}} \right)^2 \quad (8)$$

Vid de tre transformatorstationer som undersökts i denna studie finns två transformatorer parallellkopplade med varandra och den skenbara effekten kommer fördelas mellan dessa. Hur fördelningen kommer se ut varierar mellan de olika stationerna. På station A och C är transformatorernas egenskaper så likvärdiga att den skenbara effekten mellan dessa alltid fördelas lika. På station B skiljer sig  $P_0$  och  $P_k$  mellan transformatorerna, vilket gör att det inte blir en jämn fördelning av den skenbara effekten mellan dessa. För att få fram effektfördelningen mellan B1 och B2 togs en ögonblicksbild på effektöverföringen den 21 mars 2017 klockan 18:00. Denna fördelning antogs sedan råda vid alla effektöverföringar. Detta antagande ansågs möjligt då variationerna har visat sig vara små då ytterligare observationer har gjorts. För att undersöka hur en variation av effektfördelningen påverkar beräkningarna har en undersökning av detta inkluderats i känslighetsanalysen. Fördelningen mellan transformatorerna på de olika stationerna kan ses i Tabell 7.

*Tabell 7: Visar effektfördelningen i procent mellan transformatorerna på de tre stationer som undersökts.*

Transformator	Procent av den nominella skenbara effekten som går genom transformatorn
A1	50 %
A2	50 %
B1	34,9 %
B2	65,1 %
C1	50 %
C2	50 %

När båda transformatorerna är inkopplade och effektfördelningen mellan dessa vägs in i beräkningen fås istället:

$$P_{loss,tot} = P_{0,1} + P_{nom,1} \times \left( \frac{|S| \times X_1}{S_{nom,1}} \right)^2 + P_{0,2} + P_{nom,2} \times \left( \frac{|S| \times X_2}{S_{nom,2}} \right)^2 \quad (9)$$



Där  $X_1$  är andelen skenbar effekt som går genom transformator 1,  $X_2$  är andelen skenbar effekt som går genom transformator 2 och  $P_{\text{loss,tot}}$  är de totala förlusterna för de båda transformatorerna på stationen.

Vidare undersöks vid vilken skenbar effektöverföring förlusterna blir mindre av att endast ha den ena av transformatorerna inkopplad istället för båda. På så vis fås när det blir lönsamt att ur förlustsynpunkt ha den ena transformatorn urkopplad. Detta görs genom att undersöka vid vilken skenbar effekt ekvation (8) blir mindre än ekvation (9). Från denna ekvation kan sedan den skenbara effekten, där urkopplingen av den ena transformatorn blir lönsamt, brytas ut:

$$|S| < \sqrt{\frac{-P_{0,2}}{\frac{P_{\text{nom},1}X_1^2 + P_{\text{nom},2}X_2^2 - P_{\text{nom},1}}{S_{\text{nom},1}^2 + S_{\text{nom},2}^2 - S_{\text{nom},1}^2}}}} \quad (10)$$

Då transformatorernas förluster skiljer sig åt måste värdet på den skenbara effektens absolutbelopp ( $|S|$ ) räknas ut för alla de sex transformatorer som undersöks. Detta värde anger vid vilken skenbar effekt det är lönsamt att ur förlustsynpunkt bara ha transformator 1 inkopplad. Det är värdena för den transformator som hålls inkopplad som sätts in istället för  $P_{0,1}$ ,  $P_{\text{nom},1}$  och  $S_{\text{nom},1}$ . Värden för den transformator som ska kopplas ur skrivs in istället för  $P_{0,2}$ ,  $P_{\text{nom},2}$  och  $S_{\text{nom},2}$ . Alla värden för de olika transformatorerna har hämtats ur programmet PSS/E. Resultatet från dessa beräkningar redovisas i Tabell 8 nedan.

*Tabell 8: Visar vid vilken skenbar effektöverföring genom transformatorerna det blir lönsamt att endast ha en transformator inkopplad istället för att båda transformatorerna på stationerna är inkopplade.*

Inkopplad transformator	Den skenbara effekten då det blir förlustmässigt lönsamt [p.u]
A1	0,506
A2	0,539
B1	0,624
B2	Lönsamt oavsett skenbar effektöverföring
C1	0,508
C2	0,505

#### 4.1.1 Potentiell förlustreduktion

Beräkningar har också genomförts för att försöka uppskatta hur stor förlustreduktion som kan uppnås genom att koppla ur en av transformatorerna när effekten är så låg att detta är förlustmässigt optimalt. Dessa beräkningar har genomförts på en av transformatorerna vid de tre stationer som undersökts. Den transformator som har valts för beräkningarna är den som enligt tidigare beräkningar ger störst besparing, A2, B2 och C1 (se Tabell 8).

För att genomföra beräkningarna har värden för effektöverföringen genom transformatorerna hämtats. Värdena visar effektöverföringen timme för timme under ett helt år. Då många värden har saknats under långa perioder ansågs det inte möjligt att genomföra beräkningarna för flera år. Istället har det senaste året där det inte saknas värden för mer än en månad i rad

använts. Att det inte gick att hitta bättre data där endast kortare tidsperioder saknade värden innebär en stor osäkerhet i resultatet då man inte vet vad för besparingar som kan ha gjorts då. Att beräkningarna endast är genomförda över ett år ger också stora osäkerheter då effektbehovet kan variera kraftigt från år till år på grund av exempelvis temperaturskillnader. Olika år har använts för de olika stationerna vilket också innebär att de inte rakt av går att jämföra med varandra. Resultaten från dessa beräkningar kan på grund av detta inte betraktas som exakta värden utan snarare som en fingervisning för vilka besparingar som kan vara möjliga. För station B har även en tidsserie under perioden 01/03 2015 – 29/02 2016 påträffats där kompletta värden för den aktiva effektöverföringen finns, denna saknar dock helt värden på den reaktiva effektöverföringen. Den reaktiva effekten har därför uppskattats utifrån den andra tidsseriens värden, förlustreduktionen för de båda perioderna redovisas i Tabell 9. Om mer kompletta och längre dataserier för effektöverföringen kan hittas så bör därför beräkningarna göras om för att få exaktare värden på den förlustminskningens potential.

Beräkningarna är genomförda genom att varje effektöverföringsvärde som ligger under gränsen för där det blir förlustmässigt lönsamt att koppla ur den ena transformatorn (se Tabell 8) först plockas ut från data som inhämtats. Genom att sätta in dessa värden på den skenbara effekten i ekvation (11), som räknar ut den aktiva effektminskningen ( $P_{min}$ ), kan den totala besparingen räknas ut. Detta är förutsatt att man vid varje tillfälle det är lönsamt att koppla ur den ena transformatorn gör detta. För station B är det optimalt att alltid bara ha transformator B2 inkopplad. För att undersöka station B har därför flera olika gränser använts vid beräkningarna. Dels så har beräkningar genomförts där gränsen är satt till märkeffekten (se bilaga A) och dels där den är satt till 0,714 p.u då driften anser det driftsäkert att koppla ur den ena transformatorn. Beräkningarna görs sedan genom att de förlusterna som fås när en transformator som är inkopplad (se ekvation (8)) subtraheras från när båda transformatorerna är inkopplade (se ekvation (9)) vilket ger:

$$P_{min} = P_{0,1} + P_{nom,1} \times \left( \frac{|S| \times X_1}{S_{nom,1}} \right)^2 + P_{0,2} + P_{nom,2} \times \left( \frac{|S| \times X_2}{S_{nom,2}} \right)^2 - P_{0,1} + P_{nom,1} \times \left( \frac{|S|}{S_{nom,1}} \right)^2 \quad (11)$$

