

Vindkraftens påverkan på elnätet ur förlust-, hållbarhets- och investeringssynpunkt.



Zahoor Suleman

Division of Industrial Electrical Engineering and Automation
Faculty of Engineering, Lund University



LUNDS UNIVERSITET
Lunds Tekniska Högskola



Vindkraftens påverkan på elnätet ur förlust-, hållbarhets- och investeringssynpunkt.

Zahoor Suleman

Handledare:

Dr. Olof Samuelsson, Lunds Tekniska Högskola

Mikael Håkansson, E.ON Elnät Sverige AB

vt 2014

Abstract

In Sweden the installed wind power has increased rapidly in recent years and the trend looks to continue. New law, in which Svenska Kraftnät will lend investment capital for expansion of grid capacity to renewable energy, will facilitate the connection of wind power plants to E.ON's regional grid network. With more wind power connected to the grid network losses will look different.

In this report, the losses in the electricity grid in eastern Småland and E.ON's subtransmission grid have been studied. It has been done such that new installed wind power has progressively increased up to 100 % of installed power capacity in the simulation model for eastern Småland in PSS/E. System load for a whole year was divided into eight load ranges where simulation were made with increased new installed wind power for each load range.

The results show that when the installed wind power in eastern Småland increases, so will the energy losses in the grid, even for E.ON's regional power grid. The most crucial issues for the energy losses are the system load and the number of hours the load lasts.

Also the placing of the wind power plants in eastern Småland affected the losses. As the installed wind power was substantial in relation to the load, the power was transmitted further out on the grid. From that the wind power first contributed to reduced power on the lines, so increased the power again when the installed wind power increased.

The existing installed wind power in E.ON's regional grid today contributes to reduce grid losses. For wind energy production 2013 the producing wind power could be increased by 80 % and still contribute to reduced losses. This suggests that the placement of the wind power today is optimum out of loss standpoint.

Investing in new high temperature, low sag (HTLS) conductors to reduce power grid losses in eastern Småland is not economically viable at present. Thought losses are reduces by 10 – 30 % for HTLS conductors compared to corresponding ASCR-conductors, so will the total contribution to power losses over the year be very little.

New incentives, including increased use of the power grid and reduced losses, may affect the revenue cap limit for power grid companies. But at the same time increase the utilization of the power grid capacity and reducing power grid losses, is contradictory as increased utilization of the grid capacity results in increased power grid losses.

Sammanfattning

I Sverige har den installerade vindkraften ökat väldigt mycket de senaste åren och trenden ser ut att fortsätta. Nya lagen där Svenska Kraftnät lånar ut investeringskapital för utbyggnad av kapacitet till förnybar energi, kommer att underlätta för anslutning av vindkraftsanläggningar till E.ONs nät. Med större andel vindkraft i elnätet kommer nätförlusterna se annorlunda ut.

I denna rapport har förlusterna för elnätet i östra Småland och E.ONs regionnät studerats. Det har gjorts genom att den nyinstallerade vindkraften stegvis har ökats upp till 100 % av den nyinstallerade kapaciteten i simuleringsmodellen för östra Småland i PSS/E. Systemlasten för ett helt år delades in i åtta lastintervall där simuleringar med större andel nyinstallerad vindkraft gjordes för respektive lastintervall.

Resultatet visar att då den installerade vindkraften i östra Småland ökar, så kommer energiförlusterna i nätet att öka, även för E.ONs regionnät. Det som är avgörande för energiförlusterna är systemlasten och antalet timmar lasten varar.

Även vindkraftens placering i östra Småland påverkade förlusterna. Eftersom den installerade vindkraftseffekten var stor i förhållande till lasten, så transporterades effekten vidare ut på nätet. Från att den installerade vindkraften först bidrog till minskad effekt på ledningarna, så ökade effekten åter då den installerade vindkraften ökade, dvs. då produktionen översteg lasten i aktuella nätet.

Den befintliga installerade vindkraften i E.ONs regionnät idag bidrar till minskade förluster. För vindkraftsproduktionen 2013 kunde den producerande effekten ökas med 80 % och fortfarande bidra till minskade förluster. Det tyder på att placeringen av vindkraften i dag är optimal ur förlustsynpunkt.

Att investera i nya högtemperaturlinor för att minska förlusterna i östra Småland är inte ekonomiskt lönsamt i dag. Fastän förlusterna minskar mellan 10 – 30 % för högtemperaturlina jämfört mot motsvarande ASCR-lina, så blir det totala bidraget till förlusterna över året väldigt litet.

Nya incitament, som bland annat ökat utnyttjande av elnätet och minskade nätförluster, kan komma att påverka intäktsramen för elnätsbolagen. Men att samtidigt öka utnyttjandet av kapaciteten i elnätet och minska nätförlusterna, är motsägelsefullt då ökat utnyttjande av nätkapaciteten medför ökade nätförluster.

Förord

Detta examensarbete utfördes på E.ON Elnät Sverige AB i Malmö under 2014. Handledare från Lunds Tekniska Högskola har varit Dr. Olof Samuelsson på Institutionen för Industriell elektroteknik och automation (IEA). Från E.ON Elnäts sida har min handledare varit Mikael Håkansson.

Jag vill rikta ett stort tack till mina handledare Mikael Håkansson och Dr. Olof Samuelsson som har lyckats hålla mig på rätt spår och gett mig ovärderliga tips och råd. Även Jonas Johansson ska ha ett stort tack för sitt jobb som examinerare och för kommentarerna på examensarbetet. Jag vill även tacka Systemdriftsgruppen för deras engagemang i mitt arbete och för deras vilja att dela med sig av sin kompetens. Utöver det så har jag fått lära känna de fantastiska människorna i gruppen som har tagit emot mig med öppna armar.

Vidare vill jag tacka Dan Andersson och Ingmar Leisse för deras outtröttliga arbete med att hjälpa mig med simuleringar och diskussioner i ämnet. Vid frågeställningar angående nätet har jag haft turen att få experthjälp av regionnätplanerarna Ingvar Svensson och Urban Bengtsson.

Jag vill tacka E.ON Elnät för att ha fått möjligheten att skriva mitt examensarbete på företaget. Erfarenheten och kunskapen har jag samlat på mig under tiden på företaget ger mig ett rejält försprång på arbetsmarknaden som nyexaminerad ingenjör.

Innehållsförteckning

Abstract	2
Sammanfattning	3
Förord.....	4
1. Inledning	1
1.1. Bakgrund	1
1.2 Syfte och Mål	1
1.2.1 Syfte	1
1.2.2 Mål	2
1.3 Metod	2
1.3.1 Litteraturstudie	2
1.3.2 Power System Simulator for Engineering, PSS/E	2
1.3.3 Företagskompetens	2
1.4 Avgränsningar	2
2. Elkraftssystemet	4
2.1 Elnätet	4
2.2 Komponenter	6
2.2.1 Transformatorer.....	6
2.2.2 Ledningar	7
2.2.3 Shuntkondensatorer	10
3. Sveriges elkraftsproduktion.....	11
3.1 Balans i kraftsystemet	11
3.2 Allmänt om elproduktionen i Sverige	12
3.3 Förnybar elproduktion.....	15
3.4 Tröskeffekter och förnybar energi.....	16
3.4.1 Nätförstärkningar	16
3.4.2 Fördelning av kostnaderna	16
3.4.3 Ekonomisk risk.....	17
3.4.4 Nätutbyggnad	17
3.4.5 Förslag på åtgärd för tröskeffekterna.....	18
3.4.6 Konjunkturinstitutets kommentarer kring förslaget för tröskeffekterna	19
3.4.7 Nya incitament för elnätsbolagen	19
4. Fiktivt nät	21
4.1 Inledning	21

4.2 Metod	21
4.3 Resultat.....	23
4.3.1 Förluster – Ingen vindkraft.....	26
4.3.2 Förluster – Endast vindkraft, ingen baskraft.....	27
4.4 Diskussion	28
5. Elnätet i östra Småland.....	29
5.1 Elnätet	29
5.1.1 Val av elnätsområde	30
5.1.2 Last, produktion och spänningsnivå	30
5.2 Vindkraft i östra Småland.....	31
5.3 Flaskhalsar och begränsningar	32
5.4 Simulering av förluster i östra Småland	34
5.4.1 Metod	34
5.4.2 Resultat.....	38
5.4.3 Resultat östra Småland	41
5.4.4 Resultat E.ONs regionnät	48
5.5 Simulering av förluster i östra Småland med nya ledningar.....	56
5.5.1 Metod	56
5.5.2 Resultat.....	58
6. Diskussion.....	64
6.1 Slutsats	68
6.2 Förslag till fortsatt arbete	68
Litteraturförteckning	69
Bilaga A	71
Bilaga B.....	72

1. Inledning

1.1. Bakgrund

Världen står inför en energiomställning som innebär att utnyttjandet av fossila bränslen ska minskas och mer förnybar energiproduktion ska implementeras i kraftsystemet. För elkraftsproduktionen innebär det en omställning från styrbar produktion i form av kolkraft, vattenkraft och kärnkraft, till mer intermittent produktion. Det blir större utmaningar med att estimerar den intermittenta produktionen vilket kommer ställa högre krav på driftoperatörerna hos elnätsbolagen. För ett stabilt och robust system kommer större regleringsmöjligheter krävas. Även investeringar i elnätet kommer krävas då den lediga kapaciteten i nätet inte kommer att räcka till åt all den förnybar effekt som det finns planer på att bygga.

Elnätsbolagen kommer ställas inför nya utmaningar som kommer kräva teknikutveckling, investeringar och hänsyn till nya politiska ramverk. För att elnätsbolagen ska kunna köra sina nät stabilt och så flexibelt som möjligt så krävs det ett stort dataflöde från mätutrustningar i stationerna till elnätsbolagen. Med mer intermittent produktion i nätet så ökar kravet på mätdata och analyser. För att minska riskerna med obalans i nätet mellan produktion och konsumtion så utvecklas nya tekniker för att kunna estimerar framtida nätbelastning. Fler mätsystem, ökad kommunikation och mer information ska ge smarta elnät (eng. Smart Grid) som ska förbättra förutsättningarna till ett mer stabilt och förutsägbart elkraftssystem.

Regeringen lämnade in en proposition 2009 [1] som föreslog en planeringsram för vindkraft på 30 TWh varav 20 TWh på land och 10 TWh till havs. Förslaget godkändes av riksdagen och utgör nu en ram för tillgången som vindintresset har på mark- och vattenområden. Med det subventionerade stödsystem som elcertifikatsystemet utgör och Sveriges energimål, pekar allt på att elproduktionen från vindkraften kommer att öka de närmaste åren.

Vindkraftsutvecklingen i Sverige kommer att påverka elnätbolagen på flera olika sätt. Mer installerad vindkraft i elnätet påverkar effektflödena i kraftsystemet, vilket i sin tur påverkar förlusterna i nätet. I denna rapport har vindkraftens påverkan på elnätet studerats ur ett förlust-, hållbarhets- och investeringssynpunkt. Bakgrunden är att vindkraften kommer att påverka nätförlusterna, men hur och i vilken utsträckning?

1.2 Syfte och Mål

1.2.1 Syfte

Syftet med detta examensarbete har varit att belysa hur den ökade installerade vindkraften påverkar elnätet och elnätets förluster. Rapporten ska även ge grundläggande kunskap och information om kraftsystemets uppbyggnad och förutsättningar. Efter att ha läst rapporten ska läsaren vara införstådd med den rådande situationen i elnätet och hur den ökade vindkraften kan komma att påverka förutsättningarna för elnätsbolagen.

1.2.2 Mål

Målet med examensarbete har varit att ställa förlustkostnaderna i elnätet mot investeringskostnaderna för ledningsbyten i östra Småland då den installerade vindkraften ökar i området. Det har också varit att belysa tröskeeffekterna för den förnybara energin och studera framtida incitament för elnätsbolagen.

1.3 Metod

1.3.1 Litteraturstudie

För större förståelse av elkraftssystemet, vindkraftsproduktionen och utvecklingen av förnybar energi har litteratur från grundkurserna på LTH, vetenskapliga artiklar och rapporter, och lagrådsremisser studerats.

Manualer till flera nya program har studerats för att kunna hantera programmen som har legat till grund för simuleringarna.

1.3.2 Power System Simulator for Engineering, PSS/E

I examensarbetet har beräkningsprogrammet *Power System Simulator for Engineering* (PSS/E) från Siemens använts för att utföra tester och analyser på nätet. PSS/E är ett kraftfullt program för att simulera, analysera och optimera ett kraftflödessystem. Programmet har möjligheten att skriva ut analysrapporter efter varje simulering där resultatet på simuleringen presenteras. Det är väldigt enkelt att strukturera om nätet i programmet så som att koppla bort ledningar, ändra spänningsnivå på samlingsskenor, variera lasterna, variera genererad effekt och analysera eventuella fel i nätet.

E.ON Elnät använder PSS/E för att simulera olika scenarier på det verkliga nätet. Det kan vara effektlödesberäkningar vid planerade avbrott, förlustberäkningar vid eventuella fel, spänningsnivåer vid ökad inmatningseffekt och analys av nytillkomna stationer. För att en simulering ska kunna vara till grund för en relevant slutsats så måste kraftnätet vara uppbyggt så att det beter sig likt det verkliga nätet. För att det ska vara möjligt är det väldigt många parametrar och faktorer som beräkningsprogrammet måste ta hänsyn till, vilket PSS/E gör.

1.3.3 Företagskompetens

En väldigt stor del av detta examensarbete har varit diskussioner med ingenjörerna på företaget, framför allt gruppen Systemdrift. Deras expertis och kompetens har hållit examensarbetet på rätt spår och gett värdefulla insikter och kommentarer under arbetets gång. Efter varje simulering har de lämnat en kommentar på antingen resultatet eller förslag på förbättringar vilket har drivit på examensarbetet.

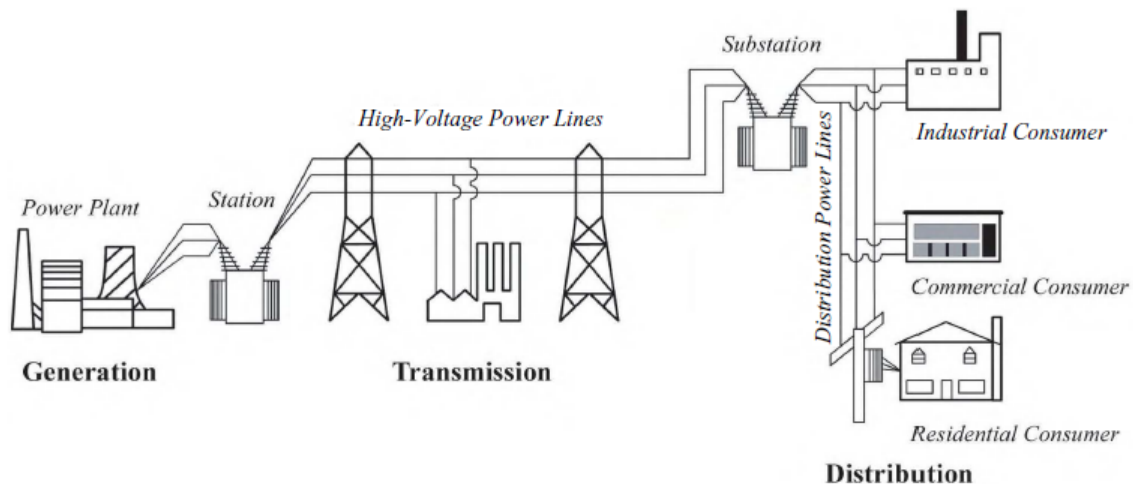
1.4 Avgränsningar

Studien har begränsats till elnätet i östra Småland. För jämförelse av resultaten så studerades även E.ONs regionnät i södra Sverige. Då den installerade vindkraften har ökat i simuleringarna, har det skett i östra Småland.

För vindkraftens påverkan på förlusterna har det endast tagits hänsyn till effekten på ledningarna. Spänningshållningen och flaskhalsar har lämnats till programmet PSS/E att hantera automatiskt.

2. Elkraftssystemet

Sveriges elkraftssystem är ett realtidssystem vilket innebär att kraft produceras, levereras och konsumeras i samma ögonblick som behovet uppstår. Ett kraftsystem kan delas in i fyra block. Första blocket i ett elkraftssystem är *genereringen* av effekt. Kraften skickas vidare till en aggregattransformator i kraftverket som transformerar upp spänningen till flera hundra kilovolt, vilket är lämpligt för effektöverföring över långa sträckor. Kraften transporteras sedan vidare via *transmissionsnätet* till där konsumtionen är lokaliserad, vilket är det andra blocket i kraftsystemet. Transmissionsnätet består av högspänningsledningar för effektiv överföring av kraften. De två sista blocken är *distributionsnätet* och *konsumtionen* (eller *lasten*). Från transmissionsnätet transformeras spänningen ner till lägre spänningsnivåer via en fördelningsstation, där kraften sen levereras ut till konsumenterna via distributionsnätet. Figur 1 visar en översiktsbild över hur ett elkraftssystem är uppbyggt från generering till konsumtion.



Figur 1: Översikt över ett elkraftssystem. Källa: *Electric Power System Basics, Blume S W*

2.1 Elnätet

Sveriges elnät är idag dimensionerat för effektöverföring främst från vattenkraft och kärnkraft. Den enorma vindkraftsutvecklingen som har skett på senare år förutspåddes inte och därför är inte elnätet dimensionerat för att klara av all den effekt från den planerade vindkraftsproduktionen. För att kunna behålla stor del av baskraften i nätet samtidigt som mer intermittent produktion ska installeras, så måste elnätets kapacitet byggas ut.

Kapacitetsökning i elnätet kostar väldigt mycket och idag är det elnätsbolagen som står för investeringskostnaderna. De ekonomiska riskerna för utbyggnad av tillgänglig kapacitet kan vara för stora vilket leder till tröskeeffekter som försvårar anslutning av förnybar elproduktion. Men med en ny lag som träder i kraft 1 augusti 2014 är förhoppningarna att tröskeeffekten ska minska och främja utbyggnaden av förnybar elproduktion, se Bilaga A. Detta är en aktion för att kunna nå det uppsatta målet till 2020 med 50 % förnybar energi och 40 % minskad utsläpp av växthusgaser jämfört mot 2008 [2].

I rapporten ”Vindkraftsstatistik, kvartal 1 2014” [3] från Svensk Vindenergi, spås vindkraften stå för cirka 18 TWh år 2017. Det skulle innebära installerad vindkraft på cirka 7 500 MW, till skillnad mot dagens 4 500 MW. Det är en procentuell ökning på 67 %, vilket skulle kräva investeringar och utbyggnad av nätet. Var placeringen av dessa vindkraftparker sker spelar också stor roll för elnätet och elnätsbolagen. Men oavsett placering av vindkraftparker är det fortfarande mycket effekt som ska in på befintligt nät och i dagsläget finns det en oro från elnätsbolagens sida för hur de ska hantera det, både tekniskt och ekonomiskt.

För att minimera förluster i nätet så delas elnätet in i olika delar beroende på spänningsnivå. För effektöverföring över långa avstånd är det på transmissionsnätet som transporten sker. Det förbinder produktionen i norr med lasten i södra Sverige. Till transmissionsnätet ansluts region- och lokalnätet.

Transmissionsnätet

Spänningsnivåerna för transmissionsnätet är höga för effektiv överföring av kraft över långa avstånd. Varför transport av kraft över längre avstånd sker på högspänningslinor istället för på lågspänningslinor, är främst av två anledningar. Den första anledningen kan hänvisas till ekvationen för effekt, $P = U \cdot I$. Den visar att genom att höja spänningen kan strömmen minska för samma effekt. Den andra anledningen kan hänvisas till formeln för effektförlusterna i nätet, dvs. $P = I^2 \cdot R$. Genom att höja spänningen för att minska strömmen kan förlusterna minska väldigt mycket. Med mindre ström kan även diameterstorleken på ledningarna vara mindre.