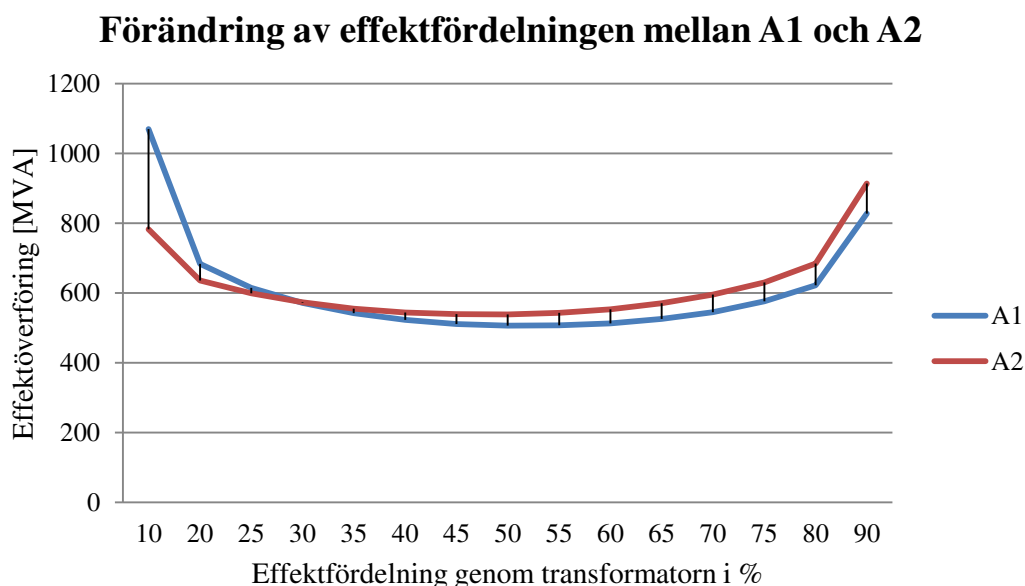
där transformator 1 är den som hålls inkopplad. Genom att sedan summera resultatet för alla timmar där beräkningarna har genomförts fås den totala förlustreduktionen som hade varit möjlig under det undersökta året. Detta är förutsatt att den ena transformatorn hade fränkopplats så fort den skenbara effektöverföringen varit så låg att besparingsmöjlighet uppstått. Det är också möjligt att besparingsmöjligheten varit större om fler värden för effektöverföringen varit tillgängliga. Den totala möjliga förlustreduktionen vid urkoppling av en transformator samt för vilken tidsperiod beräkningarna har genomförts kan ses i Tabell 9.

Tabell 9: Visar vilken förlustreduktion som hade varit möjligt om man, vid alla tillfällen besparingsmöjligheter uppstått, endast hade haft ena transformatorn inkopplad under denna tidsperiod. I tabellen kan även ses den effektöverföring som satts som gräns för när den andra transformatorn kan kopplas ur ses.

Inkopplad transformator	Tidsperiod för beräkning	Gräns [p.u]	Beräknad förlustreduktionen [MWh]
A2	01/03 2013 – 28/02 2014	0,539	71,7
B2	01/01 2013 – 31/12 2013	Märkeffekt	773
B2	01/01 2013 – 31/12 2013	0,714	465
B2	01/03 2015 – 29/02 2016	Märkeffekt	781
B2	01/03 2015 – 29/02 2016	0,714	481
C1	01/01 2013 – 31/12 2013	0,508	200

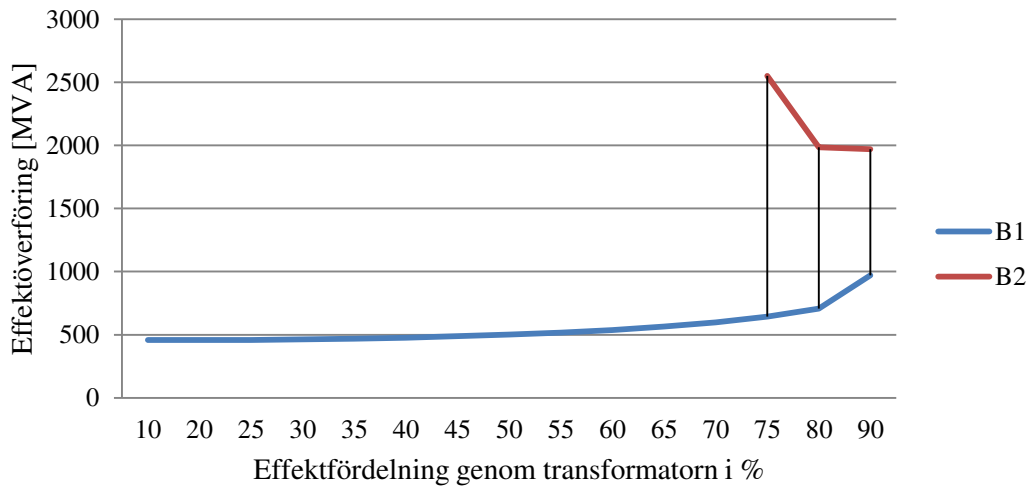
#### 4.1.2 Känslighetsanalys

Då antaganden har behövts göras för att genomföra beräkningarna har två känslighetsanalyser genomförts på de värden som anses ha störst osäkerhet. Då en grundlig studie över effektfördelningen mellan transformatorerna på de tre studerade stationerna inte har kunnat genomföras har dessa värden en viss osäkerhet. En känslighetsanalys över hur förändringar i effektfördelningen mellan transformatorerna skulle påverka värdet för vid vilken effekt det kan anses lönsamt att koppla ur den ena transformatorn har genomförts. Beräkningar har gjorts med ekvation (10) där effektfördelningen har varierat mellan 10 % och 90 % för de olika transformatorerna. Resultat presenteras i Figur 6, Figur 7 och Figur 8 nedan.



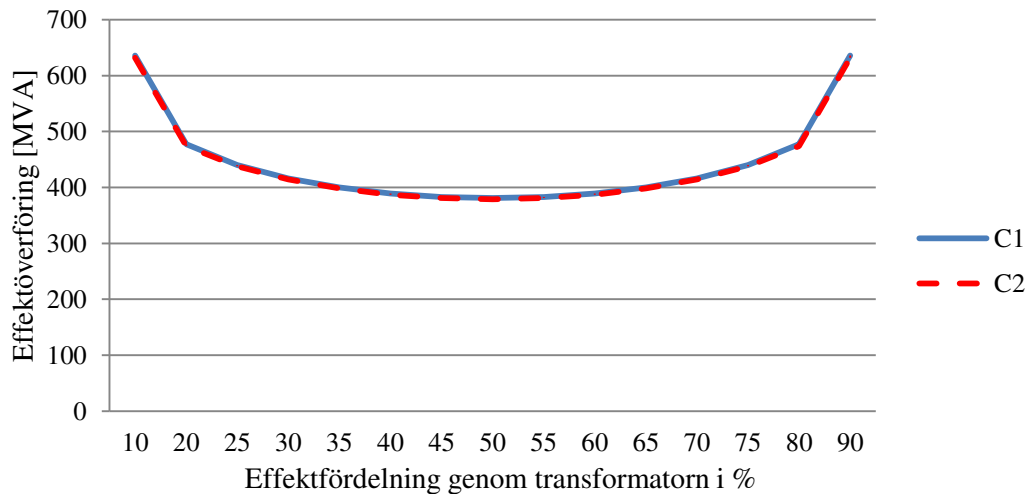
Figur 6: Visar under vilken effektöverföring det blir lönsamt att endast ha transformatorn A1 eller A2 inkopplad. I beräkningarna har värdet på effektöverföringens fördelning mellan transformatorerna varierats mellan 10 % och 90 %.

### Förändring av effektfördelningen mellan B1 och B2



Figur 7: Visar under vilken effektöverföring det blir lönsamt att endast ha transformatorn B1 eller B2 inkopplad. I beräkningarna har värdet på effektöverföringens fördelning mellan transformatorerna varierats mellan 10 % och 90 %. De värden som saknas för transformator B2 innebär att det alltid är lönsamt att ha endast den transformatorn inkopplad vid effektfördelningarna.

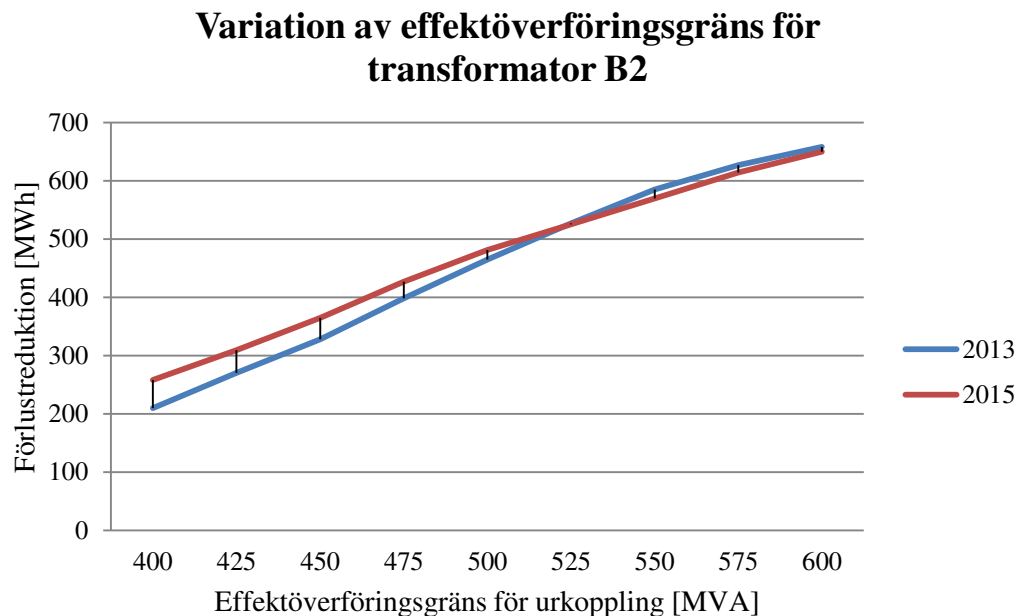
### Förändring av effektfördelningen mellan C1 och C2



Figur 8: Visar under vilken effektöverföring det blir lönsamt att endast ha transformatorn C1 eller C2 inkopplad <https://www.coop.se/recept--mat/recept/p/potatissallad-med-parmesan-och-sparris/> <https://www.coop.se/recept--mat/recept/p/potatissallad-med-parmesan-och-sparris/>. I beräkningarna har värdet på effektöverföringens fördelning mellan transformatorerna varierats mellan 10 % och 90 %.

Vid station B råder också osäkerheter kring vid vilken effektöverföring det kan anses möjligt att koppla ur den ena transformatorn. Tidigare har två olika värden undersökts, märkeffekten

för B2 och ett värde som uppskattats av personal på Svk:s driftavdelning. Figur 9 visar att den gräns på effektöverföringen som sätts påverkar den möjliga förlustreduktionen mer än att beräkningarna görs vid olika tidsperioder. En känslighetsanalys har därför genomförts för båda tidsperioderna där värdet som fåtts från driftavdelningen har varierats för att undersöka dess inverkan på slutresultatet. Då inte samma osäkerhet råder kring vid vilket värde en transformator ska kopplas ur vid station A och C har en känslighetsanalys för dessa inte genomförts. Resultatet från denna känslighetsanalys kan ses i Figur 9 nedan.



*Figur 9: Visar hur den möjliga förlustreduktionen varierar beroende på vilken gräns som sätts för när det är möjligt att koppla ur transformator B1. Undersökningen har gjorts både för perioden 01/01 2013 – 31/12 2013 och 01/03 2015-29/02 2016.*

#### 4.1.3 Resultatanalys

När beräkningarna analyseras är det viktigt att känna till att det inte har varit möjligt att ta hänsyn till hur elnätet i helhet påverkas av urkoppling av en transformator. Vid urkoppling av en transformator kan spänningen på närliggande delar av nätet komma att påverkas vilket i sin tur också påverkar nätets totala förluster. Dessa påverkningar kan dock antas vara så små att de kan försummas.

På grund av att transformatorerna inte är helt identiska på någon av stationerna så är alltid den ena transformatorn mer förlustmässigt lönsam att koppla ur vid högre skenbara effekter än den andra. På station A kan man från och med skenbara effekten 0,538 p.u och vid lägre skenbara effekter koppla ur transformatorn A1 och på station C är det vid den skenbara effekten 0,508 p.u lönsamt att koppla ur transformatorn C2. Att det är en större skillnad mellan A1 och A2 än mellan C1 och C2 beror på att egenskaperna hos C1 och C2 är mer lika varandra än A1 och A2. Egenskaperna hos A1 och A2 skiljer sig dock inte tillräckligt mycket för att effektflödet inte ska fördelas lika mellan de olika transformatorerna. Detta har

kontrollerats genom att ögonblicksbilder över effektfördelningen mellan transformatorerna A1 och A2 har tagits vid flera olika tillfällen. Vid alla tillfällen har skillnaden på effektöverföring genom de båda transformatorer varit så liten att fördelningen avrundat ändå blivit 50 %. Känslighetsanalysen visar också att även om fördelningen varierar något från 50 % så förändras inte resultatet markant. Däremot har bara en period kunnat undersökas för stationerna A och C, vilket i sin tur gör det svårt att utesluta att värdena för när det blir lönsamt att koppla ur en transformator inte beror på någon speciell händelse under just det året eller liknande, det ger alltså en stor osäkerhet.

Station B skiljer sig från de andra stationerna. Där visar det sig att förlusterna alltid blir lägre av att bara ha transformatorn B2 inkopplad istället för när både B1 och B2 är inkopplade. Detta beror på att transformatorn B2 har betydligt lägre belastningsförluster än B1 vilket leder till att det alltid är lönsamt att ta all effekt igenom endast denna istället för att använda båda transformatorerna. Då både belastningsförlusterna och tomgångsförlusterna skiljer sig åt betydligt vid station B undersöktes här också om det vid någon skenbar effekt var mer lönsamt ur förlustperspektiv att bara ha B1 inkopplad istället för B2. Dessa beräkningar gjordes i Excel genom att förlusterna som fås av att bara ha B1 inkopplad jämfördes med de som uppstår av att bara B2 är inkopplad. Från beräkningarna framkom att det vid den skenbara effekten 0,433 p.u fås större förlustbesparingar av att bara ha B1 inkopplad istället för B2. Desto lägre den skenbara effekten sedan ligger under denna gräns desto större blir skillnaden av förlustbesparingen mellan B1 och B2. Även i detta fall visar känslighetsanalysen att en förändring av effektfördelningen mellan transformatorerna inte ger någon större inverkan på resultatet så länge den inte blir för stor. Däremot visar känslighetsanalysen att vilken effektöverföring som sätts som gräns för när den ena transformatorn får kopplas ur vid station B har stor inverkan på förlustreduktionen. Det är därför av vikt att gränsen utvärderas noggrannare. Att beräkningar för station B har kunnat göras för två olika tidsperioder och att dessa visar på liknande värden antyder att värdena inte borde ändras betydligt beroende på vilket år man undersöker.