I Sverige är det Svenska Kraftnät som äger transmissionsnätet, även kallat för stamnätet. Spänningsnivåerna är på 400 kV - 220 kV och det förbinder produktionen i norr med den huvudsakliga lasten i söder. Ingen förbrukning är direkt anslutet till stamnätet utan det är på lägre spänningsnivåerna. Nätet är maskat för ökad robusthet och bygger på ”N-1”-kriteriet. Stamnätet är förbundet med växelströmsnätet i Norge, Själland och Finland, och också via HVDC till Polen, Tyskland och Danmark.

Det gamla transmissionsnätet på 130 kV är det som kallas för regionnätet idag och ägs av olika elbolag som E.ON och Vattenfall.

Distributionsnätet

Från stamnätsstation med systemtransformator 400/130 kV så matas effekten vidare på distributionsnätet via en fördelningsstation som transformerar från 130 kV till lägre spänningsnivåer. Den huvudsakliga lasten är ansluten på distributionsnätet.

Spänningsnivåerna 50, 20 och 10 kV är vanliga i och med de relativt korta avstånden och de lägre effekterna [4]. Från spänningsnivån 10 kV transformeras spänningen ner via en nätstation till 400 V innan den kommer in till hushållen. Eftersom förlusterna blir relativt stora på lägre spänningsnivåerna, så måste längden på 400 V-kabeln hållas nere [4].

Distributionsnätets struktur är radiellt på landsbygden och slingmatat i städer. Ett radiellt nät innebär att det bara är en enda inmatningspunkt från överliggande nät. Slingmatat innebär att

nätet är byggt maskat men radiellt drivet. Anledningen till det är skapa ett driftsäkert nät men också att minimera kostnaderna för anslutning av flera abonnenter.

2.2 Komponenter

2.2.1 Transformatorer

Växelspänning kan omvandlas från en spänningsnivå till en annan med hjälp av en transformator. Det har gjort det möjligt att använda olika spänningsnivåer för generering, effektöverföring över långa avstånd och eldistribution till slutkonsumenter. För långa transportsträckor av effektöverföring höjer transformatorer upp spänningen för att minimera förlusterna som annars hade varit väldigt höga. Effekten genom en transformator kan gå åt både riktningarna dvs. från högspänningssidan till lågspänningssidan och tvärt om. Transformatorer är alltså en mycket viktig komponent i kraftsystemet.

Transformatorns utformning

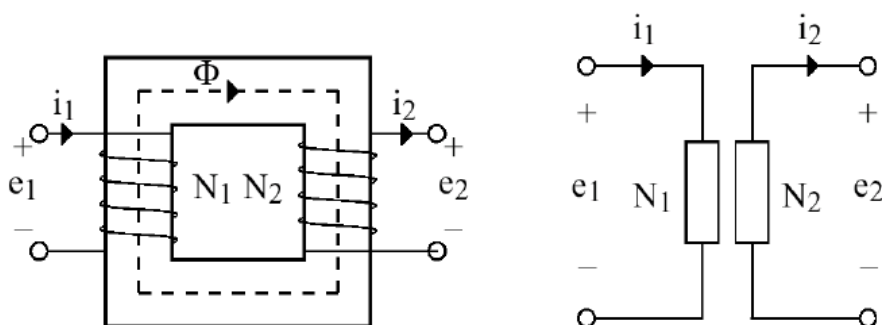
Transformatorers funktion bygger på två av fysikens lagar. Det ena är att det induceras en spänning när en ledarslinga påverkas av ett växlande magnetfält. Den andra fysiklagen är att när det flyter ström genom en ledning bildas ett magnetfält runt ledningen.

Transformatorer utnyttjar dessa lagar genom växelspänning och järnkärna med lindningar runt sig. Strömmen som flyter genom järnkärnans primärsida inducerar en spänning på sekundärsidan.

En ideal transformator har inga förluster, vilket betyder att effekt in på primärsidan ger samma effekt ut på sekundärsidan. Då kan spänningen på sekundärsidan fås enligt:

$$e_1 N_1 = e_2 N_2 \leftrightarrow e_2 = \frac{e_1 N_1}{N_2} \quad (1)$$

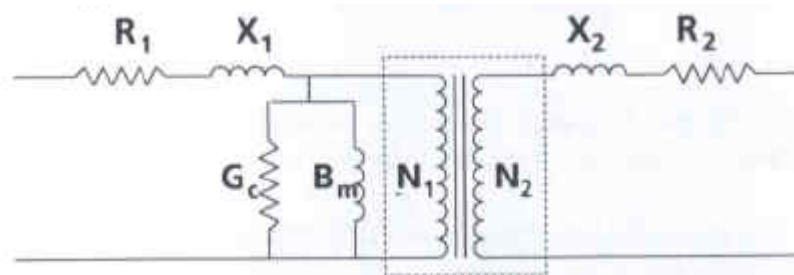
Figur 2 visar en ideal transformator och dess representation vid enklare uträkningar.



Figur 2: Uppbyggnad (vänster) och schema (höger) för en enkel ideal transformator [1].

Förhållandet mellan primär- och sekundärsidans spänningar bestäms av kvoten $\frac{N_2}{N_1}$, som också kallas för transformatorns spänningsomsättning. Omsättningen är större än ett för en transformator som höjer spänningen, medan den är mindre än ett för en transformator som

sänker spänningen. För omvandling av ström är det istället kvoten $\frac{N_1}{N_2}$ som gäller. När transformatorer höjer spänningen är det faktiskt strömreduktionen som är det centrala i funktionen [4].



Figur 3: Ekvivalent Y-fas transformator.

För att förklara förlusterna i en transformator så kan en ekvivalent transformatorrepresentation användas, se figur 3. Den viktigaste förlusten i praktiken är att hela primärlindningens flöde inte når sekundärlindningen. Varje lindning har ett *läckflöde*, vilket representeras av en induktans eller reaktans i det elektriska schemat. *Läckreaktanserna* X_1 och X_2 ger ett spänningsfall som beror på strömmen i lindningarna och avgör därför hur hårt transformatorn belastas. *Kortslutningsreaktansen* X_k är summan av läckreaktanserna, och den tar upp hela spänningsfallet vid kortslutning på ena sidan av transformatorn [4].

Suceptansen B_m representerar den reaktiva effekten som förbrukas då transformatorns järnkärna magnetiseras. De aktiva förlusterna, som beror på virvelströmmar och hysteres, representeras av G_c som är inversen av de aktiva förlusterna.

I de flesta transformatorer idag finns det möjlighet till att ändra transformatorns omsättning för att variera spänningen. Det görs med *lindningskopplare*. Den kan stegvis välja antalet lindningsvarv som ska vara inkopplade och därmed påverka spänningen på sekundärsidan. Spänningsreglering med lindningskopplare kan göras manuellt eller automatiskt.

Transformerar upp spänningen

Anledningen till att spänningen transformeras upp är för att högre spänning ger mindre ström för samma effekt. Upp-transformering av spänningen till det dubbla, minskar strömmen till hälften vilket minskar förlusterna markant. Om strömmen skulle öka till det dubbla, så hade förlusterna ökat med en faktor fyra. Av den anledningen så transformeras spänningen till upp till flera hundra kilovolt då den elektriska effekten ska transporteras långa avstånd.

2.2.2 Ledningar

Den elektriska kraften transporteras från kraftverkan till konsumenterna med hjälp av luftledningar och nergrävda kablar. Luftledningar används då kraften ska transporteras långa sträckor i öppet landskap, medan nergrävda kablar används i städer där det är tätbefolkat. Kabel är betydligt dyrare än luftledning och används därför för korta avstånd och där det är det enda alternativet.

Luftledning

En ledning karakteriseras av fyra parametrar:

- *Resistans* R , som beror på ledningens material och tvärsnittsarean på materialet som ska leda strömmen. Begränsar ledningsförmågan.
- *Konduktans* G , som beror på läckströmmarna mellan faserna och jord. Även kallad Corona-förluster.
- *Serieinduktans* L , som beror på magnetfältet som omger ledningarna.
- *Shuntkapacitans* C , som beror på elektriska fältet mellan ledningarna. Representerar den reaktiva effekt som ledningen genererar.

En lednings *impedans* kan representeras enligt

$$Z = R + jX_L \quad (2)$$

där den *induktiva reaktansen* $X_L = \omega L$. Med den *kapacitiva reaktansen* $X_C = \frac{1}{\omega C}$, kan *ledningsadmittansen* representeras enligt

$$Y = G + jX_C \quad (3)$$

En kraftlednings uppbyggnad, material, storlek och strömkapacitet är viktiga faktorer som avgör ledningens kraftöverföringsegenskaper. När ström flyter genom en ledning, värms den upp pga. ledningens resistans som i sin tur bidrar till termiska förluster. Resistansen beror på materialet i ledningen och på tvärsnittsarean som strömmen huvudsakligen ska flyta genom. Ju större tvärsnittsarea ledningen har, desto mindre blir resistansen. För grövre ledningar är alltså resistansen lägre.

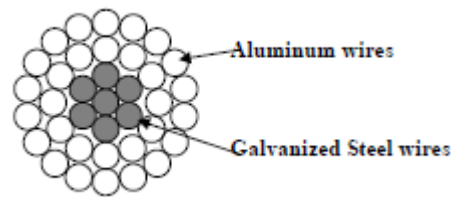
Ledningars överföringskapacitet begränsas framför allt av linornas temperatur. Med mer ström på ledningarna ökar temperaturen vilket töjer ut ledningarna och riskerar att komma för nära marken. Temperaturgränsen är olika beroende på ledningarnas konstruktion, grovlek, stolparnas höjd, ledningarnas avstånd till marken och omgivningens temperatur. Till exempel så kan mer ström gå på ledningar under vintern än under sommaren eftersom omgivningens temperatur bidrar till kylning på ledningarna.

Högtemperatursledning

HTLS ledningar (förkortning från engelskans *High Temperatur, Low Sag*) har egenskaperna att de klarar högre temperaturer under en längre tidsperiod utan att förlora den mekaniska styrkan, och nedhänget på linorna är lägre vid högre temperaturer. Kärnan i dessa linor består ofta av ett material som har stor mekanisk styrka och omges av aluminiumtrådar med hög konduktivitet.

Majoriteten av linorna i elnätet idag är av typen ACSR (*Aluminium Conductor, Steel-Reinforced*). De består av en stålkärna, antingen en eller flera mindre stålkablar, med flera aluminiumtrådar snurrade runt kärnan, se figur 4. 98 % till 99 % av strömmen går genom aluminiumtrådarna. Den mekaniska styrkan i linorna beror på tvärsnittsareornas förhållande

mellan aluminiumtrådarna och stålkärnan. Större andel aluminium i linan minskar den mekaniska styrkan i linan.



Figur 4: Tvärsnittsbild på en ACSR-ledning.

Nerhänget av en ledning är den avgörande faktorn för hur mycket effekt som kan transporteras på ledningen. Med mer effekt på ledningen ökar strömmen, ökar strömmen ökar temperaturen och med temperaturen ökar nerhänget på ledningen. Aluminium töjer sig vid lägre temperaturer än vad stål gör och därför har man kombinerat dessa två material för att få önskade egenskaper. Med ökad temperatur sker töjningen på stålkärnan dubbelt så långsamt som för aluminiumet. Det innebär att påfrestningen övergår till stålkärnan med ökade temperaturer på linorna. Nerhänget på lina beror alltså på temperaturen, aluminiumets och stålets areor och töjningsfaktorn.

HTLS-linor är 2-6 gånger dyrare än ACSR-linor. Av den anledningen så väljs oftast ACSR-linor istället för HTLS-linor. Men det finns några situationer där HTLS-linor kan konkurrera mot ACSR-linor:

- Om fundamentet och stolparna är i relativt bra skick, befintlig ledning är endast av aluminium (dvs. ingen kärna av stål), och ledningskapaciteten behöver ökas med mer än 30 %, så är HTLS-linor ett bra alternativ.
- Om stolparna är i bra skick, och nerhänget på befintlig lina överskrider eller är i närheten av det, så kan eventuellt byte till HTLS-linor motiveras.
- Om det krävs att den kritiska temperatursgränsen för befintlig lina ökas med mer än 20 %, så kan HTLS-linor konkurrera mot ACSR-linor.

Situationer där HTLS-linor inte lämpar sig varken praktiskt eller ekonomiskt är:

- Om stolparna är i så dåligt skick att det skulle kräva stolpbyte oavsett typ av lina.
- Om befintlig ledning är i gott skick, och kapaciteten vill höjas med mindre än 20 %, så är förmodligen andra alternativ mer ekonomiskt attraktiva.

På spänningsnivåer 400 kV och högre, är ledningarnas termiska gräns redan så pass hög att byte till HTLS-linor inte skulle vara nödvändigt [5].

Kablar

I tätorter sker elöverföringen främst med kabel. Eftersom fasledarna är isolerade för högspänningskablar kan deras placering göras fritt. För lägre spänningsnivåer är de tre fasledarna placerade i ett gemensamt hölje för en kompaktare kabel.

De stora fördelarna med nedgrävda kablar är att de kräver väldigt lite underhåll, större personsäkerhet samt att känsligheten för blixtnedslag, fallande träd och isbeläggning är obefintlig [4]. Den stora nackdelen är att anläggningskostnaden för kabel är mycket högre än för luftledning. Kostnaden för nedgrävning och eventuella reparationer är de främsta orsakerna till de höga anläggningskostnaderna.

Ledningsförluster

Förlusterna i en trefas kraftledning är beroende av ledningens resistans och den aktuella strömmen enligt

$$P_f = 3RI^2 \quad (6)$$

Förlusterna ökar kvadratisk med strömmen. Av den anledningen hålls spänningarna höga då effektöverföring sker över långa avstånd. Andra komponenter som kan bidra till minskade förluster är shuntkondensatorer.

Då strömmen ökar blir ledningen varmare och de termiska förlusterna högre. Därför spelar ledningens resistivitet en avgörande roll för förlusterna.

2.2.3 Shuntkondensatorer

Shuntkondensatorer

I kraftverken, som ofta är lokaliserade långt ifrån konsumtionen, genereras aktiv effekt medan reaktiv effekt antingen genereras eller konsumeras beroende på höglast eller låglast. Det är inte önskvärt att den reaktiva effekten transporteras långa avstånd på grund av ekonomiska skäl [6]. Därför är shuntkondensatorer vanligt förekommande i kraftsystem då de kan generera reaktiv effekt och därmed höjer spänningen lokalt. Spänningshöjning med shuntkondensatorer minskar strömmen vilket ger minskade förluster i nätet. Det är ofta vid hög last som behovet av shuntkondensatorer är som störst.

3. Sveriges elkraftsproduktion

Elnätet är uppbyggt för att transportera kraften från kraftverken till konsumenterna på ett hållbart, effektivt och driftsäkert sätt. För trygg och stabil elleverans så krävs det en mix av produktionsslag i kraftsystemet. Mix av produktionsanläggningar ger ett mer flexibelt och robust elsystem.

Sveriges energiförsörjning har de senaste 20 åren byggt på stor andel vattenkraft och kärnkraft. Men på senare år har produktion från förnybar energi ökat sitt bidrag till energisystemet. Vattenkraftens årsproduktion varierar mellan åren beroende på tillrinningen från regn och snösmältning, samt nivån på vattenmagasinen. De år då tillrinningen från regn och snösmältning är liten så använder man mer av vattnet sparat från året innan. Under åren då det är bra tillrinning av vatten sparar man mer vatten till nästa år. Det gör att elproduktionen inte varierar lika mycket som tillrinningen mellan de olika åren. Vattenkraften används också som den främsta reglerkraften tillsammans med förbränningskraftverk.

Sverige har en total installerad kapacitet på 37 353 MW (2012). Vattenkraften står för den största andelen installerad effekt på 43 %, kärnkraften 25 % och vindkraften 10 %. Resten av den installerade effekten är värmekraft [7].

Tillförda energislagens utveckling från 1973 till 2012 framgår i figur 5. I figuren framgår det att andelen olja som energislag i energisystemet signifikant har minskat, samtidigt som kärnkraften har ökat. År 2012 var den totalt tillförda energin cirka 590 TWh och den totala slutgiltiga energianvändningen 392 TWh [7]. Samma år var andelen förnybar energi av den slutgiltiga energianvändningen väl över 50 % enligt en rapport som regering lämnat till EU-kommissionen [8]. Det motsvarar cirka 200 TWh av energianvändningen för året. Det innebär att Sverige, åtta år innan 2020, hade uppnått sitt mål med förnybart i energisystemet.

3.1 Balans i kraftsystemet

I Sverige ska el vara tillgänglig när den behövs, samtidigt som den är svår att lagra. Det innebär att den tillförda energin hela tiden ska vara lika stor som den använda energin, inklusive förlusterna. Det innebär att för samtliga elkraftssystem så gäller alltid definitionen

$$\text{Total elproduktion} = \text{Total elkonsumtion} + \text{Transmissionsförluster}$$

Elektriciteten måste förbrukas i samma ögonblick som den produceras. Variationer i produktion och konsumtion sker kontinuerligt och det speglar sig i nätets frekvens. För att hålla bestämd nätfrekvens så regleras produktionen genom att öka eller minska genereringen, men även lasten om möjligheten finns.

Vattenkraften i Sverige har en viktig roll för att upprätthålla balans i kraftsystemet. För att undvika obalans i systemet så regleras vattenflödet till turbinerna i kraftverken så att produktionen alltid är lika stor som konsumtionen. Vattenkraften används som reglerkraft eftersom produktionen kan hållas relativt jämn och flödet till turbinerna kan regleras snabbt (5-10 min), vilket är viktigt för energislag som används som baskraft och regleringskraft. Regleringskapaciteten varierar mellan åren då vattenkraften är beroende av tillrinningen av regn och snö.

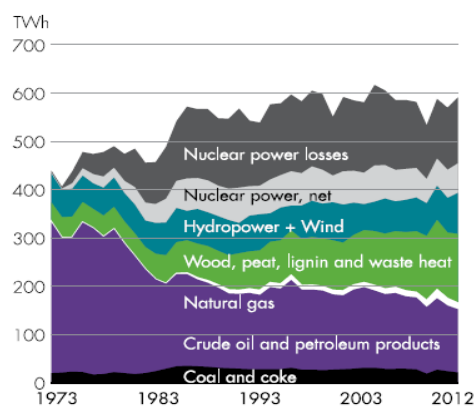
De olika kraftverken är av olika produktionsslag vilket gör att en kombination av dessa passar bäst för ett kraftsystem. Det bidrar till ett stabilare system och förmågan att leverera effekt när det behövs, oberoende av faktorer som till exempel väder. Även skyddssystem har en viktig roll i ett kraftsystem. Då ett fel inträffar ska kraftutrustningen skyddas med till exempel selektivitet utav nätet. Det innebär att bortkoppling sker av den del av systemet där felet har inträffat. På så sätt blir felet avgränsat och färre kunder blir strömlösa. Felet kan även åtgärdas snabbare.

3.2 Allmänt om elproduktionen i Sverige

Den totala elkonsumtionen av elektricitet, inklusive transmissionsförluster, värmepannor och värmeverk, var cirka 142 TWh under 2012. Jämför med 2011 så var det en ökning med 1,4 %. Elanvändningen i Sverige ökade med cirka 5 % per år mellan åren 1970 och 1987 för att senare plana ut. Ekonomisk utveckling, teknikutveckling, energipriser och näringslivet är faktorer som påverkar den totala elkonsumtionen i landet. Även befolkningsförändringar och utomhustemperatur är faktorer som påverkar.

Elproduktionen 2012 uppgick till 162 TWh (147,5 år 2011), vilket är en ökning på cirka 10 %. Utav den totala elproduktionen så var 48 % vattenkraft och 4,4 % vindkraft. Resterande elkraftsproduktion var kärnkraft eller förbränningsbaserad produktion.