Förlustreduktionsmöjligheterna varierar mellan de olika stationerna. De är beroende av hur hög effektöverföringarna är och då dessa under de undersökta perioderna är mycket högre för station A blir också den möjliga förlustreduktionen där den lägsta. Om ombyggnationer i nätet förändrar effektöverföringen över stationerna, och då främst över station A, kan detta leda till en större förlustreduktionsmöjlighet i framtiden. Det kan därför vara bra att med några års mellanrum undersöka effektflödet genom stationerna för att se om det skett förändringar och utifrån detta avgöra om fler/längre urkopplingar kan göras. Först måste dock den tidigare nämnda riskbedömningen genomföras. Denna ska undersöka vid vilken effektöverföring det är acceptabelt att koppla ur en transformator ur driftsäkerhetsperspektiv. För station B har första bedömning redan gjorts men det kan vara bra att få en liknande bedömning även för de andra stationerna för att bekräfta att denna ligger över den gräns som använts i beräkningarna.

Något som idag anses begränsa möjligheterna att koppla ur transformatorerna är brytarna. Varje urkoppling som görs sliter på brytarna och det finns alltid en risk, även om den är liten, att det kommer bli fel på en brytare som gör att transformatorn inte går att koppla in igen. På

grund av detta kommer inte den maximala förlustreduktionen uppnås då urkoppling inte kommer få göras under för korta perioder. De beräkningar som har gjorts pekar på att det för station B och C, även på vinterhalvåret när effektöverföringarna är större, kan vara förlustmässigt lönsamt att koppla ur en transformator under nätter. Det är därför viktigt att det fattas beslut kring vid vilka förhållanden det är acceptabelt att koppla ur en transformator på station A, B och C. Under månaderna maj-september är det möjligt att göra längre avbrott, för station B och C kan en transformator vara urkopplad under hela perioden. Dessutom blir förlustreduktionsmöjligheterna större, om det anses hanterbart att göra en transformatorurkoppling för en period på ca 6 timmar, då även många nätter kan inkluderas. Här behövs dessutom en avvägning göras, där bland annat brytarnas antal manövrar (det krävs en manöver för att koppla ur och en för att koppla in transformatorn) och ålder tas med. Detta har stor inverkan då brytarna är testade för olika antal manövrar och har olika lång livslängd kvar. Enligt Tommie Lindqvist<sup>19</sup>, förvaltningsstrateg på Svk, är äldre brytare i allmänhet testade för att klara 2000 manövrar medan de man köper in idag är testade för att klara 10 000. Ytterligare en faktor som kan vara värd att väga vid implementering av transformatoroptimering är att ett slitage även sker på själva transformatorn vid varje inkoppling och fränkoppling. Hur stort detta slitage blir kan därför vara värt att undersöka vidare.

För station B finns dock en annan faktor som kan anses ännu mer begränsande än brytare och slitage på transformator, nämligen att transformator B1 är kopplad till en SVC och transformator B2 är kopplad till en reaktor. Då dessa kan användas till spänningsreglering kan det diskuteras om det är bra att ha någon av dessa urkopplade. Båda kan användas för att sänka spänningen vilket kan behövas när effektflödet är lågt. Det är vid dessa tillfällen som urkopplingarna av B1 kan göras men då måste först en undersökning göras på om SVC:n behövs. Förlustreduktion genom urkoppling av transformator B1 är därför kanske inte aktuellt i dagsläget men ska ändå inte helt uteslutas. Även om en undersökning visar att både reaktorn och SVC:n behövs för att reglera ner spänningen så kan ändringar i nätet eller ombyggnationer i stationen leda till att det blir möjligt med urkoppling av B1 i framtiden.

## 4.2 Arbete med spänning

Beräkningar har genomförts för att få en uppskattning på hur AMS kan påverka stamnätsförlusterna. För att kunna genomföra dessa har alla avbrott som gjorts på snittledningarna sedan år 2006 sammanställts. En genomgång av denna sammanställning gjordes av Göran Bergius<sup>20</sup> som då avgjorde vilka av dessa avbrott som istället hade kunnat utföras genom AMS. Resultatet blev att det arbete som genomförts under 41 avbrott istället hade kunnat genomföras genom AMS, nio av dem ägde rum på snitt ett, 20 av dem på snitt två och tolv på snitt fyra. Beräkningar gjordes därför för dessa 41 avbrotten. Det är här viktigt att kommentera att endast de avbrott där allt arbete istället kunnat genomföras genom AMS plockades ut. Det är vanligt att man under ett avbrott gör många olika åtgärder och en del av dessa skulle kunna utföras genom AMS men inte alla. Om detta gjordes skulle den totala

---

<sup>19</sup> Tommie Lindqvist, förvaltningsstrateg på Svenska kraftnät. Mailkontakt den 11 april 2017.

<sup>20</sup> Göran Bergius, Säkerhetsansvarig på Svenska Kraftnät, mailkontakt den 23 mars 2017.

avbrottslängden kortas ner. Då det inte går att uppskatta hur mycket avbrotten skulle kortas ner går det inte heller att utföra beräkningar för att uppskatta deras påverkan på förlusterna, och därför har endast de avbrott där allt arbete kunnat genomföras genom AMS valts ut. Hade även beräkningar kunnat utföras på delar av andra avbrott hade påverkan från AMS blivit ännu större.

Beräkningarna har gjorts i programmet SIPCA. Ett estimat<sup>21</sup> för varje timme av avbrottet har lagts in i SPIKA och där noteras effektförlusterna som uppstår i det svenska stamnätet. Sedan kopplas den ledning in där avbrottet ägt rum och stamnätets effektförluster noteras igen. Värt att betona är att det enda som förändras i dessa simuleringar är om ledningen är i eller urkopplad. I verkligheten ökas också den överföringskapacitet över snitten som är tillgänglig för marknaden, något som inte går att öka i beräkningarna. Detta kan påverka resultaten för de avbrottsfall då all överföringskapacitet utnyttjas över de snitt där avbrotten ägt rum. Detta beror på att mer kapacitet hade blivit tillgänglig i verkligheten om avbrottet inte ägt rum. Viktigt att poängtera är också att SPIKA bara kan beräkna hur förlusterna förändras till följd av impedansen. Hur andra förluster så som koronaförluster kan komma att påverkas är därför okänt. Resultaten från beräkningarna kan ses i Tabell 10. Ledningarnas riktiga benämningar kan anses som känslig information och de har därför fått ett annat namn i rapporten som kan ses i en bilaga endast tillgänglig internt på Svk. Vilken ledning som detta namn syftar på kan ses i bilaga B som endast är tillgänglig internt på Svk. Alla de namn ledningarna har fått i rapporten börjar med en siffra, denna siffra syftar på det snitt ledningen går över.

*Tabell 10: Här visas resultaten från beräkningarna genomförda på de avbrott som kan ersättas genom AMS. När avbrotten ägt rum, hur långa de var, ledningarnas längd samt förlusterna som fås i systemet med och utan ledningsavbrotten redovisas också i tabellen.*

Namn	Avbrotts start	Antal timmar	Förluster med avbrott [MWh]	Förluster utan avbrott [MWh]	Minskning av förluster [MWh]	Ledningslängd [km]	Förlustbesparing [MW/km]
1A	2006-05-29 06:00	31	10 306	9 847,9	458,073	256,839	0,0575
1A	2012-11-13 01:00	41	12 950	12 888	61,898	256,839	0,00588
1A	2012-11-24 08:00	9	3 154,4	3 143,5	10,973	256,839	0,00475
1A	2013-08-13 06:00	36	9 512,8	9 423,6	89,17	256,839	0,00964
1A	2016-04-05 06:00	33	12 939	12 853	85,666	256,839	0,0101
1B	2006-06-28 12:00	5	2 174,3	2 100,5	73,775	390,874	0,0377
1B	2009-11-26 06:00	34	11 925	11 813	111,89	390,874	0,00842
1B	2013-04-19 06:00	107	26 284	25 881	402,37	390,874	0,00962
1C	2015-09-14 07:00	105	27 886	26 781	1105,78	243,144	0,0433
2A	2007-03-14 06:00	1116	117 540	113 580 <sup>22</sup>	3951,6	455,78	0,00777
2A	2011-05-17 06:00	13	1 970,5	1 939,0	31,5	455,78	0,00532
2B	2011-10-28 09:00	57	23 719	22 941	778,68	505,406	0,0270

<sup>21</sup> Sparad ögonblicksbild över elnätet, produktion, konsumtion, export/import och hur fördelningen ser ut över nätet är inlagt.



2B	2012-05-01 07:00	12	2 988,0	2 875,6	112,469	505,406	0,0185
2B	2016-08-10 06:00	227	49 242	48 353 <sup>22</sup>	889,5742	505,406	0,00775
2C	2006-03-09 06:00	710	341 690	325 530 <sup>22</sup>	16162,8	366,95	0,0620
2C	2007-01-19 10:00	5	2 397,0	2 387,6	9,385	366,95	0,00512
2C	2008-04-22 06:00	38	12 580	11 947	632,86	366,95	0,0454
2C	2012-05-09 08:00	8	4 688,1	4 283,7	404,413	366,95	0,138
2D	2006-08-11 06:00	228	46 900	46 726 <sup>22</sup>	173,3	220,934	0,00344
2D	2011-07-05 17:00	4	1 646,1	1 618,5	27,618	220,934	0,0313
2D	2014-05-11 07:00	11	1 966,5	1 931,8	34,785	220,934	0,0143
2D	2014-05-23 20:00	1	507,18	494,26	12,924	220,934	0,0585
2E	2007-05-18 06:00	12	4 811,2	4 483,6	327,538	352,386	0,0775
2E	2011-10-22 08:00	5	2 491,4	2 336,0	155,438	352,386	0,0882
2E <sup>23</sup>	2014-11-21 06:00 <sup>23</sup>	12	7 245,1	6 994,4	250,721	352,386	0,0593
2F	2015-03-09 06:00 <sup>23</sup>	1163	478 950	450 220 <sup>22</sup>	28732,8	293,614	0,0841
2G	2011-12-26 02:00	38	13 454	13 031	423,09	368,383	0,0302
2G	2013-09-13 07:00	36	12 864	12 429	435,65	368,383	0,0329
4A	2007-07-24 06:00	59	17 665	16 533	1131,64	155,82	0,123
4A	2008-10-06 06:00	58	23 643	22 989	653,81	155,82	0,0723
4A	2010-10-04 06:00	227	62 403	61 778 <sup>22</sup>	625,22	155,82	0,0177
4A	2015-05-28 06:00 <sup>23</sup>	11	4 724,9	4 690,4	34,573	155,82	0,0202
4B	2009-07-14 06:00	10	1 035,5	1 030,1	5,428	93,71	0,00579
4B	2010-05-16 09:00	6	968,43	964,96	3,471	93,71	0,00617
4B	2015-04-18 06:00 <sup>23</sup>	35	7 863,7	7 847,3	16,4	93,71	0,005
4B	2015-06-06 06:00	34	7 964,2	7 935,0	29,23	93,71	0,00917
4C	2010-10-18 06:00	227	83 175	82 927 <sup>22</sup>	247,82	111,791	0,00977
4C	2012-06-25 06:00 <sup>23</sup>	131	34 855	34 806 <sup>22</sup>	49,31	111,791	0,00337
4D	2006-07-19 06:00	37	3 828,0	3 800,3	27,77	97,626	0,00769
4D	2011-08-22 15:00	7	1 088,9	1 079,7	9,191	97,626	0,0134

#### 4.2.1 Känslighetsanalys

Även i beräkningarna för AMS finns det osäkerheter. Denna osäkerhet ligger bland annat i estimaterna då de inte är exakta och det finns en möjlighet att några till och med är felaktiga. Då det inte går att göra nya estimat eller ändra värden i de som redan finns går det inte heller att genomföra en känslighetsanalys.

#### 4.2.2 Resultatanalys

Om alla dessa avbrott hade undvikits genom AMS hade det enligt dessa beräkningar lett till en energibesparing på ca 58 800 MWh. Något som kan ses i Tabell 10 är att

<sup>22</sup> Då avbrottet sträcker sig över tre dygn och därför anses ta för lång tid att beräkna genom att genomföra en simulering för varje timme är detta värde justerat på så vis att ett genomsnittsvärde för förluster/h räknas ut för tre dygn och sedan multipliceras med antal timmar avbrottet varar.

besparingsmöjligheten varierar kraftigt från avbrott till avbrott men att i alla fall leder AMS till besparingar. Om maximal effektöverföring råder vid avbrotten är det dock svårt att säga hur påverkan blivit då mer kapacitet blivit tillgänglig för marknaden vid AMS. Därför har även en undersökning gjorts kring vid vilka av de avbrott som finns med i Tabell 10 där maximal överföring över snittet rådde. De avbrott där det har varit möjligt att säkerställa att maximal överföring rådde har markerats med fotnot<sup>23</sup>. Detta innebär inte att effektöverföringen har varit maximal under hela avbrotten utan det räcker med att det uppnåtts under någon av timmarna för att det ska bli ökad osäkerhet kring resultatet. För de avbrott som varit efter den 1 november 2011 har detta gjorts genom att, på Nord pools hemsida (2017c), undersöka vad den maximala effektöverföringen över snittet var och om denna uppnåddes. Om så var fallet så rådde maximal effektöverföring över det aktuella snittet och de uppstår då även prisskillnader mellan de elområden som snittet ligger mellan. För avbrott som ägde rum innan november 2011 gick det inte att hitta tillräckligt bra data på effektöverföringen över snitten för att kunna ange vid vilka tillfällen denna överskrids.

Det är svårt att utläsa något direkt samband mellan värdena i tabell 9. Detta kan bero på att det är många olika parametrar som kan inverka på resultatet och alla har inte kunnat undersökas. Exempelvis har inte ledningstyp eller effektfördelningen i nätet kunnat undersökas på grund av tidsmässiga begränsningar. Någon direkt parallell mellan ledningslängd eller tid för avbrottet och möjlig förlustreduktion går inte att se. Det är rimligt att tro att en längre ledning ska ha större förlustreduktionsmöjligheter än en kort men detta är inget beräkningarna har inriktats på att undersöka. Något som har varit tydligt i beräkningarna är att förlustreduktionen har varit större dagtid än natttid. Genom att med hjälp av Nord pools hemsida undersöka vilken effektöverföring som har råddigt under olika tider på dygnet kan slutsatsen dras att desto större effektöverföring desto större blir förlustreduktionen.