TOTAL ENERGY SUPPLY IN SWEDEN 1973–2012



Figur 5: Utvecklingen för de olika energislagen i Sverige mellan åren 1973 och 2012. Källa: Svensk Energi

Den nordiska elmarknaden och utlandsförbindelserna har spelat en viktig roll för elförsörjningen i Sverige. Ländernas produktionsmix skiljer sig från varandra vilket gör att villkoren för elproduktion också skiljer sig. Vid våttår, när tillrinningen från regn och snö är god till vattenkraftverken, kan den producerade kraften exporteras till grannländer vars produktion till stor del består av till exempel kondenskraftverk. Vid torrår kan kraften istället importeras från länder som har möjlighet till billigare produktion. Ökad vindkraftsproduktion har ökat behovet av snabb reglerkraft vilket har lett till att utbyte av kraft mellan länderna kan ske flera gånger per dag.

Behovet av el är som störst under vinterhalvåret då det går åt mycket el för uppvärmning av bostäder och lokaler. Sammankoppling av det svenska elsystemet med de nordiska länderna innebär att risken för elbrist är ganska liten och det bidrar till ökad försörjningstrygghet för

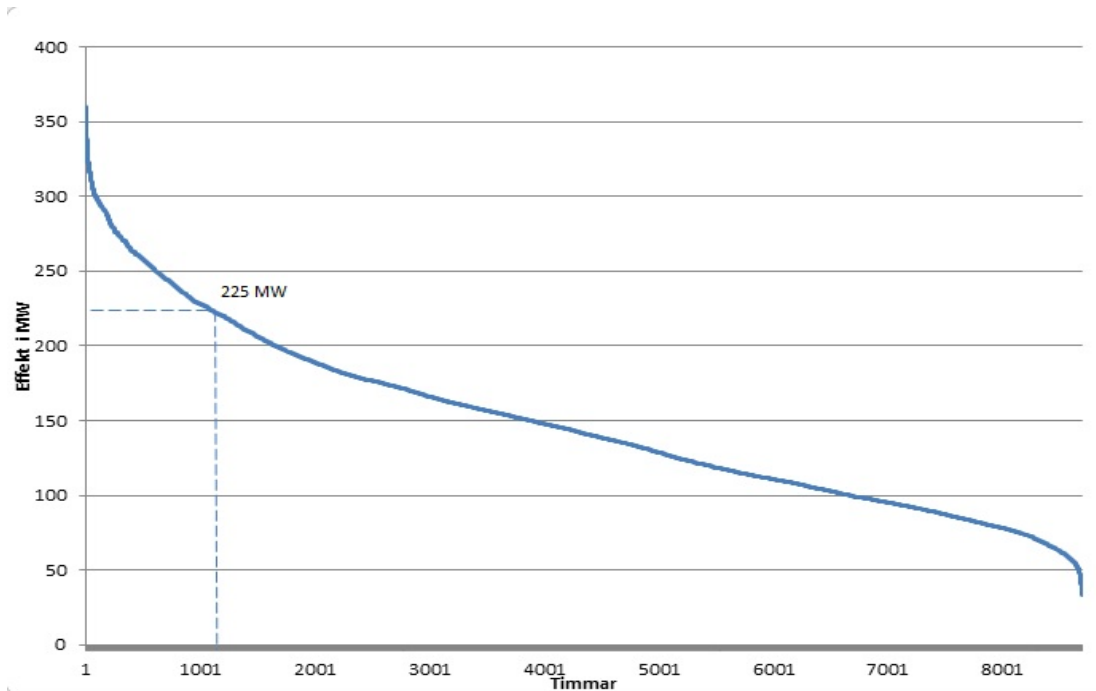
respektive land. Import eller export av kraft beror på var effektbristen uppstår. Det är inte alltid det finns tillgänglig effekt att importera eller att det finns länder som vill ta emot effekt. Är det kallt väder i Sverige och risken för elbrist uppstår, är det oftast kallt hos grannländerna också, särskilt i Danmark, Finland och Norge. Elförbrukningen kan vara hög i länderna och möjlighet till import kanske inte finns om det skulle behövas. Tvärtom gäller vid export av kraft. Produceras det mer kraft än vad som konsumeras så måste kraften exporteras eller produktionen minska. I Tyskland har det förekommit situationer där enbart vindkraft och solkraft har producerat mer än vad förbrukningen i landet är. Finns inte möjlighet till att reglera ner produktionen måste kraften säljas och exporteras. Vid överproduktion i Tyskland har kraften sålts till Polen vilket har inneburit negativa priser.

Väderförhållanden har stor inverkan på Sveriges elproduktion. Vattenkraftverken och vindkraftsverken är direkt beroende av vädret men även elkonsumtionen är väderrelaterat. Utomhustemperatur är den faktor som påverkar elförbrukningen mest eftersom bostäders och lokalers uppvärmningsbehov ökar. Med större andel vindkraftverk som produktionslag kommer variationer i vindhastigheten ha en större betydelse för balansen i kraftsystemet.

Att komma fram till hur mycket kapacitet som ska vara tillgängligt för att sällan behöva koppla bort kunder är en svår utmaning. För att hantera svåra situationer där kunder ofrivilligt behöver kopplas bort, har Sverige infört ett system som kallas för *Effektreserven*. Det innebär att Svenska Kraftnät inför varje vinter upphandlar högst 2000 MW kapacitet i form av kraftverk eller betald minskning av konsumtion. Elproducenter, elleverantörer och elanvändare som ingår i avtalet för Effektreserven ska ställa sin produktionskapacitet till förfogande och möjlighet att reducera förbrukningen. De som blir en del av Effektreserven får en fast ersättning för vintern till skillnad från andra elproducenter som enbart får betalt då de producerar.

För att veta hur mycket effekt som måste finnas tillgängligt så är toppkonsumtionen viktig. Tillgängliga produktionskapaciteten måste vara mer än toppkonsumtionen vid varje tidpunkt för att undvika avbrott. Intressant är även generell hög förbrukning samt under hur lång tid den höga förbrukningen är. Detta beskrivs med en varaktighetskurva vilket visar hur lång tid en viss nivå överskrids. Figur 6 visar en varaktighetskurva under ett år för en systemtransformator på 500 MVA i södra Sverige. Om det antas att den övre gränsen för aktiv effekt i transformatorn är 500 MW, så kan det figuren ses att den nivån aldrig överskrids någon timme under året. I figuren framgår också att 1100 timmar av året så var effekten genom transformatorn högre än 225 MW.

Varaktighetskurvor är intressanta eftersom de beskriver en funktion i förhållande till tiden. För till exempel vindkraft kan en varaktighetskurva beskriva antalet timmar vindkraften producerar en viss procent av den installerade effekten. Det ger en lättöverskådlig bild av prestandan hos kraftverken.



Figur 6: Varaktighetskurva för en systemtransformator i södra Sverige. Källa: E.ON

Varaktigheten hos effekttopparna för elförbrukningen har också en betydande roll i kraftsystemet, särskilt för elnätsbolagen. Elnätsbolagen betalar en avgift för hur mycket överföringskapacitet de abonnerar från Svenska Kraftnät per år. Eftersom överföringskapaciteten från Svenska kraftnät mäts per timme så spelar effekttopparnas varaktighet en betydande roll. Skulle överföringskapaciteten överskrida det avtalade värdet mer än två gånger under samma timme, faller det en straffkostnad på elnätsföretaget. Denna kostnad kan bli väldigt hög beroende på hur mycket avtalsgränsen har överskridit. Är förutsättningarna sådana att överföringskapaciteten kommer överskrida det avtalade med Svenska Kraftnät, finns det tillfälliga avtal att teckna för att begränsa straffkostnaden.

Där finns en tendens som visar att energibranschen har ökat sina investeringar de senaste åren. Enligt en investeringsenkät som Svensk Energi genomförde 2008, visade på investeringsvolym på 300 miljarder kronor fram till 2018, förutsatt att vindkraft fortsatte att byggas ut till cirka 17 TWh år 2020. Cirka 100 miljarder utav investeringsvolymen står vindkraften för. Investeringarna delas in i

- Modernisering av kraftverk.
- Helt nya kraftverk
- Modernisering av transmissions, region- och distributionsnät.
- Anläggningar för värmeproduktion och distribution av värme.

Elnätsföretagen har dimensionerat sina nät och produktionskapacitet efter att under normala lastförhållanden kunna tillgodose det maximala energibehovet. De flesta elnätsägarna bygger sina nät efter N-1-kriteriet vilket innebär ett mer komplext elnät. Utbyggnad av nya ledningarna dimensioneras efter betydligt högre kapacitet än vad den i normala fall kräver. Detta sätt att tänka har börjat ifrågasättas under senare år med frågor som:

- Hur ofta utnyttjas den maximala kapaciteten?
- Istället för att dimensionera nätet för hantering av maximal last och produktion, som kanske inträffar några få timmar under året, finns det möjlighet till att reglera och automatisera istället?
- Hur har tidigare situationer sett ut? Finns det korrelation mellan hög last och mycket vindkraftsproduktion till exempel? Har möjligheten funnits att hantera situationer med flexibel leverans?

Dessa frågeställningar har börjat bli mer centrala i och med mer intermittent elproduktion har introducerats i det svenska kraftsystemet. Att ta höjd för topparna i produktion och last i elnätet kan kosta väldigt mycket och finns det alternativ som kräver mindre investering är det väldigt intressant för elnätsföretagen.

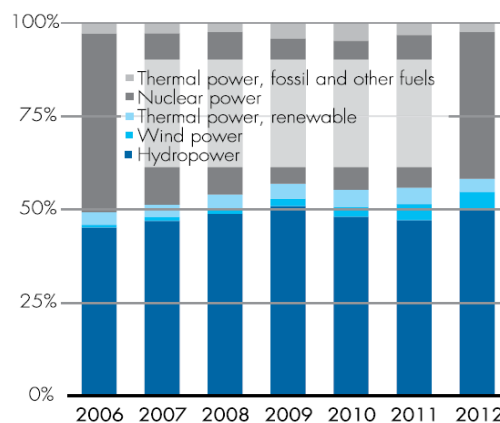
3.3 Förnybar elproduktion

Andelen förnybar energi ska år 2020 vara minst 50 % av den totala energianvändningen i Sverige enligt EU direktivet om främjande av förnybar energi. Utöver det så är målet med elcertifikatsystemet att andelen förnybar elproduktion ska öka till 25 TWh till år 2020 jämfört med år 2002 [9].

Elen som produceras i Sverige kommer främst från kraftverk. Primär energi som vatten och kärnkraft omvandlas till el via rörelseenergi. Det finns både för- och nackdelar med de olika förnybara energikällorna. Gemensamt för de förnybara källorna är att de inte är ändliga samt att bidraget till växthuseffekten är väldigt liten eller ingen alls.

De största förnybara energikällorna i Sverige är vattenkraft, vindkraft och biobränsle. Av den totala elproduktionen så stod de förnybara energikällorna och torv för 21,4 TWh 2012. Vattenkraft och vindkraften stod år 2012 tillsammans för cirka 86 TWh utav elkraftsproduktionen, se figur 7. Vindkraftsproduktionen ökade med cirka 18 % till 7,1 TWh jämfört med året innan och stod för den största delen av den ökade kapaciteten i energisystemet jämfört mot år 2000 [9].

DEVELOPMENT OF RENEWABLE ELECTRICITY GENERATION
2006–2012



Figur 7: Diagrammet visar andelen förnybar elproduktion utav den totala produktionen. Källa: Svensk Energi

3.4 Tröskeleffekter och förnybar energi

Som tidigare nämnts i rapporten så förutspåddes inte den kraftiga utvecklingen av förnybar elkraftsproduktion och därför dimensionerades inte nätet därefter. Det har medfört en risk för kapacitetsbrist i elnätet när nya produktionsanläggningar ska anslutas. Kapacitetsbrist kan åtgärdas genom nya kraftledningar, byte till grövre linor på kraftledningar, byte av transformatorer och nya ställverk. Problematiken för tröskeleffekterna ligger oftast inte i de tekniska aspekterna utan i de ekonomiska.

3.4.1 Nätförstärkningar

En nätförstärkning kan delas upp i fyra delar.

- Stamnätsförstärkning.
- Regionnätsförstärkning.
- Kunds specifika nätförstärkningar på stamnät och regionnät orsakade av producenter.
- Regionnätsförstärkningar som kommer nätföretaget tillgodo senare [10].

Utav de fyra delarna är det punkt två och tre som kan medföra tröskeleffekter om en riskspridning inte sker. Riskspridning syftar på att ekonomiskt och tekniskt möjliggöra förutsättningar att förstärkningen utnyttjas optimalt och de ekonomiska intäkterna är som förväntade. Det är ibland svårt att avgöra hur stor del av nätförstärkningen som är kundspecifik och hur stor del som är till nytta för nätföretaget, vilket kan försvåra samarbetet mellan nätföretaget och producenterna.

3.4.2 Fördelning av kostnaderna

Elnätsföretagen som har nätkoncession i regionen är skyldiga att ansluta en produktionsanläggning till sitt elnät om inga särskilda skäl finns för undantag [11]. Kapacitetsbrist kan vara ett av skälen till att neka en anslutning till nätet. När en produktionsanläggning ansluts tar elnätsföretagen ut en skälig nätavgift som ska täcka kostnaderna för anslutningen. Kostnader för förstärkning, ombyggnad eller utbyggnad av nätet för att möjliggöra en anslutning ska bekostas av den som ska ansluta sig, d v s den som orsakar merkostnad för nätägare ska själva betala för det. Ofta är det inte hela förstärkningskapaciteten som utnyttjas av anläggningsinnehavaren som har bekostat förstärkningen av nätet. Det innebär att när nya producenter tillkommer så finns där kapacitet att utnyttja som första anläggningsinnehavaren redan har bekostat.

Nuvarande regelverk för anslutning av en produktionsanläggning innebär att anläggningsinnehavaren själv får stå för merkostnaden för anslutning till nätet. Denna kostnad kan bli väldigt stor, till exempel då avståndet till närmaste anslutningspunkten är väldigt stort eller då närliggande nät är svagt och kräver utbyggnad. Det kan ha en avgörande roll vid byggnadsbeslut av nya produktionsanläggningar. Om det är flera producenter som ska utnyttja en nätförstärkning fördelas kostnaderna mellan dem. Men produktionsanläggningar kan planeras med många års mellanrum så kostnaderna för nätförstärkningar hamnar oftast på en enskild producent. Av den anledning tvekar många till att vara först med att ansluta sig till ett nät med begränsad kapacitet, vilket leder till en tröskeleffekt. Detta hämmar utvecklingen av förnybar energi och nödvändiga investeringar för att uppnå energimålen uteblir.

3.4.3 Ekonomisk risk

För att nätföretagen ska investera i nätförstärkningar så vill de vara relativt säkra på att den ökade kapaciteten i nätet kommer att utnyttjas. Det är alldeles för stor ekonomisk risk att investera i ett nät som inte utnyttjas nästan fullt ut. Producenterna vill inte ansluta sig förrän de vet att tillräckligt med kapacitet finns tillgängligt på nätet. Det uppstår en situation där ingen av parterna vill ta första initiativet med tanke på de ekonomiska riskerna och förnybar elproduktion hämmas fast det kan råda gynnsamma förhållanden.

Nätet kommer förmodligen vara överdimensionerat vid ett inledningsskede efter nätförstärkningar har gjorts då få producenter är anslutna. Det finns även en osäkerhet om och när fler producenter ansluter sig till nätet. Skulle inte fler producenter ansluta sig skulle nätet förbli överdimensionerat och de ekonomiska intäkterna för låga. Då kan det bli aktuellt att höja nättarifferna för befintliga kunder för att öka intäkterna. Möjligheterna till optimal nätförstärkning kanske uteblir om nätägarna eller producenterna måste bekosta nätförstärkningen.

I de totala kostnaderna för elnätet på stam- och regionnätetsnivå, så ingår även drift- och underhållskostnader. Om en nätförstärkning kostar 1 Mkr per installerad MW så tillkommer det drift- och underhållskostnad på cirka 2 000 kr per installerad MW och år. Om en nätförstärkning på 1 000 MW genomförs och endast 300 MW utnyttjas, så skulle drift- och underhållskostnaden för den outnyttjade kapaciteten vara 1,4 Mkr per år [10]. För ett regionnät med underliggande lokalnät med cirka 35 000 uttagskunder skulle kostnaden per uttagskund bli 40 kr per år. Chanserna till att denna kostnad skulle leda till en tröskeffekt är inte särskilt stora. Det tyder på att kostnaderna för drift- och underhåll för ett överdimensionerat nät är hanterbara och ingen avgörande faktor vid beslutsfattande.

3.4.4 Nätutbyggnad

Riskerna för nätägarna gör att inga nätinvesteringar görs förrän avtal med anslutningskunderna har tecknats. Det leder till att nätägarna inte ”tar höjd” för anläggningar som kan komma att anslutas i senare skede. Eftersom den anslutande parten står för kostnaden av den anslutande ledningen så dimensioneras anslutningen enbart efter den specifika anläggningen, och det tas ingen hänsyn till framtida anläggningar som kan förväntas ansluta sig. Det innebär att inget övergripande nätplanering mot ett rationellt nät kan ske utan nätutbyggnaden är mer knutet till etableringen av förnybar elproduktion.

För att förtydliga problematiken ännu mer är det enklast med ett exempel. I ett begränsat geografiskt område planeras flertal anläggningar för förnybar elproduktion. Genom området går det en kraftledning som ägs av ett regionnätsföretag. Inga av de planerade anläggningarna har fått tillstånd till att bygga än och planeringsmässigt ligger de i olika fas. Kraftledningen har kapacitet till att ta emot effekten från en av anläggningarna utan nätinvesteringar. Därefter måste kraftledningen förstärkas för att klara av ytterligare anslutning av elproduktion. Om det antas att en sådan investering endast medför nytta för de nya anläggningarna som ansluter sig, dvs investeringen är kundspecifik, ska anläggningsägarna stå för investeringskostnaderna. Det uppstår alltså en kapplöpning till att vara först till att ansluta sig så att man slipper nätförstärkningskostnaderna [11]. När första anläggningen har anslutits antas det inte finnas

mer ledig kapacitet på ledningen, och om fler anläggningar ska anslutas behöver nätet förstärkas. Den kostnaden kommer hamna på nästa anläggning som vill ansluta sig.

Oftast har inte nätägarna möjlighet att dela upp kostnaden för nätförstärkningar då anläggningarna ligger olika i fas tidsmässigt. Fördelningen innebär att kostnaden för nätförstärkningen fördelas mellan de producenter som vill ansluta sig oavsett tidpunkt vid anslutning. Men eftersom avtalen med projektörerna inte tecknas innan tillstånd för anläggningen har getts, så kan en kostnadsfördelning inte motiveras. Konsekvensen av detta kan bli att anläggningarna byggs där det finns tillgänglig nätkapacitet istället för i de områden där det råder bäst förutsättningar för förnybar elkraftsproduktion.

Ett alternativ kan vara att inga investeringar av nätet görs förrän samtliga projektörer har alla tillstånd godkända. Men eftersom de olika projekten ligger olika i fas tidsmässigt finns risken att vissa tillstånd hinner förfalla innan de övriga projektörerna har fått sina tillstånd.

3.4.5 Förslag på åtgärd för tröskeeffekterna

För att motverka tröskeeffekterna har ett förslag på åtgärder lämnats till regeringen. Förslaget innebär att Svenska Kraftnät täcker kostnaderna för nätförstärkningar på stam- och regionnät som är kundspecifika för produktionsanläggningar som antas att ansluta i framtiden. Finansieringen kan till exempel ske genom lån till nätägarföretagen som sedan tar en anslutningsavgift från de företag som vill ansluta sin anläggning. Avsikten är att avgiften ska ersätta den del av kostnaderna för nätförstärkningen som svarar mot den andel av den totala kapaciteten som en anläggning utnyttjar. Producenterna kommer då endast betala för kapaciteten de utnyttjar och inte för den totala kapaciteten som blir tillgänglig vid en nätförstärkning. Nätföretagen ska betala tillbaka det stöd som Svenska Kraftnät har bidragit med allteftersom det görs anspråk på kapaciteten som nätförstärkningen har inneburit. Förslaget kan tillämpas på olika geografiska områden så länge den totala nätförstärkningskostnaden inte överstiger 700 miljoner kronor och planeringen för ett projekt ska vara relativt långt framskridet [11]. Vidare ska anläggningar med en installerad kapacitet motsvarande 30 procent av den totala kapaciteten ha tecknat anslutningsavtal med nätföretaget. För att förslaget ska tillämpas på ett nytt område så måste det ha säkrats en kostnadstäckning på minst 70 procent i området där utvecklingen sker utav de kostnader som Svenska Kraftnät har täckt.

En viktig utgångspunkt för förslaget är att projekten i slutändan ska bära sina egna kostnader och att staten endast ska ta en begränsad risk. Förslaget medför att vindkraft kan byggas där det råder gynnsamma förhållanden vilket kan minska kostnaderna i elcertifikatsystemet. Det kan påverka nätet genom att man minimerar utbyggnaden vilket ger ett mer rationellt nätbygge och därmed miljövinster. Ambitionen är att förslaget ska leda till en marknadslösning där staten inte behöver ta en finansiell risk.

Den styrande faktorn för utbyggnad av produktionsanläggningar ska inte vara den tillgängliga kapaciteten på nätet utan där det råder mest gynnsamma förutsättningar för förnybar elproduktion, vilket också är utgångspunkten för förslaget.

3.4.6 Konjunkturinstitutets kommentarer kring förslaget för tröskeleffekterna

- Att Svenska Kraftnät får huvudansvar ökar förutsättningarna för att ett helhetsperspektiv tillämpas på elmarknaden.
- Andra prioriteringar kan bli svårare att uppfylla. Om förslaget får den effekt som framförs kan priset på elcertifikat bli lägre. Lägre pris på elcertifikat, ger billigare el vilket ökar efterfrågan. Prioriteringar, som minskad energianvändning, blir svårare att uppfylla.
- Billigare elpriser kan leda till att det inte blir lönsamt för produktionsanläggningar att producera kraft. Risken finns att anläggningarna står stilla och dyra investeringar går förlorade.
- Förslaget kan tydligare definiera äganderätt och vem som äger rättigheter och skyldigheter förknippade med nätförstärkningar.
- Förslaget innebär att regionnätägarna ansvarar för att till Svenska Kraftnät förslå lämpliga områden och projekt. Ett krav i förslaget är att "[d]en samhällsekonomiska effektiviteten ska beaktas särskilt vid val av områden och elproduktionsanläggningar". Det skrivs också att "[h]uvudkriteriet för förslaget är att stödja nätutbyggnad i de områden som ger mest förnybar energi för nätförstärkningskostnaden" [12]. Enligt den senare formuleringen så kan det tolkas som att det är kostnadseffektivitetsperspektivet som ska gälla vid val. I den första formuleringen står det att den samhällsekonomiska effektiviteten ska beaktas. Men de projekt som ger mest förnybar energi för pengarna behöver inte sammanfalla med de projekt som ger mest samhällsekonomisk effektivitet. Det eftersom de externa effekterna som de olika projekten medför varierar mellan olika energislag och olika områden.
- Tröskeleffektsproblemen kan även finnas på lokalnät nivå vilket förslaget inte har valt att framhäva.

Områden som väljs ut initialt kan fördröja satsningar i andra områden. Nätföretagen eller producenterna kan senarelägga sina projekt eftersom de vill invänta besked på om de omfattas av förslaget eller inte.

3.4.7 Nya incitament för elnätsbolagen

Energiomställningen och EU direktiven för ett hållbart energisystem har lett till att nya indikatorer och incitamentmodeller för elnätsbolagen har tagits fram. I Sverige har Energimarknadsinspektionen lämnat ett rapportutkast på hur de nya incitamenten för elnätsbolagen kan komma att se ut. Indikatorer på incitamenten ska sedan ligga till grund för elnätsbolagens intäktsram. Ett citat hämtat från rapportutkastet: "*När intäktsramen bestäms ska EI ta hänsyn till om nätverksamheten bedrivits effektiv. En sådan bedömning kan medföra att intäktsramen ökar eller minskar beroende på om nätföretaget har ett effektivt utnyttjande av elnätet*" [13].

I rapportutkastet från Energimarknadsinspektionen så är två av incitamenten *Ökad utnyttjande av elnätet* och *Minskade nätförluster*. Ökad utnyttjande av elnätet kan tolkas som att nätet ska köras så nära sin kapacitetsgräns som möjligt. Elnäten har oftast dimensionerats efter

maximala belastningstopparna, vilket innebär att större delen av tiden så utnyttjas nätet inte maximalt. För ökad utnyttjande av kapaciteten i nätet skulle belastningen behöva vara nära den maximala större delen tiden. Men då effekten på ledningarna ökar, ökar förlusterna tack vare mer ström på ledningarna. Ökad utnyttjande av elnätet innebär mer effekt på ledningarna under längre tid, och det ger högre förluster. Så de två incitamenten i rapportutkastet för ökad utnyttjande av elnätet och minskade nätförluster är lite motsägelsefulla.

4. Fiktivt nät

Då ett elnät är väldigt komplext och uppbyggt av många komponenter är det enklare att studera ett mindre elnät som en introduktion till att förstå kraftflödet. Därför har först analys av kraftflöde gjorts på ett fiktivt nät som en övning inför ett verkligt, mer detaljerat elnät.

4.1 Inledning

Ett kraftsystem är väldigt komplext. Kraftproducenter, elnätsföretag och konsumenter är viktiga aktörer som är beroende av varandra för ett stabilt och hållbart elkraftssystem. De ansvarar för olika områden av systemet men måste anpassa sig efter varandra för att upprätthålla kraftbalansen i nätet. Den producerade effekten ska levereras till konsumenter via elnätet. Transporten av kraften kommer innebära förluster på vägen.

4.2 Metod

Ett elkraftssystem i programmet PSS/E har byggts för att studera effektflödet och förlusterna i ett nät med ökad vindkraftsproduktion. För att kraftsystemet skulle vara likt det verkliga elkraftssystemet så är det fiktiva nätet maskat på spänningsnivåerna 400 kV och 130 kV, se figur 8.

Ett maskat nät innebär fler inmatningspunkter, fler uttagspunkter och fler strömvägar. Det ökar tillförlitligheten och robustheten eftersom inget ensamt ledningsfel ger strömavbrott. Spänningsnivåerna har valts till 400 kV (bruna ledningar), 130 kV (blåa ledningar) och 40-50 kV (röda ledningar). Spänningsnivån 400 kV ska motsvara stamnätet medan 130 kV – 40 kV motsvarar spänningsnivåerna som E.ON Elnät har i sitt elnät.

För att bygga upp nätet i PSS/E krävdes det parametrar till samlingsskenor, ledningar, transformatorer, generatorer, laster, spänningsnivåer och vindkraftsparker. Dessa parametrar hämtades från ett redan byggt elkraftssystem som används som underlag för större simuleringar på E.ON. För att rätt parametrar skulle väljas studerades hur mycket effekt som gick genom ledningarna i det ”riktiga” simuleringsnätet för motsvarande last som i det fiktiva nätet. Då kunde de parametrar som var mest anpassade till lasten i det fiktiva nätet väljas.

Det fiktiva nätets last är på 151 MW och det levereras av en generator G1, som producerar 220 MW, anslutet till 400 kV-nätet. Inställningen av G1 till 220 MW gjordes för att täcka förlusterna i nätet och för att simuleringarna skulle konvergera och ge ett resultat. All överproduktion i nätet komparerades av en swingbus placerad i mitten i det fiktiva nätet. Swingbusens uppgift var att kompensera effekten för att upprätthålla balansen i kraftsystemet. Då differensen mellan produktion och konsumtion inte översteg cirka 200 MW kunde swingbusen kompensera för det, annars blev det för stor felmarginalerna på beräkningarna och simuleringarna avbröts.

I nätet har det kopplats till 5 vindkraftsparker med totalt installerad effekt på 155 MW. En av vindkraftsparkerna är ansluten på 130kV-nätet och resterande på 40 kV och 50 kV. I verkligheten är oftast vindkraftsparkerna anslutna på lägre spänningsnivåer, t.ex. 10 kV-20 kV, där kraften distribueras ut till konsumenterna eller transporteras ut via överliggande nät. Att vindkraftsparkerna inte är kopplade på det viset i det fiktiva nätet beror på att lasten är på

spänningsnivåerna 40 kV-50 kV, d.v.s. lägre spänningsnivåer har inte tagits med i simuleringarna.

För att studera förlusterna i ett maskat nät mot ett radiellt nät, simulerades två olika nätmodeller där den enda produktionen kom från vindkraften. Se Appendix B för det radiella nätet.

Programmet PSS/E har inställningar för hur stora spänningsvariationer som tillåts på samlingsskenorna innan programmet avbryts. I simuleringsfallen för det fiktiva nätet har ingen hänsyn till spänningarna på samlingsskenorna tagits utan programmet har hanterat det själv. Programmets varningsgräns för tillåtna spänningsvariationer i det fiktiva nätet var på $\pm 0,1$ per unit på varje spänningsnivå.

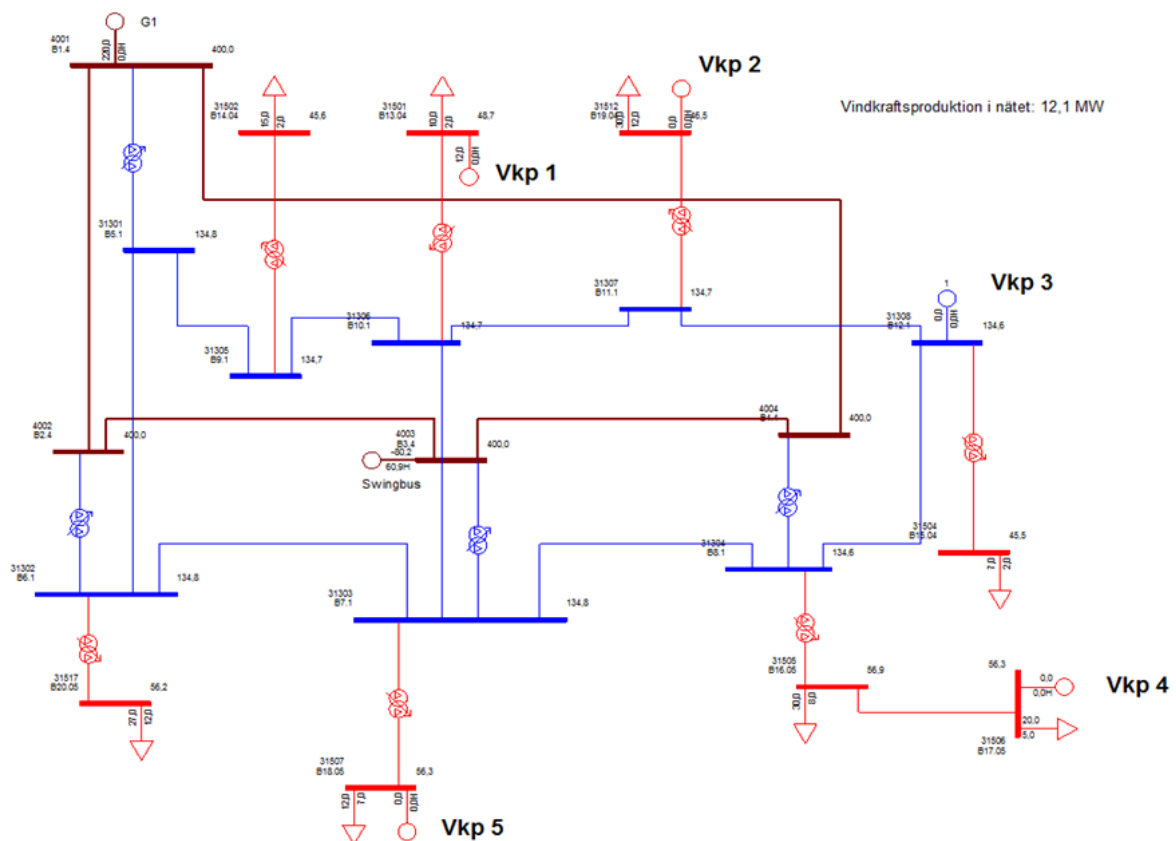
Alla förluster presenterade för det fiktiva nätet är effektförluster. För beräkningar i det fiktiva nätet har ingen hänsyn tagits till tiden.

4.3 Resultat

För att studera kraftflödet i ett elkraftssystem, och hur installerad vindkraft påverkar förlusterna, så varierades vindkraftsproduktionen. Fem olika fall studerades där vindkraften var placerad på olika ställen i det fiktiva nätet, se tabell 1. De olika fallen grundas på var vindkraftsproduktionen var placerad i förhållande till lasten och den installerade effekten. Vindkraftsproduktionen stegades upp från 0 % till 100 % i 10 % steg av den installerade för varje simuleringsfall. Efter varje simulering skrev PSS/E ut en rapport på de totala förlusterna och förlusterna på de enskilda spänningsnivåerna i nätet.

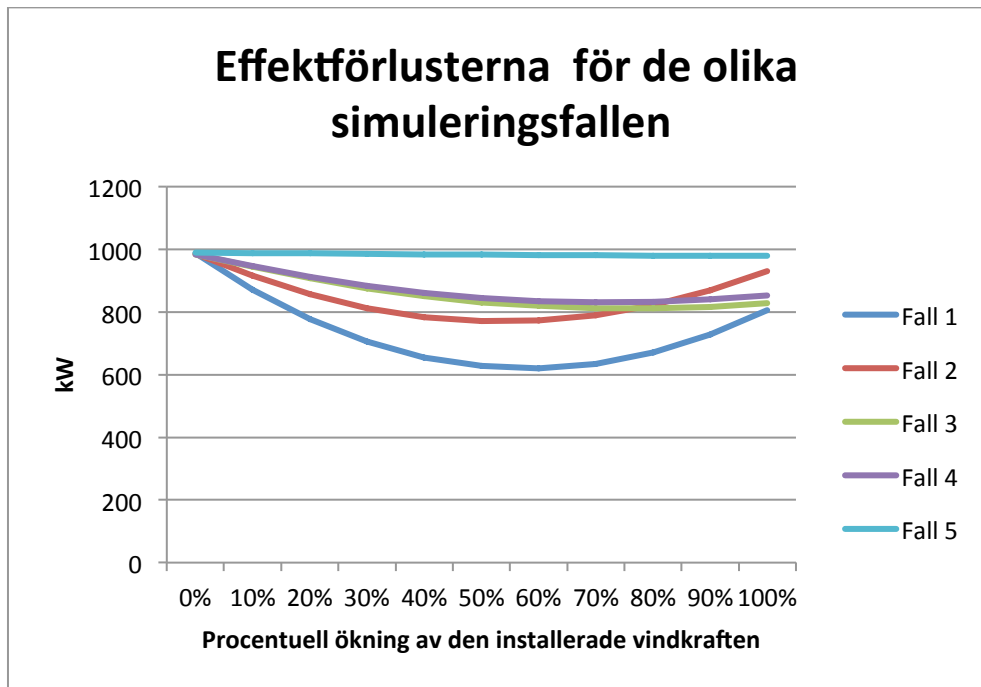
Tabell 1: Tabellen visar vilka vindkraftgeneratorer som har varit aktiva vid de olika fallen i det fiktiva nätet.

Fall	Vkp 1 [MW]	Vkp 2 [MW]	Vkp 3 [MW]	Vkp 4 [MW]	Vkp 5 [MW]
1	12	48	26	48	21
2		48		48	
3	12	48			
4	12				21
5			26		



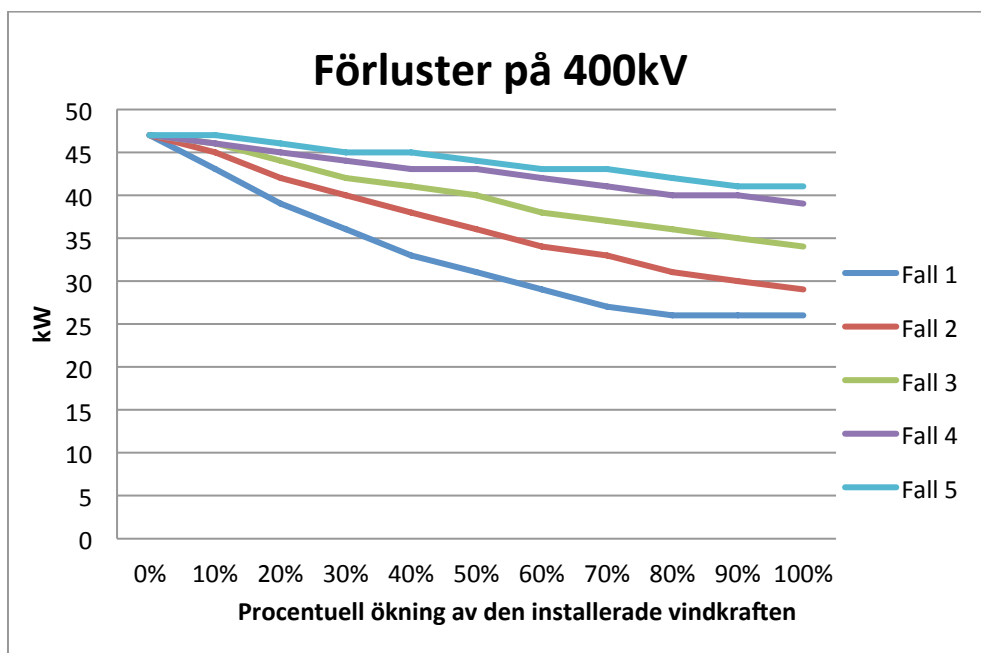
Figur 8: Fiktiva nätet uppbyggnad. Spänningsnivåer 400 kV(bruna), 130 kV(blåa), 40 kV -50 kV(röda).

Figur 9 visar de totala effektförlusterna för de olika simuleringsfallen. För fall 1 och 2 så minskar förlusterna mest då vindkraftsproduktionen ökar. Det är också i dessa två fall som den installerade vindkraftseffekten är som mest.



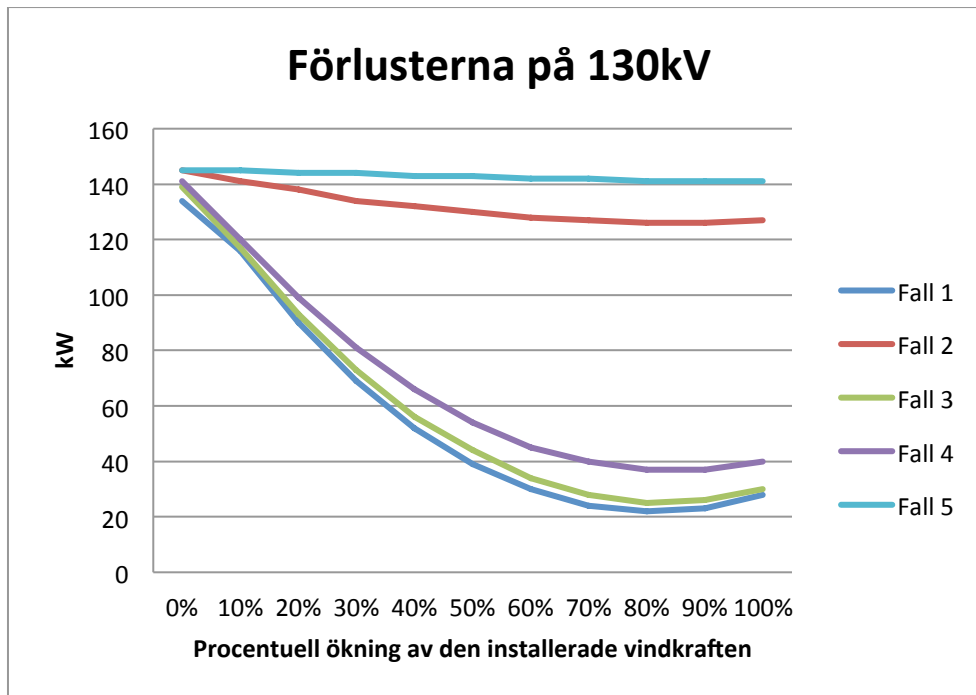
Figur 9: De totala förlusterna för de fem olika simuleringsfallen.