Som tidigare nämnts finns en viss osäkerhet kopplat till estimaten. Det är inte säkert att alla mätvärden som används för att få fram estimaten är helt korrekta. Detta gör att det värde som fås på förlusterna utan avbrott inte behöver vara helt korrekta. Däremot är skillnaden mellan detta värde och det som fås på förlusterna om ledningen kopplas in tillräckligt nära den förlustreduktion som skulle fås i verkligheten. Beräkningarna kan därför anses tillräckligt goda trots vissa fel i estimaten. Det inträffar också ibland att estimaten på något sätt får helt fel indata och därför inte alls återspeglar verkligheten, dessa kan dock antas vara så få att de inte borde ha någon större inverkan på beräkningarna.

Något annat som också nämnts tidigare är att den beräknade besparingen hade blivit större om det också hade varit möjligt att plocka ut delar av genomförda avbrott som hade kunnat göras med AMS. Under många avbrott är flera arbeten sammanslagna vilket innebär att vissa sysslor under ett avbrott går att göra genom AMS och hade detta gjorts hade avbrottstiden kortats ner. Den beräknade besparingen hade sannolikt ökat kraftigt om det hade varit möjligt

---

<sup>23</sup> Vid dessa avbrott rådde maximal överföring över det aktuella snittet. Detta har säkerställts dels genom att på NordPools hemsida se om det rådde prisskillnad mellan de elområden där snittet ligger, om så är fallet så rådde maximal effektöverföring. Via Nordpool finns dock endast data tillgänglig från och med den 1 november 2011.

att inkludera detta men det går inte att säga hur mycket. Det är dock bra att ha detta i åtanke när analyser görs över att besparingen 58 800 MWh kunde uppnås under en tioårs period.

## 5. Diskussion och slutsats

Studien har visat att utöver möjligheter att påverka förlusterna vid utbyte eller nybyggnation av komponenter så finns minst sju stycken påverkningsmöjligheter av stamnätsförlusterna, nämligen:

- Optimering av transformatorer
- Minimering av koronaförluster
- Optimal power flow
- Styrning genom HVDC- Sydvästlänken
- Styrning genom HVDC- Fenno-Skan optimering
- Optimering av avbrott – Avbrottsplanering
- Optimering av avbrott – Arbete med spänning.

Det går inte att utesluta att det finns påverkningsmöjligheter som inte har identifierats i denna studie och framtida arbeten med stamnätsförlusterna ska därför hållas öppna utifall att nya påverkningsmöjligheter identifieras.

Flera av dessa påverkningsmöjligheter har Svk på något sätt arbetat med men av olika anledningar valt att avbryta. Orsakerna är många och har redan gått igenom men intressant är att både minimering av koronaförluster och optimal power flow kan bli aktuella att återinföra tack vare förbättring i system och av mätningar.

Det finns två stycken påverkningsmöjligheter som Svk inte på något sätt arbetat med tidigare, optimering av transformatorer och arbete med spänning. Dessa har studerats noggrannare i denna studie genom de beräkningar som genomförts. Dessa beräkningar visar bland annat att förlustreduktionen, som kan uppnås från olika påverkningsmöjligheter, kan variera kraftigt. Det är därför av vikt att uppskattningar av förlustreduktioner för påverkningsmöjligheter som inte har kunnat genomföras i denna studie beräknas längre fram. Utifrån dessa beräkningar kan sedan en utvärdering göras över vilka av påverkningsmöjligheterna som bör införas. Här kan förlustreduktion vägas mot kostnad för införande och påverkan på elnätet. Huruvida arbete med spänning och optimering av transformatorer bör införas kan det råda delade meningar om. Arbete med spänning har, som nämnts tidigare, fler fördelar än att det minskar förluster, om det skulle börja användas skulle det också göra avbrottsplanerandet enklare och leda till ökad driftsäkerhet.

De förlustreduktioner som kan uppnås kan tyckas små speciellt om de jämförs med de totala stamnätsförlusterna, men om man jämför med något annat är det lättare att förstå att energibesparingen inte är oviktig. Ett exempel är den förlustreduktion som kan uppnås genom optimering av transformatorer. Jämfört med stamnätsförlusterna är de förlustreduktioner som

kan uppnås genom att transformatorer kopplas ut små, men de är ändå lika stora som den hushållsel som ca 140-150 villor konsumerar under ett år (beräknat genom antagandet att en genomsnittlig villa förbrukar 5 000 kWh/år till hushållsel, E.on, 2017-03-23). Då den förlustreduktion som kan uppnås kan göras utan nya investeringar och utan något omfattande arbete kan det alltså ändå anses vara rimligt att genomföra optimeringar av transformatorer.

Något som också bör vägas in vid införande av olika påverkningsmöjligheter är de ekonomiska fördelarna. Då Svk måste betala för de förluster som fås på nätet är det också en ekonomisk besparing att minska dem. Denna varierar såklart kraftigt mellan olika påverkningsmöjligheter precis som förlustreduktionen gör, men den kan i vissa fall vara betydande. Exempelvis kan den möjliga kostnadsbesparingen som AMS hade kunnat leda till under de senaste tio åren uppskattas. En grov uppskattning kan göras genom att man utgår från år 2016 kostnader för inköp av förluster som låg på 1080 miljoner kr (Svk, 2017). Om dessa kostnader slås ut över de totala förlusterna på 3,2 TWh fås att kostnaderna för förlustel blir cirka 340 kr/MWh. Den förlustreduktion på 58 800 MWh som AMS minst skulle lett till under de senaste 10 åren hade alltså gett en kostnadsbesparing på nästan 20 miljoner kr. Det ska komma ihåg att denna siffra är grovt uppskattad då den dels är beräknad med redan avrundade siffror men också då kostnaderna för förlustel varierar från år till år. Den beräknade kostnadsbesparingen för AMS kan dock ändå ses som en fingervisning för vilken nivå den skulle kunnat hamna på. Hösten 2012 antogs också ett energieffektiviseringsdirektiv av EU som ledde till att ellagen ändrades. Detta gjorde att de intäktsramar som styr hur mycket nätföretagen får ta ut från kunderna påverkas av hur effektivt nätet utnyttjas (Energimyndigheten, 2015). Detta ger Svk ytterligare ett incitament att minska stamnätsförlusterna då de i och med detta också får öka sin intäktsram.

## 6. Vidare studier

I detta avsnitt följer en sammanfattning av vidare arbete som behöver genomföras för att påverkningsmöjligheterna ska kunna införas.

- Optimera av transformatorsanvändning

Vidare studier behöver genomföras kring slitage på brytare och transformatorer vid in- och urkoppling av den ena transformatorn. Denna studie behöver genomföras för att Svk ska få en uppskattning på hur många urkopplingar som kan genomföras per år på de olika transformatorerna. En undersökning behöver också göras kring om urkopplingsgränsens för station B kan läggas högre än 0,714 p.u utan att det kompromissar driftsäkerheten.

- Minimering av koronaförluster

Svk bör avvakta med vidare studier kring koronaförluster tills det nya mätsystemet är komplett. Efter detta bör en uppskattning över de totala koronaförlusterna under ett år göras innan ett nytt verktyg kan tas fram och testat i driftcentralen. Efter driftsättning av ett nytt koronaverktyg är det viktigt att förlustreduktionen följs upp. Det är också viktigt att ett beslut från ledningsgruppen ligger bakom införandet och användandet av ett koronaverktyg.