Figur 10 visar förlusterna på 400 kV-nätet då vindkraftsproduktionen ökar utav den installerade. Då vindkraftsproduktionen ökar så minskar förlusterna på 400 kV-ledningarna. Det gäller för alla simuleringsfall.



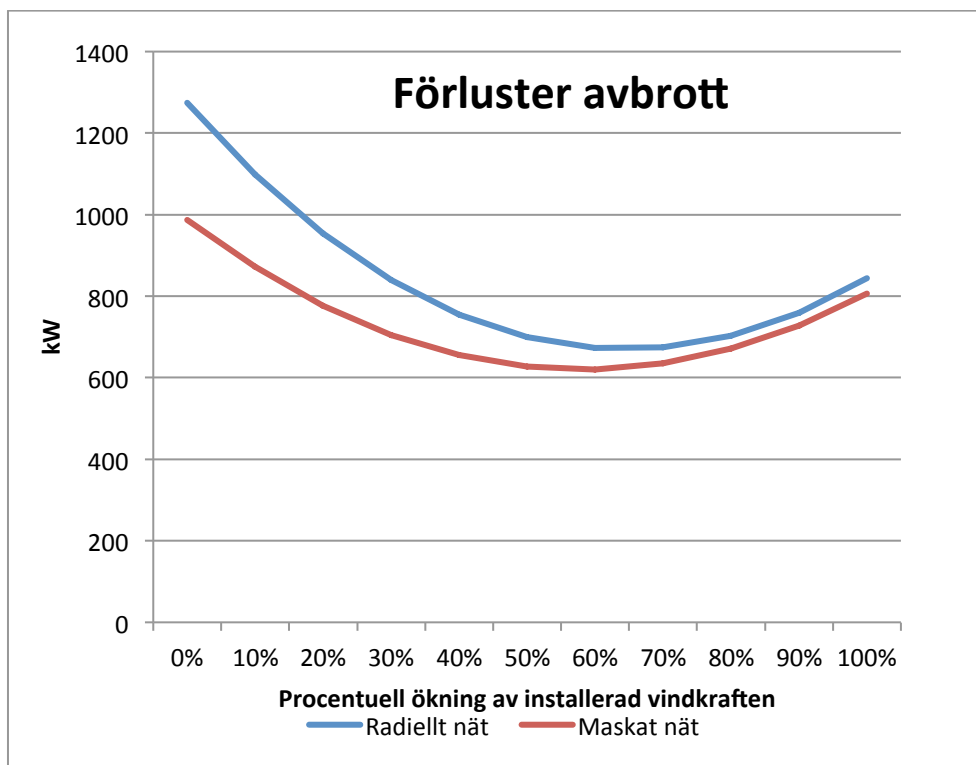
Figur 10: Förluster för de olika fallen på spänningsnivån 400 kV.

Figur 11 visar förluster på spänningsnivån 130 kV. Till skillnad från de totala förlusterna så minskar förlusterna på 130 kV-nätet för fall 1 och 2 minst då vindkraftsproduktionen ökar.



Figur 11: Förlusterna på spänningsnivån 130 kV för de olika fallen.

Figur 12 visar förlusterna då det fiktiva nätet är maskat eller radiellt. För båda fallen är det endast vindkraften som står för produktionen, dvs. ingen produktion från generatorm.



Figur 12: Förlusterna då nätet är maskat eller radiellt.

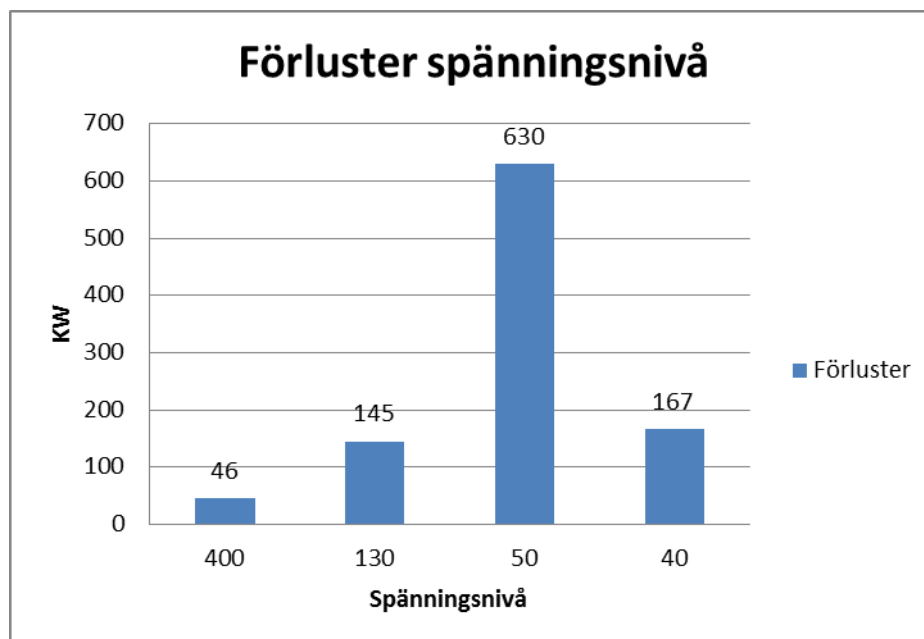
4.3.1 Förluster – Ingen vindkraft

Simuleringsresultat då endast generatoren producerar, dvs. alla vindkraftsverken är bortkopplade.

- Last – 151 MW
- Produktion G1 – 155 MW
- Vindkraft – 0 MW

Tabell 2: Förlusterna då ingen vindkraft är ansluten till nätet

Spänningsnivå	Förluster	
	KW	KVAR
400	46	2808
135	145	2329
55	630	18552
44	167	4290
TOTAL	988	27978



Figur 13: Diagram över förluster för varje spänningsnivå.

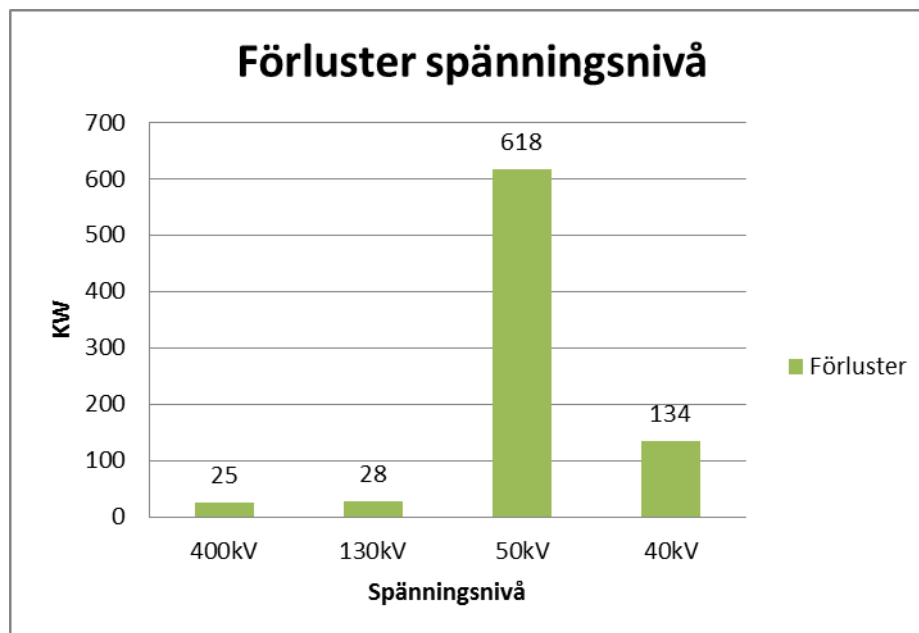
4.3.2 Förluster – Endast vindkraft, ingen baskraft.

Simuleringsresultat då generatoren är bortkopplad och all produktion kommer från vindkraftsverken.

- Last – 151 MW
- Produktion G1 – 0 MW
- Vindkraft – 155 MW

Tabell 3: Förlusterna då G1 är bortkopplad och hela elkraftsystemet försörjs enbart med vindkraft.

Spänningsnivå	Förluster	
	KW	KVAR
400	25	1567
130	28	265
50	618	15621
40	134	3138
TOTAL	806	20590



Figur 14: Diagram över förlusterna de olika spänningsnivåerna.

4.4 Diskussion

Simuleringarna för det fiktiva nätet visar att med större andel installerad vindkraft så minskar förlusterna i nätet. I det fiktiva nätet är vindkraftsparkerna installerade nära lasten. Då vindkraften producerar så minskar behovet av effektöverföring från överliggande nät. Det betyder att mindre effekt behöver transporteras på 400 kV och 130 kV-ledningarna vilket därmed ger minskade förluster.

Ur ett förlustperspektiv så spelar placeringen av vindkraften och vindkraftens märkeffekt en viktig roll. Är vindkraften placerad nära lasten är sträckan för kraftöverföringen kort, och därmed är förlusterna mindre. Behovet av effektöverföring från överliggande nät minskar, vilket innebär mindre ström genom ledningarna och minskade förluster. Är vindkraftens märkeffekt mycket större än lasten i närområdet, kan det vid höga vindhastigheter produceras mer effekt än vad lasten är i närområdet. Då måste effekten transporteras vidare ut på nätet och då ökar förlusterna igen. Den optimala vindkraftsplaceringen ur förlustsynpunkt hade varit att placera vindkraften nära lasten och att den installerade effekten är anpassad till lasten i närområdet.

Förlusterna i ett maskat eller radiellt nät skiljer sig åt. Simuleringarna visade att då nätet var maskat, var förlusterna i nätet mindre än för det radiella nätet. I båda fallen kom produktionen endast från vindkraften. Viktigt att påpeka är att simuleringar för maskat och radiellt nät gjordes för samma last och vindkraftsproduktion. Det innebär att i båda fallen var vindkraftsproduktionen väldigt nära lasten. Avstånden för effektöverföringen var vidare väldigt korta i båda fallen. För att få en större förståelse för hur förlusterna skiljer sig åt mellan ett maskat och radiellt nät, så borde en närmre studie göras där vindkraftsplaceringen i förhållande till lasten och den installerade effekten varieras.

I det fiktiva kraftsystemet så var förlusterna mindre då all produktion endast kom från vindkraft. Som nämnts ovan, så blir förlusterna mindre då produktionen är nära lasten. För simuleringsfallet då all produktion kom från generatoren skulle kraften transporteras längre sträckor och därmed högre förluster.

Modellen för det fiktiva nätet är väldigt känsligt för förändringar i lasten. Lasten kunde inte varieras särskilt mycket, då programmet kraschade vid små lastförändringar. Vid förlustberäkningar har programmet PSS/E själv tagit hänsyn till spänningarna i nätet och beräknat förlusterna där efter. Parametrarna till simuleringsmodellen hämtades från det ”riktiga” simuleringsnätet och implementerades i det fiktiva nätet. Parametrarna från den riktiga modellen försökte anpassas till det fiktiva nätet så gott det gick. Men eftersom ledningar och transformatorer i det riktiga nätet är anpassade efter betydligt högre systemlast än 151 MW, så är det fiktiva nätet överdimensionerat. Det betyder att ingen hänsyn kunde tas till kapacitetsbegränsningar i det fiktiva nätet.

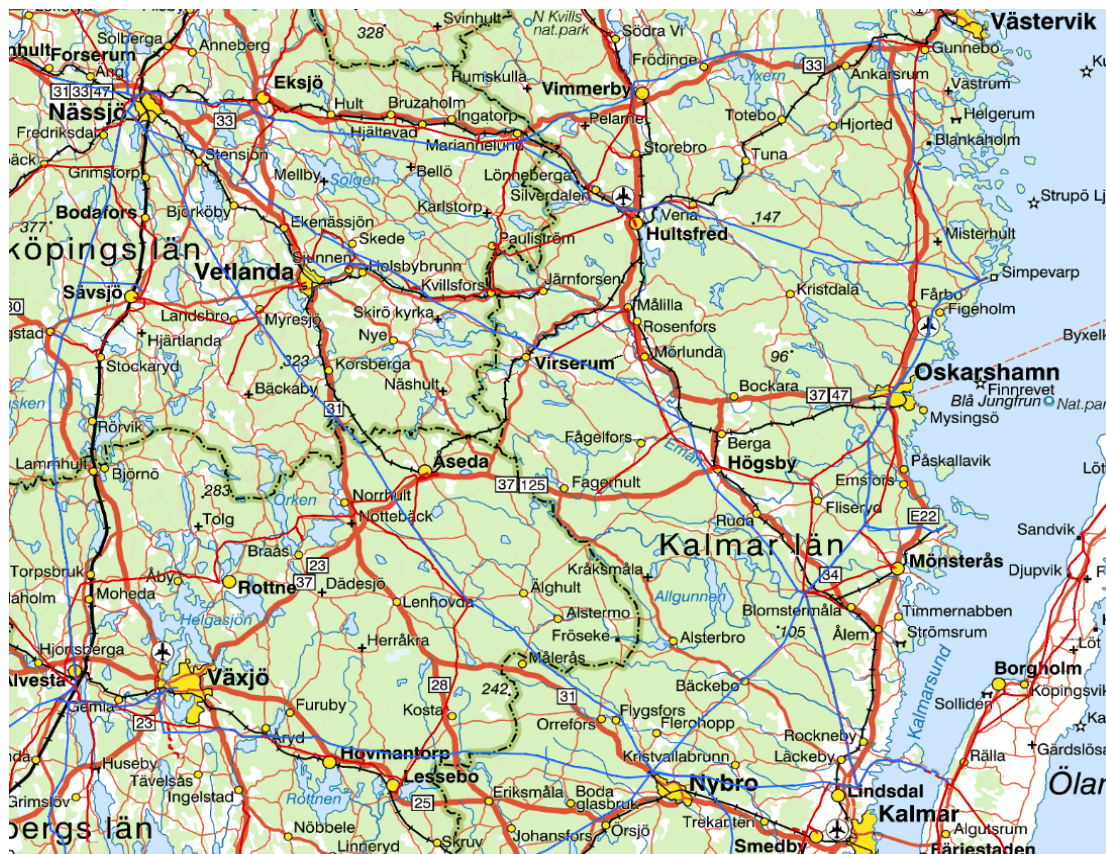
Simuleringar i det fiktiva nätet ökade förståelsen för kraftflödet i ett mindre elnät och hur vindkraften påverkar förlusterna i nätet. Nästa steg var att applicera förståelse från det fiktiva nätet på det mer detaljerade elnätet i östra Småland och E.ONs regionnät.

5. Elnätet i östra Småland

För att studera hur vindkraften påverkar förlusterna i elnätet begränsades simuleringarna till elnätet i östra Småland. Det är ett geografiskt område som är intressant för vindkraftsexploatörerna och som ur ett nätägarperspektiv kan komma att kräva investeringar för att klara av den ökade vindkraftsproduktionen i området. En investeringsmöjlighet som studeras är utbyte av luftledningar till nya moderna ACCC-linor ("Aluminium Conductor Composite Core"). Elnätet ligger också mellan produktionen i norr och lasten i söder och fungerar som en transportsträcka för kraften. Elnätet i östra Småland är alltså intressant ur flera synpunkter.

5.1 Elnätet

Elnätet som studeras i östra Småland är E.ON Elnäts regionnät, dvs spänningsnivån 130 kV till 40 kV, och några få mellanspänningsnät på 20 kV och 10 kV, se figur 15. Där är fem anslutningar till stamnätet i området och eftersom mätningar görs på primärsidan av systemtransformatorerna så kommer transformatorförlusterna att räknas till E.ONs nätförluster.



Figur 15: Geografisk bild över elnätområdet i östra Småland som har studerats. De blå linjerna visar 130kV-nätet.

5.1.1 Val av elnätsområde

Östra Småland har visat sig vara populärt för vindkraftsexploaterer tack vare gynnsamma vindförhållanden och det glesa landskapet. Vindkraftsparker kan installeras utan närhet till större städer samtidigt som anslutningsmöjligheterna till elnätet är goda. Den för tillfälligt lediga kapaciteten i nätet gör det också attraktivt för vindkraftsexploaterarna att bygga nya parker eftersom de slipper stå för kostnaden för eventuell utbyggnad av elnätet. Men dessa förutsättningar kan komma att ändras med nytt lagförslag.

E.ON Elnät har lämnat prisindikationer på 18 vindkraftsparker, totalt 1 042 MW, enbart i östra Småland. Det är väldigt mycket effekt för ett område med total last på cirka 1 300 MW. Prisindikationer innebär att E.ON Elnät har lämnat en indikation på anslutningskostnaden för vindkraftsparkerna till E.ONs nät till exploaterarna. Det är alltså inget anslutningsavtal utan endast ett prisförslag. Majoriteten av vindkraftsparkerna med prisindikationer blir aldrig av. Anledningen till det är ofta att projekten inte blir lönsamma eller det uppstår problem med tillståndsprocessen för vindkraftsparkerna.

Sommaren 2013 invigdes en vindkraftspark vid Kårehamn, Öland, med en installerad effekt på 48 MW. I och med projektet installerades DLR, *Dynamic Line Rating*, som ett regelsystem för vindkraftsparken. DLR installerades eftersom kapaciteten i elnätet är begränsad och vid eventuell överbelastning så ska vindkraften kunna styras ner för att inte överhettas linorna. Vid full produktion från vindparken och då kraften ska transporteras till fastlandet, går produktionen från två av vindkraftsverken åt enbart till förluster. Det är alltså väldigt höga förluster i nätet som vindkraftsparken i Kårehamn är kopplat till. Av den anledningen är det intressant att se hur nätet i östra Småland skulle klara av all den vindkraftseffekt som det har lämnats prisindikationer på och hur förlusterna i området påverkas.

5.1.2 Last, produktion och spänningsnivå

Det är främst spänningsnivåerna 130 kV, 50 kV och 40 kV som har studerats. Detta för att begränsa arbetet och för att det är de spänningsnivåer som är mest intressanta för E.ON Elnät. Förlusterna på systemtransformatorerna i området hamnar på regionnätet och därför inkluderas stamnätsanslutningarna i simuleringarna, se tabell 4. Simuleringsmodellen hade några laster placerade på 30 kV och 11 kV och av den anledningen så kommer de spänningsnivåerna också med i beräkningarna.

Tabell 4: Spänningsnivåer i östra Småland och antalet ledningar per spänningsnivå.

Spänningsnivå [kV]	Antal ledningar östra Småland [st]
400	5
130	60
50	18
40	11
30	4
11	7
Totalt	105

Den totala lasten i simuleringsmodellen för hela Sverige var 27 612 MW och produktionen på 28 530 MW. Detta är grundinställningarna i programmet och anses vara vinterlasten vid normalfall (Rate A i programmet PSS/E). Modellen används för att studera hur nätet klarar olika situationer då lasten och strömmen är som störst. Tabell 5 visar hur lasten och produktionen var i östra Småland, Smålands Kraft och E.ON Syd med och utan vindkraftsparkerna där prisindikationer har lämnats. Nätet i östra Småland består av delar från nätet E.ON Syd och Smålands kraft och därför tas de områdena med i beräkningarna.

Tabell 5: Simuleringsvärden för de olika områdena i PSS/E.