- Optimal power flow

Först bör det undersökas om det gamla verktyget kan uppdateras eller om ett nytt verktyg behöver utvecklas. Något som också kräver vidare studier är möjligheten att följa upp uppnådd förlustreduktion.

- Styrning genom HVDC- Sydvästlänken

Efter driftsättning av sydvästlänken bör de uträknade värdena för när det blir förlustmässigt lönsamt att koppla in den kontrolleras.

- Styrning genom HVDC – Fenno-skan optimering

Det bör studeras om ett bättre system som kan räkna fram den optimala körplanen automatiskt och uppdatera den kontinuerligt kan implementeras. Om inte bör möjligheterna för att ta fram ett sådant system undersökas.

- Optimering av avbrott – Avbrottsplanering

En studie kan genomföras som undersöker möjligheterna att planera in avbrott i högre grad vid de tillfällen för förlusterna blir som lägst utan att det begränsar säkerheten och marknaden.

- Optimering av avbrott – Arbete med spänning

En djupare studier bör genomföras där även kostnaderna för AMS vägs in. Det är dock av vikt att även fördelar med AMS så som ökad driftsäkerhet och minskad miljöpåverkan värderas i denna studie.

## Referenser

- ABB. (2017a) *Fenno-Skan*. Tillgänglig: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/fenno-skan> [2017-02-21]
- ABB. (2017b) *NordBalt*. Tillgänglig: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/nordbalt> [2017-02-21]
- ABB. (2017c) *SwePol Link*. Tillgänglig: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/swepol-link> [2017-02-21]
- ABB. (2017d) *Baltic Cable*. Tillgänglig: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/baltic-cable> [2017-02-21]
- ABB. (2017e) *Konti-Skan*. Tillgänglig: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/konti-skan> [2017-02-21]
- ABB. (2017f) *Shuntreaktor för ett stabilt kraftnät*. Tillgänglig: <http://new.abb.com/se/om-abb/teknik/sa-funkar-det/shuntreaktorer> [2017-02-24]
- ABB. (2017g) *Static var compensation (SVC)*. Tillgänglig: [http://new.abb.com/facts/static-var-compensation-\(svc\)](http://new.abb.com/facts/static-var-compensation-(svc)) [2017-05-05]
- Divan, D. Johal, H. (2007) Distributed FACTS—A New Concept for Realizing Grid Power Flow Control. *IEEE transactions on power electronics*, vol 22, NO6. Tillgänglig: [http://www.smartwires.com/wp-content/uploads/2015/01/Smart\\_Wire\\_1.pdf](http://www.smartwires.com/wp-content/uploads/2015/01/Smart_Wire_1.pdf). [2017-03-08]
- Energiforsk (Energiforsk Rapport 2017:345) Tillgänglig: <http://www.energiforsk.se/program/underhall-av-elnat/rapporter/ekodesign-och-nya-standarder-for-transformatorer-2017-345/> [2017-03-14]
- Energiföretagen. (2017-01-20a) *Kärnkraft*. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/el/produktion/karnkraft/> [2017-02-20]
- Energiföretagen. (2017-01-20b) *Vindkraft*. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/el/produktion/vindkraft/> [2017-02-20]
- Energiföretagen. (2017-02-09) *Elproduktion*. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/el/produktion/> [2017-04-24]
- Energiföretagen. (2017-02-10) *Kraftvärme ger både el och fjärrvärme*. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/kraftvarme/> [2017-02-20]
- Energimarknadsinspektionen (2017-04-19) *Din elnätsavgift*. Tillgänglig: <http://www.energimarknadsinspektionen.se/sv/for-energikonsument/el/Elnat/elnaatsavgift/> [2017-05-03]



- Energimyndigheten (2015) *Energiläget 2015*. Tillgänglig: [https://www.energimyndigheten.se/contentassets/50a0c7046ce54aa88e0151796950ba0a/energilaget-2015\\_webb.pdf](https://www.energimyndigheten.se/contentassets/50a0c7046ce54aa88e0151796950ba0a/energilaget-2015_webb.pdf) [2017-02-20]
- Energimyndigheten. (2016-04-12) *Transformatorer (Lot 2.)*. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/energieffektivisering/produkter-med-krav/produktgrupper/mapp-for-produkter/transformatorer/> [2017-03-14]
- Energimyndigheten. (2016-11-17) *El och fjärrvärme*. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/statistik/el-och-fjarrvarme/?currentTab=0#mainheading> [2017-05-08]
- Engelbrecht, C. (2000) *The effect of supply voltage on hoarfrost corona losses on 400 kV lines*. (STRI Rapport H00-385)
- Engelbrecht, C. (2001) *The effect of temperature on hoarfrost corona losses on 400 kV lines*. (STRI Rapport R01-004)
- Engelbrecht, C. (2002) *Programme for weather-optimised grid operation winter corona losses on STRI's test span: An analysis of the measurements*. (STRI Rapport R02-079)
- E.on (2017-03-23) *Vad är normal förbrukning*. Tillgänglig: <https://www.eon.se/privat/for-hemmet/energiradgivning/normalfoerbrukning.html> [2017-05-11]
- Erixon, T & Rydén, E (2012) *Motiv och förutsättningar för Arbete med Spänning på det Svenska stamnätet*.
- Fogelberg, T. (2017) *Ekodesign och nya standarder för transformatorer*. Stockholm: Energiforsk. (Rapport: 2017:345) Tillgänglig: <http://www.energiforsk.se/program/underhall-av-elnat/rapporter/ekodesign-och-nya-standarder-for-transformatorer-2017-345/>
- Glantz, P (2017) *M-555 Val av kapacitet för 220 kV-ledningar*. Internt dokument: Ärendenr: 2017 version:01.
- Glover, J. D. Sarma, M.S. Overbye, T.J. (2008) *Power system analysis and design. 5. uppl.* Toronto, Ontario: Thomson Learning
- Gnandt, E. P. (1999) *Evaluation of Corona and Hoar Frost Related Losses for SvK's transmission system*. (STRI Rapport H99-323)
- Jacobsson, K. Lindström, S. Öhlén, C. (1997) *Elkraftsystem 1.1. uppl.* Stockholm. Berlings, Arlov.
- Jiang-Häfner, Y. Lundberg, P. (2016) *VSC HVDC Transmission supporting variable electricity generation*. Sverige: ABB AB. Tillgänglig: <https://library.e.abb.com/public/2f447229ed9b4124a14a962a844210c8/VSC%20HVDC%20ransmission%20Supporting%20Variable%20Electricity%20Generation.pdf> [2017-03-08]