Område	Last [MW]	Produktion [MW]	Vindkraft[MW]	Prisindikation vindkraft [MW]	Rate
Östra Småland	1296	196	494	1042	A
Eon Syd	4815	3290	1321	-	A
Smålands Kraft	346	57	57	-	A

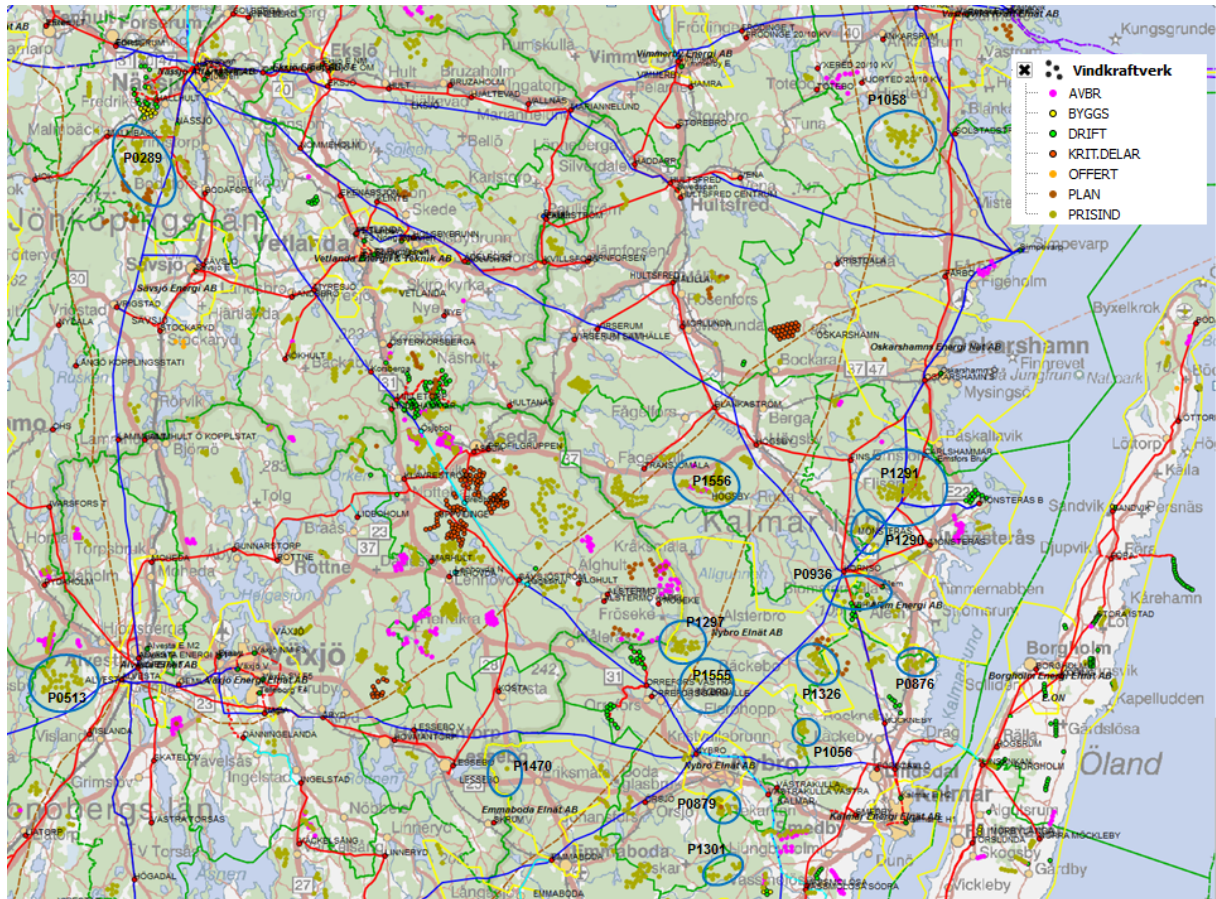
Förbrukningen i östra Småland kan anses relativt liten i förhållande till hur mycket vindkraft som det har lämnats prisindikation på. Lasten på 1 296 MW är den maximala lasten och inträffar några få timmar om året. Under de dagarna då det är riktigt kallt och elförbrukningen är som högst, är det ofta vindstilla och ingen produktion från vindkraften. Det innebär att om cirka 1 000 MW vindkraft skulle installeras i östra Småland skulle sannolikt mycket av effekten skickas vidare ut på nätet då det blåser mycket.

5.2 Vindkraft i östra Småland

År 2012 var den totalt installerade vindkraften i Skåne län, Blekinge län, Jönköping län och Kronobergs län, 715 MW och antalet vindkraftsverk 480 stycken [14]. Från mellersta Sverige, dvs. Stockholms län och ner till Skåne län, var den installerade vindkraftseffekten 2 292 MW vilket motsvarade 1 621 vindkraftsverk. Prisindikationer på vindkraftsanläggningar i östra Småland kan anses vara placerade en bra bit ifrån där den stora lasten är i söder, se figur 16.

Då produktionen är nära förbrukningen blir transportsträckan för kraften mindre och så även effektförlusterna i nätet. Med ökad andel vindkraft till en viss effekt i östra Småland, minskar förlusterna i området eftersom behovet av kraft från norr minskar. Detta resonemang är sant för vindkraftsproduktion som är mindre än eller lika med förbrukningen i området. Då produktionen från vindkraften producerar mer än vad förbrukningen i området är så måste kraften transporteras ut vidare till närliggande områden. Effekten på ledningarna ökar och då ökar också förlusterna.

Det är inte troligt att hela 1 042 MW vindkraft installeras i östra Småland de närmsta åren. Mer realistiskt är kanske att 10-30 % av vindkraften installeras och ansluts till E.ONs nät. För att klara av den effekt som ska in på elnätet måste investeringar göras och nya tekniker utvecklas för att säkra ett tillförlitligt och robust elnät.



Figur 16: Prisindikationer som har lämnats för anslutning av vindkraftsparker har ringats in på bilden. Anslutningspunkten är till E.ONs elnät. Källa: E.ON.

5.3 Flaskhalsar och begränsningar

Ett exempel med kapacitetsbegränsning är vindkraftsparken i Kårehamn. Den installerade effekten är på 48 MW fördelat på 16 vindkraftsverk. Parken är ansluten till 50kV-nätet på östra Öland. Vid projektering av vindkraftsanläggningen visade utredningar kring nätets stabilitet och gällande lagar att den tillgängliga kapaciteten endast var 30 MW. Det som begränsade effekten var hur mycket linan hängde ner över marken.

Simuleringar och utredningar hos E.ON Elnät visade att det skulle gå att ansluta 48 MW vindkraft istället för 30 MW då vindens kyleffekt på ledningen utnyttjas. Vidare visade utredningen visade att antalet timmar som belastningen på linorna skulle bli så pass hög att parken skulle tvingas att styra ner, endast var 8 timmar om året. Dessa timmar beräknades även vara under sommarmånaderna vilket innebar låg last och därmed lågt elpris, dvs. denna nedstyrning anses ha låga ekonomiska konsekvenser.

Systemet DLR infördes på de svaga punkterna i nätet där risken var stor för nerhäng på linorna vid full produktion från vindkraftsparken. DLR mäter temperaturen på linan för att sedan räkna ut nerhänget som strömmen leder till. Informationen skickas till vindkraftsparken som talar om hur mycket ström som kan gå på ledningen utan att nerhänget blir för stort. Systemet fungerar alltså som ett nödvärn för elnätet.

Beslutet att installera DLR-systemet istället för att öka kapaciteten i ledningarna hade förmodligen ekonomiska skäl. Systemet är relativt enkelt och billigt i förhållande till att byta ut ledningar och stolpar för ökad kapacitet. Eftersom antalet timmar då nätet inte skulle klara av kapaciteten var så få över året så ansågs DLR-systemet var den mest kostnadseffektiva lösningen. Men där finns också andra synpunkter på detta system.

DLR-systemet är en tillfällig lösning på ett kapacitetsproblem där nätet måste övervakas för att skydda det. De ekonomiska fördelarna med DLR-systemet är mer fördelaktiga än byte till grövre linor. Eftersom kapaciteten redan var begränsad till 30 MW när Kårehamnsprojektet installerades så är nätet kapacitet fullt utnyttjad idag. Det har tagits hänsyn till att mer vindkraft kan tillkomma på Öland och då vid eventuell nedreglering så görs det på Kårehamnsparken sist.

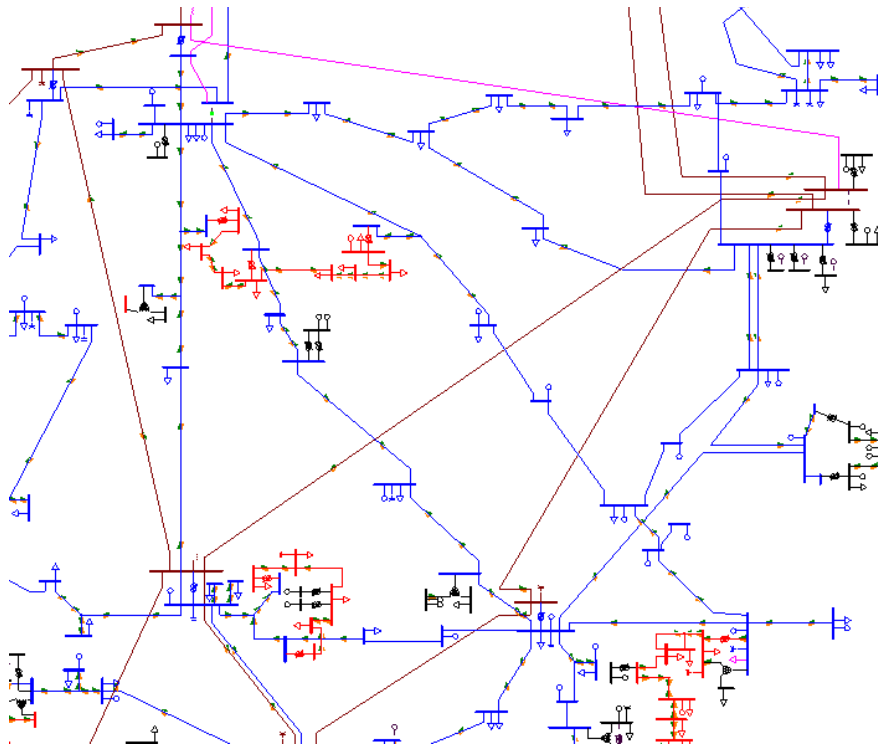
Vid full produktion från vindkraftsparken går 6 MW åt till förluster då kraften ska transporteras till fastlandet. Det är alltså två vindkraftsverk som går åt endast till förluster, vilket är väldigt mycket. Orsaken är det svaga nätet på Öland.

Elnätsbolagen vill bygga sina nät på ett rationellt sätt där näten anses långsiktigt hållbara. Ett DLR-system är inte direkt en långsiktig lösning men som kan vara lösningen på ett tillfälligt problem. Om de kortsiktiga lösningarna blir för många kan det ställa till det när en större omställning behöver göras. Systemet blir uppbyggt och beroende av flera mindre komponenter och risken är större för fel. Det blir svårare att övervaka nätet och det kan bli för många parametrar att ta hänsyn till. Det kan bli en större utmaning för driftoperatörerna att köra nätet. Vidare begränsas även möjligheterna för underhåll av nätet.

I ett elkraftssystem vill man ha elproduktionen så nära konsumtionen som möjligt för att minska förlusterna i elnätet. Men det är inte alltid möjligt. I östra Småland är vindförhållandena goda vilket gör det till ett attraktivt område för vindkraftsexploatörerna. Största elkonsumtionen är i söder och installeras det mycket vindkraft i området så kommer större delen av kraften att transporteras vidare söderut. Med mycket vindkraftsproduktion minskar inmatningen från stamnätet och lika mycket kraft behöver inte transporteras från norr till söder. Men vid överskott av effekt i närområdet så transporteras kraften på lägre spänningsnivåer och förlusterna större. Därför studeras också hur eventuella linbyten till moderna linor skulle påverka förlusterna. Placeringen av vindkraften har alltså en avgörande roll för förlusterna i nätet.

5.4 Simulering av förluster i östra Småland

För att studera hur vindkraften påverkar förlusterna i elnätet har området östra Småland valts att studera. Simuleringarna har utfördes i PSS/E där hela Sveriges elnät var uppbyggt och beräkningarna utfördes på hela elnätet. Men studier av resultaten från simuleringarna begränsades till östra Småland och E.ONs regionnät eftersom resterande elnät var utanför studieområdet. Figur 17 visar elnätet i östra Småland så som det representeras i PSS/E.



Figur 17: Simuleringsmodell över elnätet i östra Småland i programmet PSS/E.

I simuleringarna har tillkomsten av 1 042 MW ny vindkraft i östra Småland för att studerats angående hur det skulle påverka förlusterna i elnätet. Den geografiska placeringen av vindkraftsverken har gjorts med hänsyn till var prisindikationer har lämnats. I nuläget är det Sedan 494 MW vindkraft installerat i området.

5.4.1 Metod

Innan simuleringarna kunde genomföras samlades det in data för lasten och vindkraftsproduktionen i E.ONs regionnät. Eftersom studien gick ut på att analysera vindkraftens påverkan på förlusterna var det viktigt att hämta hur mycket vindkraftsproduktionen hade varit vid olika lasttillfällen. Företaget sparade endast data ett år bakåt i tiden så all data som presenteras är från år 2013. Tillvägagångssättet från insamling av data till beräkning av förlusterna kan delas in i olika steg:

1. **Insamling av data** – För att kunna köra simuleringarna vid olika lastfall behövdes data på hur lasten i E.ON Syd hade varit tidigare och hur mycket vindkraftsproduktion det har varit vid varje lasttillfälle. Dessa data gick att hämta för varje timme för år 2013. Man kunde alltså se hur stor andel vindkraftsproduktion utav belastningen det hade varit under hela året.

2. **Sortering av data** – För att slippa utföra 8760 simuleringar, dvs. för varje enskild timme under året, sorterades lasterna i 500 MW intervall, se tabell 7 i Resultat. Första intervallet är på 700 MW eftersom det var endast tre tillfällen då lasten var över 5 000 MW under 2013. Ett eget intervall för det hade inte spelat större roll för beräkningarna.
Eftersom energiförlusterna beror på antalet timmar har timmarna för respektive belastningsintervall också tagits fram. Det ger en uppfattning om uppdelningen för belastningen i nätet. För simulering valdes medelvärdet inom respektive lastintervall.

3. **Avgränsning av resultatrapport** - För att inte få resultatet från simuleringsprogrammet på hela Sveriges elnät så begränsades resultatrapporten till valda samlingsskenor och ledningar i östra Småland. Det gjordes genom att definiera vilka samlingsskenor och ledningar det önskades få en resultatrapport på i PSS/E.

4. **Vindkraften i simuleringarna** – Den totalt installerade vindkraften i E.ONs regionnät för simuleringarna var 2 420 MW. 1 378 MW är installerat idag och 1 042 MW är vindkraften som det har lämnats prisindikationer på i östra Småland. Simuleringarna har utförts så att lasten har varit konstant medan den installerade vindkraften i östra Småland har stegats upp från 0 % till 100 % i 10 % steg utav effekten som det har lämnats prisindikationer på. Efter varje enskild simulering skrevs en rapport från PSS/E ut där förlusterna i det valda nätet hade beräknats fram. För varje simulering beräknades också E.ONs regionnätsförluster för att i slutändan kunna jämföra mot förlusterna i östra Småland.

5. **Anpassning av polynom till förlusterna i elnätet** – När ett lastfall hade simulerats klart, med vindkraftsproduktionen från 0 - 100 %, infogades förlusterna i en Excel-tabell, se figur 22. Till förlusterna infogades en graf för att tydligare se hur det påverkades av vindkraftsproduktionen. Eftersom lasten har varit konstant när vindkraftsproduktionen varierats är förlusterna en funktion av vindkraften.

För att kunna utnyttja resultaten från simuleringarna anpassades ett andragradspolynom i Excel på värdena för förlusterna. Polynomet beskriver hur stora förlusterna blev med ökad vindkraftsproduktion i elnätet. Till varje lastintervall har det tagits fram ett andragradspolynom som anpassat efter lasten och vindkraftsproduktionen, se tabell 8. Andragradspolynomet har valts att kallas för ”förlustuttryck”.

6. **Förlustuttrycken implementerad i Excel-dokument** – Timvärden för systemlast och vindkraftsproduktion hämtades och sorterades efter lastintervall. För de 8 olika lastintervallerna implementerades ett förlustuttryck för hela intervallet. För att veta hur mycket vindkraftsproduktionen hade varit med större andel installerad effekt, genomfördes beräkningar enligt nedan:

- i. $X = \frac{P_{vind}}{P_{inst_1}}$, där X är andel av installerad effekt.
- ii. $P_{inst_NY} = P_{inst_1} + (1042 * K)$.
- iii. $P_{vind_NY} = P_{inst_NY} * X$
- iv. $Y = \frac{P_{vind_NY}}{2420}$

där

X = Andel producerad effekt utav installerad effekt, kapacitetsfaktorn.

P_{vind} = Timvärde för vindkraftsproduktion för 2013.

P_{inst_1} = Befintlig installerad vindkraft i E.ONs regionnät.

K = Ökning av installerad vindkraftseffekt i procent

P_{inst_NY} = Installerade vindkraften efter ökningen.

P_{vind_NY} = Vindkraftsproduktionen med ökad installerad effekt.

Y = Kapacitetsfaktor efter ökning av installerad vindkraft.

2420 står för den total installerade vindkraften i E.ONs regionnät, dvs. inklusive vindkraften som det har lämnats prisindikationer på.

Kapacitetsfaktorn Y var den parameter som avgjorde hur stora förlusterna blev. Den implementerades i formeln för varje timvärde.

7. **Energiförlusterna i elnätet** – Det som är intressant för ett elnätsföretag är energiförlusterna. För att ta fram det så togs medelvärdet av förlusterna i lastintervallet och multiplicerades med antalet timmar som lastintervallet varade. Beräkningsfilen för förlusterna finns att se i Bilaga B, figur 1.

När det i rapporten står att den installerade vindkraften procentuellt har ökats, så är det den nya eventuella vindkraftsproduktionen på 1 042 MW (dvs. ej redan befintlig installerad vindkraft) som det har lämnats prisindikationer på som samtidigt har ökats. Procentuell ökning av den installerade vindkraften syftar alltså endast på vindkraftsparkerna där prisindikationer har lämnats. 10 % ökning av den installerade vindkraften betyder att den totala installerade effekten på platserna där prisindikationer har lämnats är 104,2 MW.

Exempel på effektförluster

$P_{vind} = 395$ MW, $P_{inst_1} = 1378$ MW, $K = 20$ %.

$X = \frac{395}{1378} = 0,29 \rightarrow$ Kapacitetsfaktorn

$P_{inst_NY} = 1378 + (1042 * 0,2) = 1586$ MW

$P_{vind_NY} = 1586 * 0,29 = 460$ MW

$Y = \frac{460}{2420} = 0,19$.

Förlustuttrycket för effekten i intervallet 5200-4500;

$$P_f = 0,0045 * (Y * 100)^2 - 0,3751 * (Y * 100) + 58,855$$

Förlusten i exemplet

$$P_f = 0,0045 * (0,19 * 100)^2 - 0,3751 * (0,19 * 100) + 58,855 = 53,4 \text{ MW}.$$

5.4.2 Resultat

Nedan presenteras resultaten från beräkningarna och simuleringarna.