- Karlström, L. (2000a) *Förlusthantering*. Internt dokument
- Karlström, L. (2000b) *Förlustuppföljning av ledningsavbrotten*. Internt dokument.
- Lagerros, M (2016) Inbjudan att lämna anbud i Svenska kraftnäts upphandling av reaktorer och transformatorer. (Svenska kraftnät Anbudsinbjudan 2016/2093).
- Maxwell, A.J. (1997) *Koronaförluster i Sverige, mätningar på SvKs ledningar mellan Norrborren och Finland*. (STRI Rapport H 97-265)
- Maxwell, A.J. (1999) Rimfrostkoronaförluster: ledningsval för övervakning och NIPT metod för beräkningar. (STRI H99-362)
- Nationalgrid. (2013) *High Voltage Direct Current Electricity – technical information*. Tillgänglig: <http://www2.nationalgrid.com/Corporate/Search/?q=HVDC> [2017-03-09]
- Nilsson, F. Roudén, K. Jäderström, A. (2006) *Optimal Power Flow, OPF. Förslag till operativ användning inom SvK*. (Betäckning 485/2006 DR10) Intern dokumentation.
- Nord Pool. (2017a) *Day-ahead market*. Tillgänglig: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot/> [2017-02-20]
- Nord Pool. (2017b) *Intraday market*. Tillgänglig: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Intraday-market/> [2017-02-20]
- Nord Pool. (2017c) *Market data*. Tillgänglig: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/#/nordic/map> [2017-04-25]
- Persic, S. (2007) *frekvensreglering i det nordiska kraftsystemet- Modellering i PSS/E*. Tillgänglig: [http://www.svk.se/siteassets/jobbar/dokument/exjobb2007\\_frekvensreglering.pdf](http://www.svk.se/siteassets/jobbar/dokument/exjobb2007_frekvensreglering.pdf) [2017-05-03]
- Petersson, E. (2001) *Analysis of line loss measurements and weather station data regarding hoarfrost corona Test case ULL*. (STRI Rapport R01-009)
- Roudén, K. (2009) *Driftoperativ hantering inom SvK för att reducera koronaförluster*. Intern dokumentation.
- Schavemaker, P, Sluis, L. (2008) *Electrical power system essentials*. 2. Uppl. Eastbourne, Storbritannien. John Wiley & Sons, Ltd.
- Selin, O. (2011) *Riktlinje för val av fasledare och konstruktionstemperatur för nya 400 kV ledningar*. Internt dokument: Från Systemutvecklingshandboken i ARISTO.
- Siemens. (2011) *High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange*. Tillgänglig: [https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC\\_Proven\\_Technology\\_.pdf](https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC_Proven_Technology_.pdf) [2017-05-05]

Stenborg. B. (1997) *Elkraftsystem Del 1*. Göteborg, Sverige. Gothia Power AB.

Svensk energi (2015) *EBR- ESA Arbete*. Beställningsnummer: ESA.Arbete:14.1

Svensk energi. (2016-04-14) *Vattenkraftsproduktion*. Tillgänglig:  
<http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elproduktion/Vattenkraft1/Vattenkraftsproduktion/>  
[2017-02-17]

Svensk energi (2016-08-15). *Elnätet- nära 14 varv runt jorden*. Tillgänglig:  
<http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elnatet/> [2017-02-01]

Svensk energi, (2016-08-19) *Elområden*. Tillgänglig:  
<http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elomraden/> [2017-02-20]

Svenska kraftnät (2014-05-12). *Elnät i fysisk planering. Behandling av ledningar och stationer i fysisk planering och i tillståndsärenden* [elektronisk]. Svenska kraftnät, Svensk Energi. 2014-05-12. Tillgänglig:  
<http://www.svk.se/contentassets/6a6447eac77848bdb900a1c6883178bf/elnat-i-fysisk-planering.pdf> [2017-02-22]

Svenska kraftnät (2016-05-20). *Luftledning Linor (TR 05-04 utg. 3)* Tillgänglig:  
<http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/tekniska-riktlinjer/tr05/tr05-04-linor-utgava-3.pdf>  
[2017-04-25 & 2017-04-25]

Svenska kraftnät (2016-07-05) *Teknik*. Tillgänglig:  
<http://www.svk.se/natutveckling/utbyggnadsprocessen/teknik/> [2017-02-20]

Svenska kraftnät (2016-07-19). *Vår verksamhet*. Tillgänglig: <http://www.svk.se/om-oss/verksamhet/> [2017-02-01]

Svenska kraftnät (2016-09-12a). *Sydvästlänken- om projektet*. Tillgänglig:  
<http://www.svk.se/natutveckling/utbyggnadsprojekt/sydvastlanken/om-projektet/> [2017-02-21]

Svenska kraftnät (2016-09-12b). *Stamnätskarta*. Tillgänglig: [http://www.svk.se/drift-av-stamnatet/stamnatskarta/?\\_t\\_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&\\_t\\_q=stamn%3%a4tskarta&\\_t\\_tags=language%3asv%2csiteid%3a40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9&\\_t\\_ip=192.121.1.150&\\_t\\_hit.id=SVK\\_WebUI\\_Models\\_Pages\\_ArticlePage/96c05d89-83bc-46ad-8551-bdb2c8870af7\\_sv&\\_t\\_hit.pos=1](http://www.svk.se/drift-av-stamnatet/stamnatskarta/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=stamn%3%a4tskarta&_t_tags=language%3asv%2csiteid%3a40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9&_t_ip=192.121.1.150&_t_hit.id=SVK_WebUI_Models_Pages_ArticlePage/96c05d89-83bc-46ad-8551-bdb2c8870af7_sv&_t_hit.pos=1) [2017-01-23]

Svenska kraftnät. (2016-10-17a) *Balansansvar*. Tillgänglig:  
<http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/> [2017-02-20]

Svenska kraftnät. (2016-10-17b) *reglerkraftaffärer*. Tillgänglig:  
<http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/reglerkraftaffarer/> [2017-05-03]

Svenska kraftnät. (2016-10-18) *Elhandel*. Tillgänglig: <http://www.svk.se/drift-av-stamnatet/drift-och-marknad/elhandel/> [2017-02-20]

Svenska kraftnät. (2016-10-31) *Tariff/avgift*. Tillgänglig: <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/anslut-till-stamnatet/tariffavgift/> [2017-02-20]

Svenska kraftnät (2017) *Årsredovisning 2016* Tillgänglig: [http://arsredovisning2015.svk.se/wp-content/uploads/2016/04/svk\\_arsredovisning\\_2015\\_webb.pdf](http://arsredovisning2015.svk.se/wp-content/uploads/2016/04/svk_arsredovisning_2015_webb.pdf) [2017-05-16]

Vattenfall AB(2016-04-14). *Historia*. Tillgänglig: <https://corporate.vattenfall.se/om-oss/historia/> [2017-02-16]

Vattenfall AB & Centrum för Näringslivshistoria (2017). *Innan vattenfall fanns*. Tillgänglig: <http://historia.vattenfall.se/sv/en-ny-vardag-med-el/innan-vattenfall-fanns> [2017-02-16]

Muntliga källor:

Erik Thunberg, Teknikcontroller på Svenska kraftnät, intervju den 17 mars 2017.

Gunnar Gehlin, Kabelspecialist på svenska kraftnät, intervju den 17 mars 2017.

Göran Bergius, Elsäkerhetsansvarig på Svenska Kraftnät, intervju den 27 februari 2017 samt mailkontakt den 23 mars 2017.

Göran Eriksson, arbetar med energimätning på Svenska kraftnät, mailkontakt den 27 mars 2017.

Jari Siltala, chef för power system avdelningen på Fingrid, mailkontakt den 6 mars 2017.

Linn Björ, Kraftsystemanalytiker på Svenska Kraftnät, intervju den 3 februari 2017.

Mattias Jonsson, arbetar med nätutredningar på Svenska kraftnät, intervju den 14 mars 2017.

Mehdi Rostami, Hansa utveckling och underhåll men även jobbat med koronaförluster och OPF på Svenska kraftnät, intervju den 7 mars 2017.

Niclas Schönborg, tekniskt ansvarig för transformatorer och reaktorer, svenska kraftnät, mailkontakt den 14 mars 2017 samt intervju den 8 februari 2017..

Tommie Lindqvist, förvaltningsstrateg på Svenska kraftnät. Mailkontakt den 11 april 2017.

Tönn Arro, Kraftsystemanalytiker på svenska kraftnät, intervju 27 februari 2017 samt mailkontakt den 20 mars 2017.