Förutsättningar för hela nätet i PSS/E:

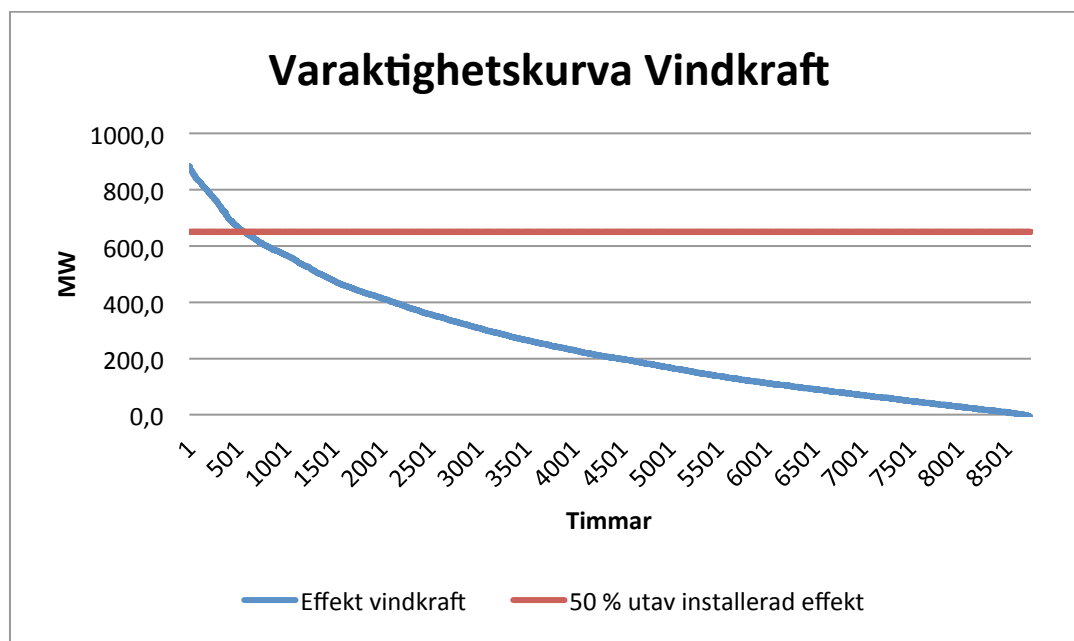
- Ingen produktion från kärnkraftverket O1.
- O2 och O3 levererade fullt effekt i simuleringarna.
- Import på 200 MW på utlandsförbindelsen SwePol Link.
- Baltic Cable på 0 MW.

Dessa inställningar gällde för alla simuleringar i denna rapport.

Förutsättningar för hela nätet i östra Småland:

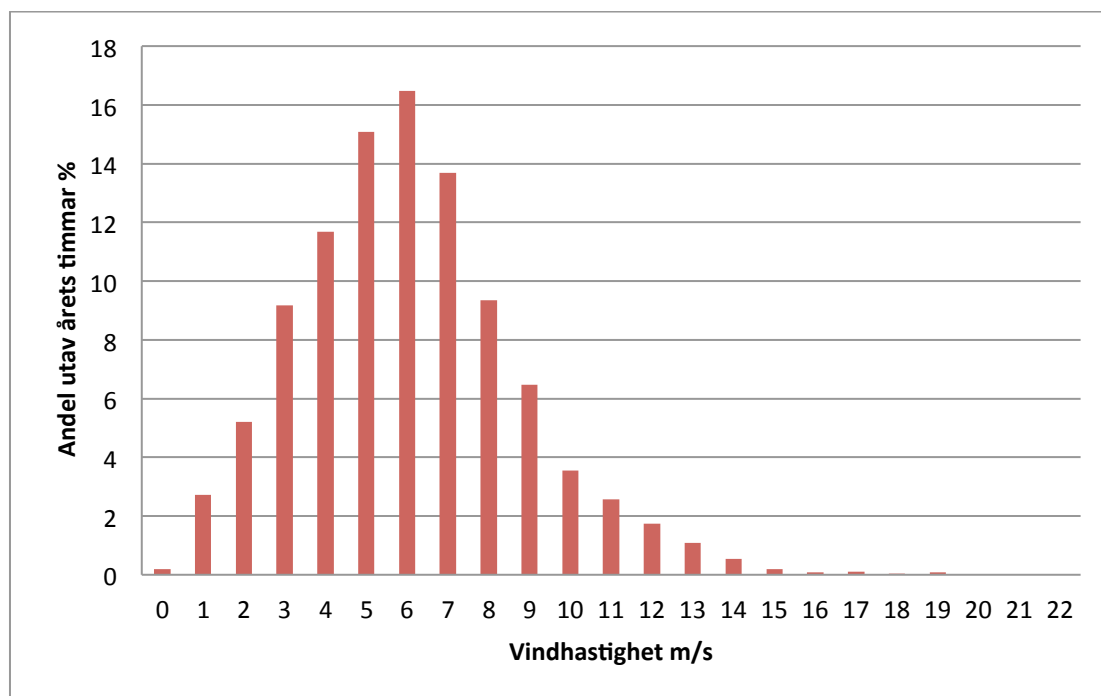
- I PSS/E har den totalt befintliga installerade vindkraften varit på 1 378 MW för hela nätet. I östra Småland har det lämnats prisindikationer på 1 042 MW vindkraft och det är denna effekt som har stegats upp i denna rapport. 10 % ökning av den installerade effekten betyder en ökning med 104,2 MW. Där efter har ett nytt timvärde för vindkraftsproduktionen beräknats med hänsyn till större andel installerade effekt.
- Ökningen av installerad vindkraft har skett i östra Småland. Sedan tidigare har det varit 1 378 MW installerat simuleringsprogrammet.
- Kapacitetsfaktor = Producerad effekt/Installerad effekt

Systemlast och vindkraftsproduktion 2013



Figur 18: Varaktighetskurva för vindkraftsproduktionen i E.ON Syd. Den installerade vindkraften för hela nätet i PSS/E är cirka 1350 MW.

Kurvan i figur 18 visar varaktighetskurvan för vindkraftsproduktionen i E.ON Syd. Installerad vindkraft är cirka 1 350 MW. Den röda linjen visar 50 % utav den installerade effekten. Antalet timmar som vindkraftsproduktionen var över 50 % utav installerad effekt var cirka 500 timmar för 2013.



Figur 19: Frekvensfördelningen för vindhastigheterna från en mätstation i Knäred.

I figur 19 visas frekvensfördelningen för vindhastigheterna från en mätstation i södra Sverige för årets timmar år 2013. Frekvensfördelningen för då vindhastigheten 2013 är över 12 m/s, märkeffekt för moderna vindkraftverk, är cirka 3,9 %. Det motsvarar 342 timmar om året.

5.4.3 Resultat östra Småland

Simuleringar

I simuleringsprogrammet var det 1378 MW vindkraft installerat i E.ONs regionnät. Utöver det så implementerades 1042 MW vindkraft i östra Småland för att studera hur förlusterna skulle påverkas om vindkraften som det har lämnats prisindikationer på skulle anslutas till E.ONs elnät. Tabell 6 visar hur mycket en procentuell andel motsvarar den installerade vindkraften i simuleringsprogrammet.

Tabell 6: Effekt vindkraft i simuleringsprogrammet

Vindkraft [%]	Effekt Vindkraft	
	E.ON regionnät [MW]	Prisindikationer [MW]
0	0,5	0,5
10	138	104
20	276	208
30	413	313
40	551	417
50	689	521
60	827	625
70	964	729
80	1102	834
90	1 240	939
100	1 378	1042

Systemlasten i E.ONs regionnät delades in i intervall om 500 MW, förutom det första intervallet, för att begränsa antalet simuleringar. För varje intervall beräknades medelvärdet av systemlasten i simuleringarna. Tabell 7 visar lastintervallen, medelvärdet av systemlasten för de olika lastintervallen, antal timmar för intervallen och vindkraftsproduktionen för lastintervallen.

Tabell 7: Sortering av insamlade data för E.ONs regionnät

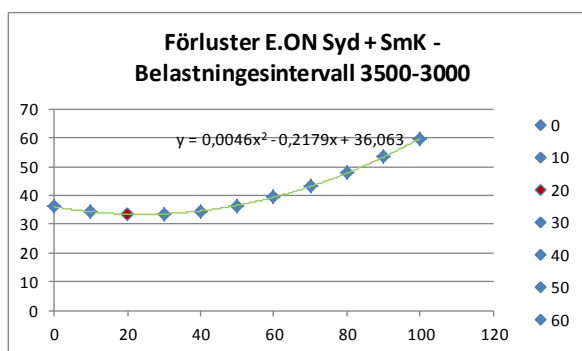
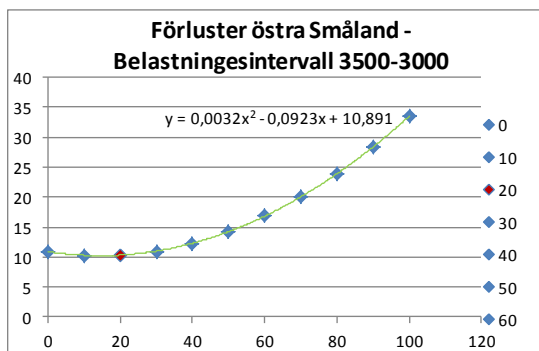
Lastintervall [MW]	Simuleringslast [MW]	Antalet timmar [h]	Vindkraftsproduktionen i genomsnitt för intervallen [MW]
5200-4500	4699	35	436,9
4500-4000	4202	286	306,1
4000-3500	3724	821	301,5
3500-3000	3236	1314	310,6
3000-2500	2743	2159	244,4
2500-2000	2245	2184	243,1
2000-1500	1789	1704	234,7
1500-1000	1363	257	261,2

För varje simuleringslast utfördes 11 simuleringar där den installerade vindkraften stegades från 0 % till 100 %, i steg om 10 %. Förlustrapporter togs fram med hjälp av PSS/E och resultatet skrevs in i en förlustmall i Excel. Figur 22 visar resultatet från simuleringarna för lastintervallet 3500-3000 MW. Förlusterna i E.ONs regionnät har också beräknats för att

jämföra förlusterna i elnätet för östra Småland mot ett större elnät. För alla åtta lastintervall gjordes motsvarade simuleringar.

Intervall	3500-3000
Last E.ONSYD+SmKraft	3235,6
Vindkraft E.ON SYD	1377,5
Nya Vindkraft östra Småland	1042

Vindkraft [%]	Effekt Vindkraft		Förluster		Förluster E.ON Syd + Smk
	E.ON + SmKraft [MW]	Nya anslutning [MW]	MW	MVAR	MW
0	0,5	0,5	10,93	198,78	36,1
10	137,75	104,2	10,28	187,56	34,3
20	275,5	208,4	10,28	181,86	33,5
30	413,25	312,6	10,93	181,4	33,7
40	551	416,8	12,31	189,58	34,6
50	688,75	521	14,25	200,57	36,5
60	826,5	625,2	16,83	216,96	39,4
70	964,25	729,4	20,03	238,36	43,2
80	1102	833,6	23,86	265,23	47,8
90	1239,75	937,8	28,33	297,66	53,4
100	1377,5	1042	33,46	336,13	59,8



Figur 20: Mall för data som simuleringssprogrammet beräknade för en simuleringlast och varierad vindkraftsproduktion.

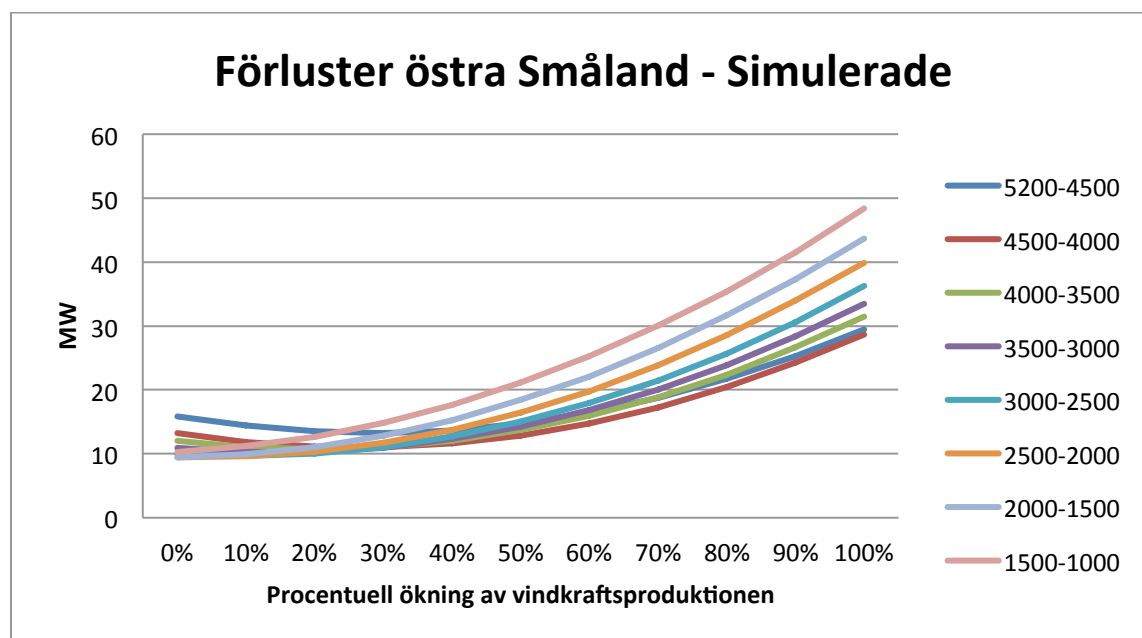
Till förlustvärdena i figur 22 anpassades ett andragsrads polynom för att kunna beräkna förlusterna för timvärdena från 2013. Uttrycken för förlusterna står även skrivet i graferna.

Figur 23 visar ett diagram över simulerade effektförluster som presenteras i Bilaga B, tabell 2.

Tabell 8 visar formlerna som anpassades efter förlusterna i simuleringarna. Dessa formler implementerades för varje timme i rätt lastintervall för att beräkna förlusterna för 2013. Förlustformlerna är en funktion andel vindkraftsproduktion av installerad effekt. Formlerna är anpassade efter resultaten i Bilaga B, tabell 2.

Tabell 8: Formlerna som har anpassats efter lastintervallen.

Lastintervall [MW]	Simulerad last [MW]	Formler
5200-4500	4699	$y = 0,0032x^2 - 0,1809x + 15,863$
4500-4000	4202	$y = 0,0032x^2 - 0,1696x + 13,222$
4000-3500	3724	$y = 0,0032x^2 - 0,1299x + 12,055$
3500-3000	3238	$y = 0,0032x^2 - 0,0923x + 10,891$
3000-2500	2743	$y = 0,0032x^2 - 0,0623x + 9,9679$
2500-2000	2245	$y = 0,0033x^2 - 0,0263x + 9,5279$
2000-1500	1789	$y = 0,0033x^2 + 0,016x + 9,4122$
1500-1000	1363	$y = 0,0033x^2 + 0,0537x + 10,302$



Figur 21: Effektprofiler över hur förlusterna i respektive lastintervall ser ut med ökad vindkraftsproduktion i simuleringarna för östra Småland.

Förluster östra Småland

För beräkningar av förlusterna för hela året så skapades en Excel-fil där alla timvärden, effektförluster och energiförluster summerades och sorterades. För att se uppbyggnaden av Excel-filen se Bilaga B, figur 1.

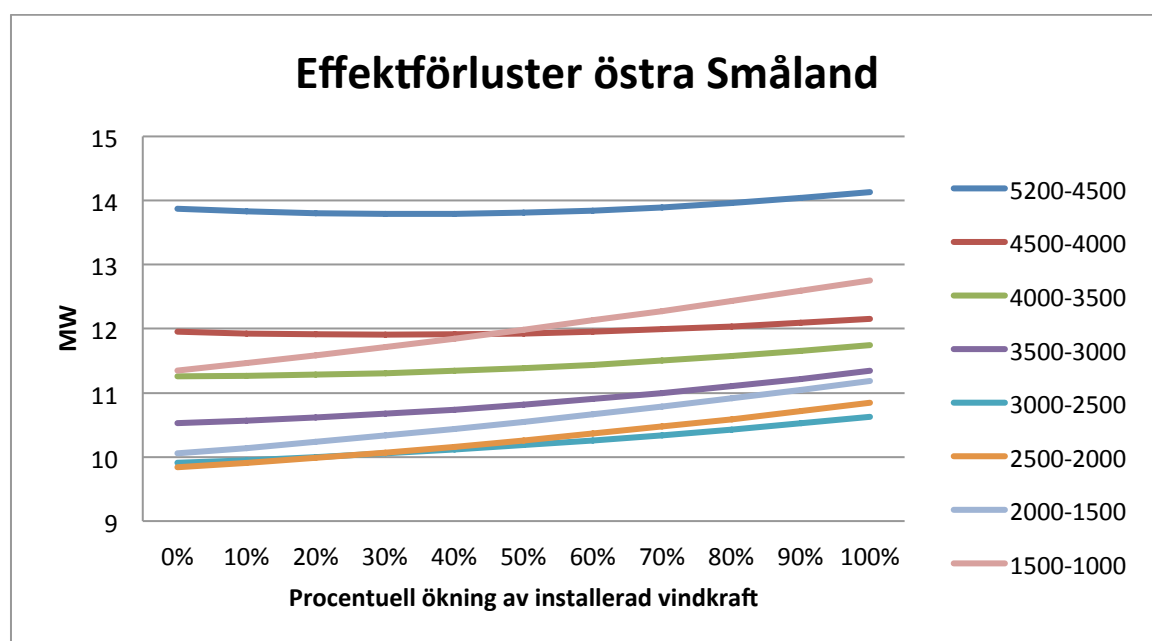
Figur 24 på nästa sida visar hur effektförlusterna ökar med större andel installerad vindkraft i östra Småland. Det är endast för lastintervallen 5200-4500 MW och 4500-4000 MW som effektförlusterna minskar med installerad vindkraft i östra Småland. För dessa två intervall är antalet timmar 321. Effekten från dessa två intervall blir alltså totalt sett väldigt liten. Tabellen för graferna i figur 24 finns i Bilaga B, tabell 3.

Tabell 9 visar en sammanställning där förlusterna i effekt och energi presenteras för data från 2013. Förlusterna är baserade på vindproduktionen för varje timme. Formlerna från tabell 8

har använts för att beräkna förlusterna i effekt för varje timme. För energiförlusterna har effektförlusterna multiplicerats med antalet timmar för lastintervallet.

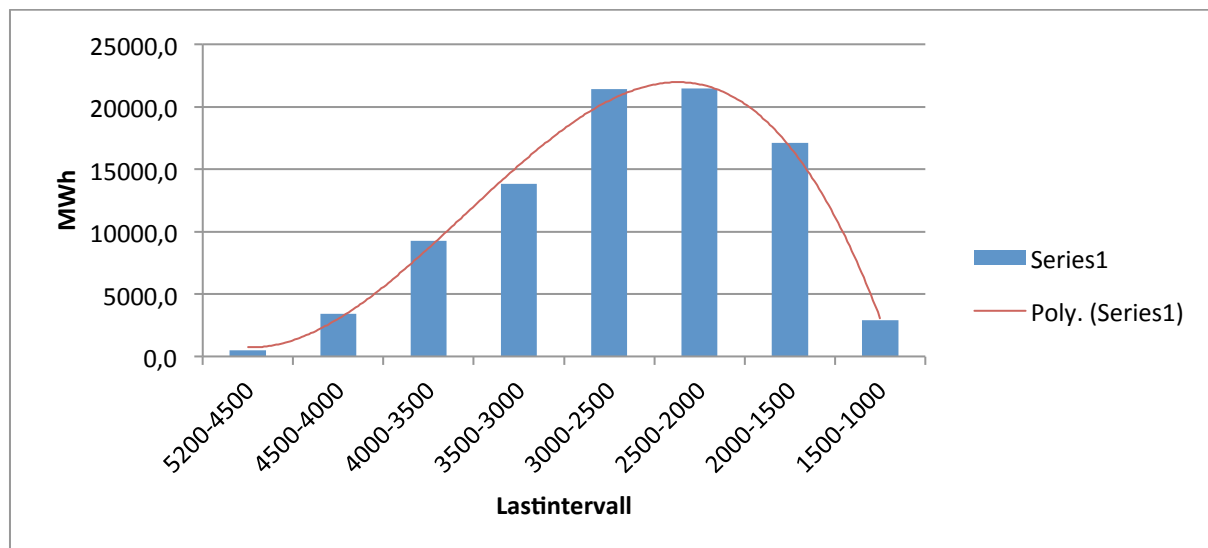
Tabell 9: Sammanställning av förlusterna för 2013.

Lastintervall	Timmar	Medelvärde vind. prod [MW]	Vind utav inst. [Medel %]	Medelförluster 2013 [MW]	Förluster Energi 2013 [MWh]
5200-4500	35	436,9	18,3	13,9	486
4500-4000	286	306,1	12,7	12,0	3418
4000-3500	821	301,5	12,5	11,3	9243
3500-3000	1314	310,6	12,8	10,5	13834
3000-2500	2159	244,4	10,1	9,9	21395
2500-2000	2184	243,1	10,1	9,8	21490
2000-1500	1704	234,7	9,7	10,1	17130
1500-1000	257	261,2	10,7	11,3	2916
Totalt	8760			88,8	89912



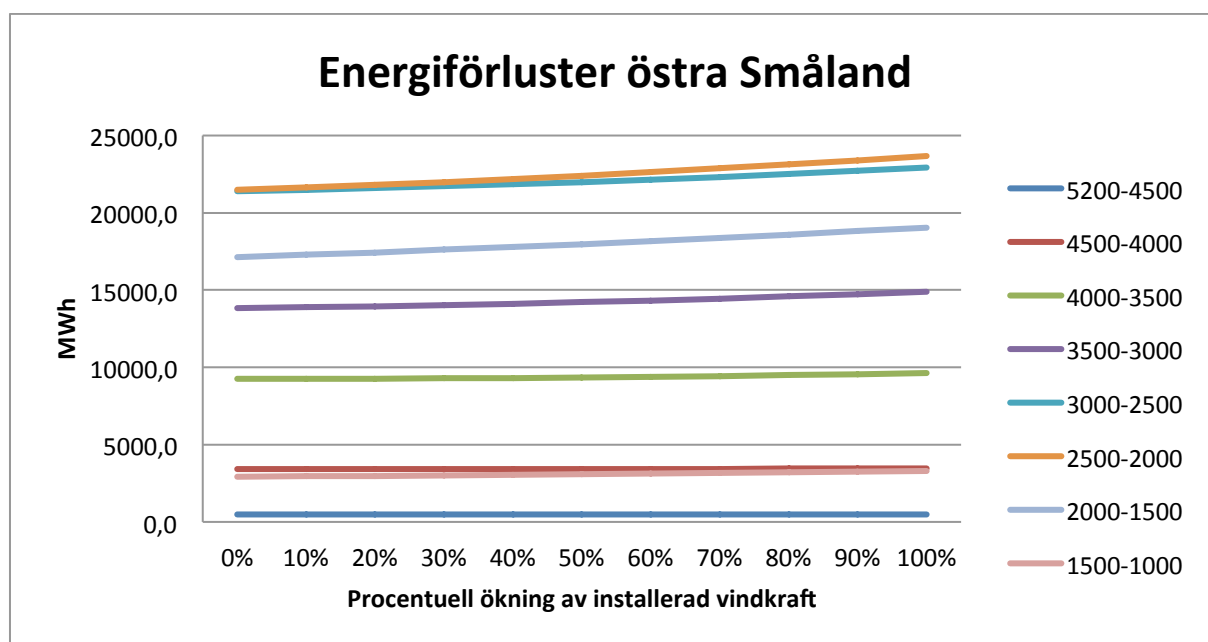
Figur 22: Graf över effektförlusterna för de olika lastintervallen. Till höger i grafen visas till vilket lastintervall respektive kurva tillhör.

Lastintervallen för där energiförlusterna har varit som störst 2013 har varit mellan 3000 MW och 1500 MW, se figur 25.

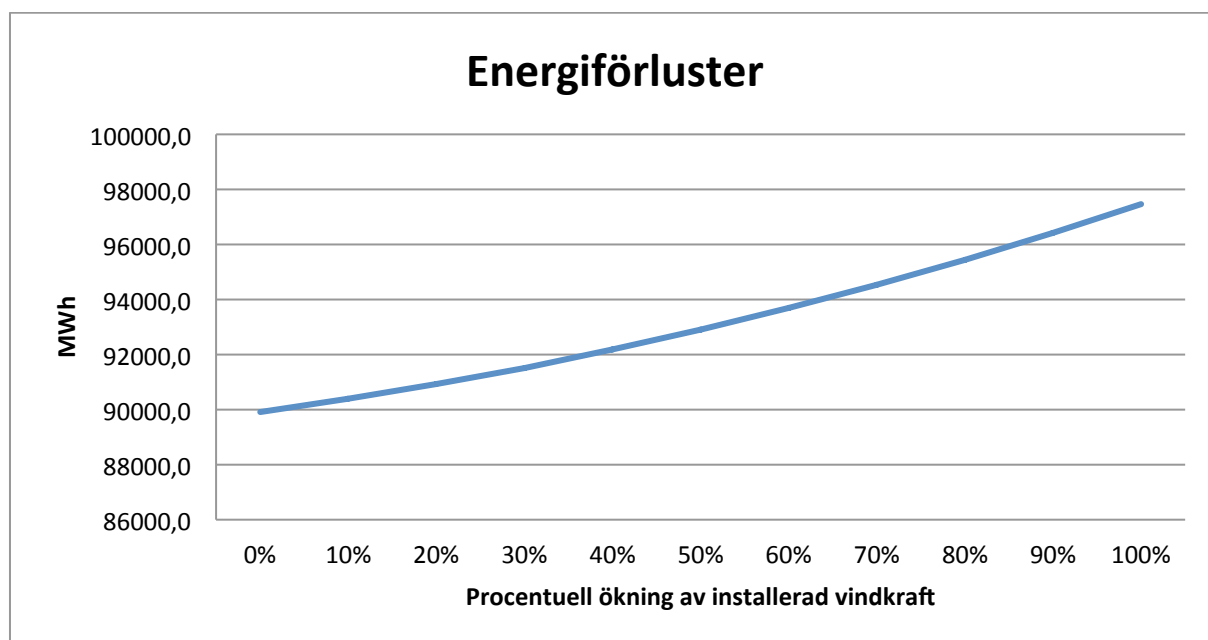


Figur 23: Diagrammet visar inom vilket lastintervall som energiförlusterna var som störst 2013.

Figur 26 visar energiförlusterna för respektive lastintervall då den installerade vindkraftsproduktionen har ökat i östra Småland. Energiförlusterna var som störst för lastintervallen 3000-2500 MW och 2500-2000 MW. Resultatet var väntat eftersom timmarna som lastintervallen varade var som mest för de två intervallen.



Figur 24: Energiförlusterna för elnätet i östra Småland med ökad vindkraftsproduktion.



Figur 25: Totala energiförlusterna för ett helt år för elnätet i östra Småland då den installerade vindkraftsproduktionen ökar.

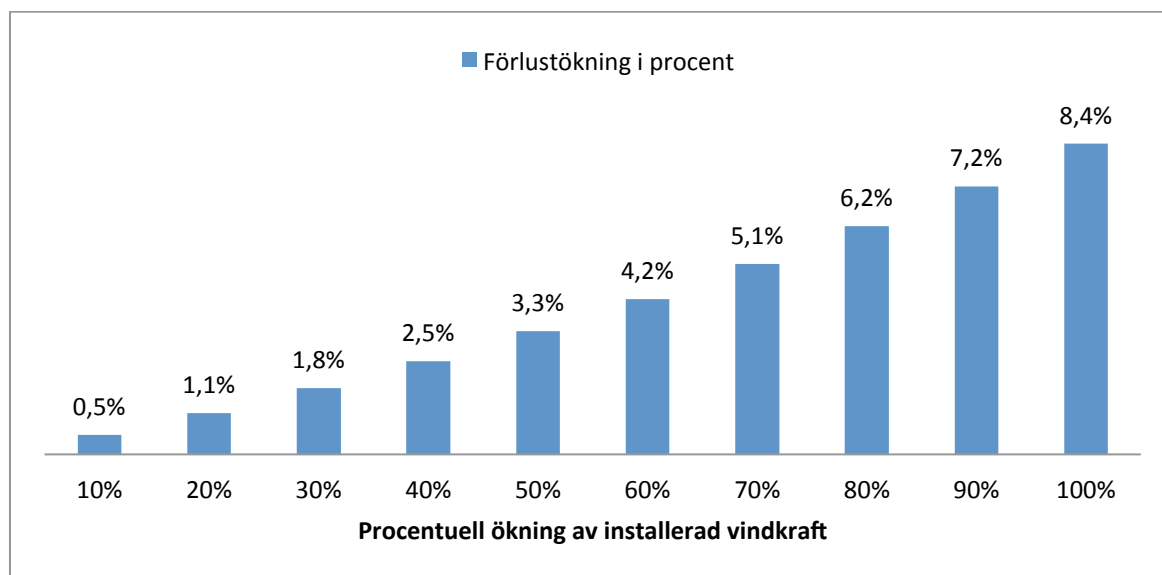
Figur 27 visar hur energiförlusterna i elnätet för östra Småland ökar då den installerade vindkraften i området ökar. 0 % visar hur stora förlusterna var 2013. 10 % visar hur stora förlusterna hade varit om 10 % utav vindkraftseffekten som det har lämnats prisindikationer på hade varit installerat. Förlusterna har beräknats för samma last- och vindförhållanden.

Energiförlusterna för 2013 beräknades till cirka 90 GWh med hjälp av data och simuleringar. Tabell 10 visar hur stora förlustkostnaderna hade varit med ny installerad vindkraft i östra Småland med en förlustkostnad på 500 kr/MWh (källa E.ON).

Tabell 10: Förlustkostnader för ökad vindkraftsproduktion i östra Småland.

Andel prisförfrågningar som har implementerats	Energiförluster [MWh]	Kostnad [500 kr/MWh]
0 %	89 911	44 956 tkr
10 %	90 384	45 192 tkr
20 %	90 919	45 460 tkr
30 %	91 517	45 759 tkr
40 %	92 178	46 089 tkr
50 %	92 902	46 451 tkr
60 %	93 688	46 844 tkr
70 %	94 537	47 268 tkr
80 %	95 448	47 724 tkr
90 %	96 423	48 211 tkr
100 %	97 460	48 730 tkr

Med ökad andel installerad vindkraft så ökar förlusterna i elnätet för östra Småland, se figur 28. Det som förmodligen är mest troligt de närmaste 10-15 åren är att andelen vindkraft som installeras i östra Småland är mellan 10-30 % av effekten som det har lämnats prisindikationer på.



Figur 26: Figuren visar den procentuella förändringen i energiförlusterna för ökad andel vindkraftsproduktion i östra Småland.

Eftersom den enda tillgängliga data är för 2013, vilket är väldigt begränsat, så skiftades vindkraftsproduktionen mellan lastintervallerna för att studera om resultatet blev som förväntat även då. Vindkraftsproduktionen skiftades 4 månader i förhållande till lasten, vindkraftsproduktionen varierades slumpmässigt och vissa specifika månader sattes vindkraftsproduktionen till väldigt lite. Resultatet visade att energiförlusterna i elnätet ökade även då vindkraftsproduktionen skiftades mellan lastintervallerna.

5.4.4 Resultat E.ONs regionnät

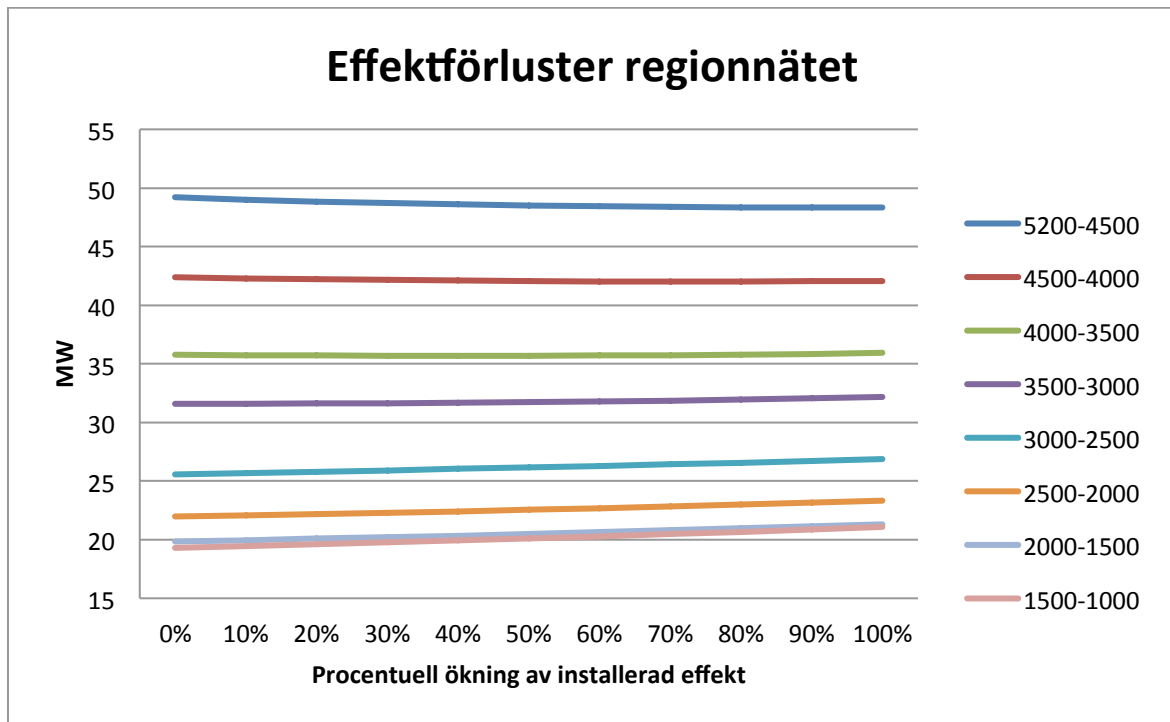
För att studera vindkraftens påverkan på förlusterna för ett större nät så gjordes en analys på hela E.ONs regionnät. Tillvägagångssättet har varit samma som för simuleringarna och beräkningarna för östra Småland. Vindkraften som har reglerats har varit 2 420 MW, dvs. 1 378 MW vindkraft installerat i PSS/E från början och 1 042 MW vindkraft installerat för lämnade prisindikationer i östra Småland. Vindkraftsverken har varit placerade på samma ställen som för simuleringarna för östra Småland. Skillnaden för resultatet är att nätet som studerats har varit mycket större då fler ledningar inkluderades. Eftersom produktionen från olika anläggningar har varit anslutna på olika spänningsnivåer har lägre spänningsnivåer i simuleringsprogrammet PSS/E också tagits med. Vi väljer att kalla det för E.ONs regionnät eftersom majoriteten av ledningarna är på spänningsnivån 130 kV – 40 kV, se tabell 11.

E.ONs regionnät	
Spänningsnivå [kV]	Antal ledningar [st]
135	324
69	2
55	38
44	11
33	6
22	7
21.4	1
19.9	1
17	1
15.8	1
11	21
10.7	1
10.5	7
6.6	3
5.5	1
TOTAL	425

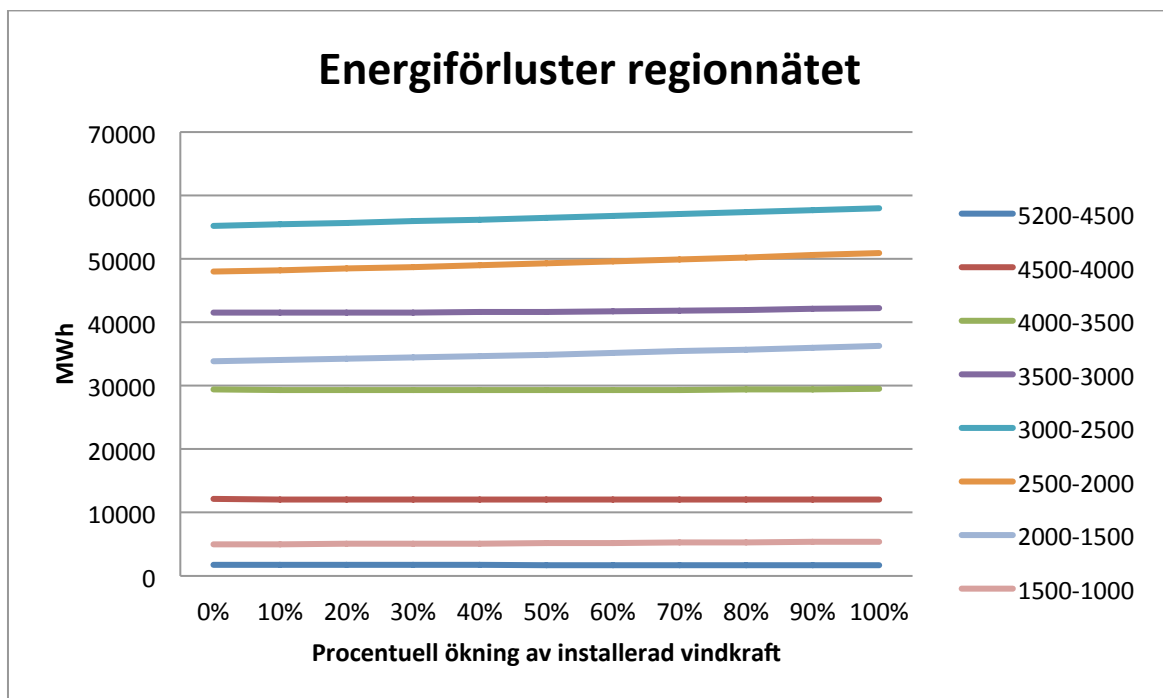
Tabell 11: Antal ledningar per spänningsnivå i PSS/E.

Att spänningsnivån var lite högre i simuleringsprogrammet var för att anpassa beräkningarna för hur elnätet körs i verkligheten. Ofta är spänningarna lite högre på ledningarna för att minska strömmen i nätet.

Figur 29 visar effektförlusterna i E.ONs regionnät för respektive lastintervall då den installerade vindkraften ökar upp till 1 042 MW i östra Småland.

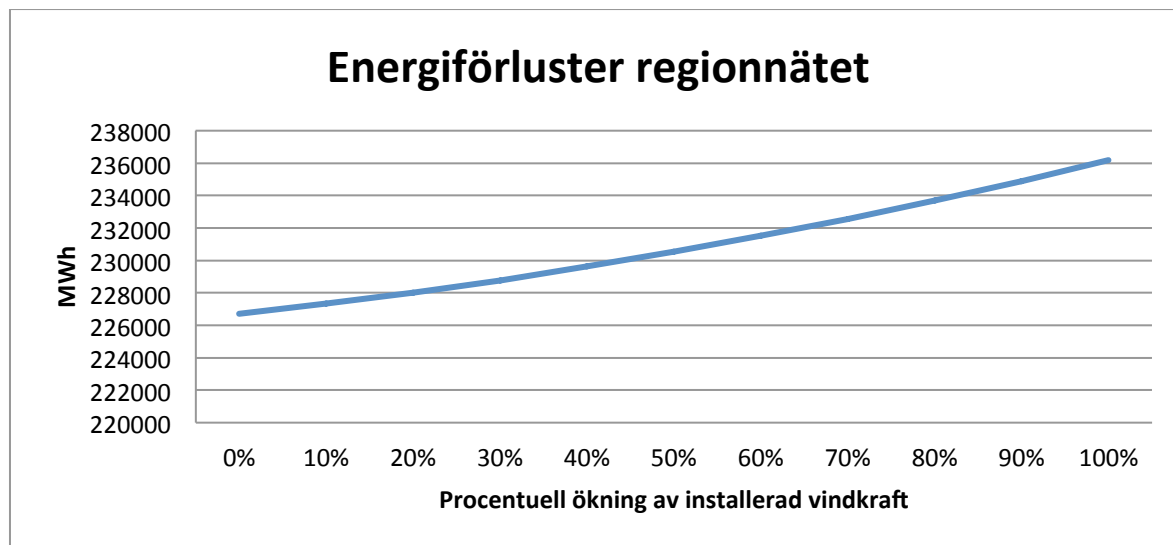


Figur 27: Effektförusterna för respektive lastintervall med ökad vindkraftsproduktion.



Figur 28: Energiförlusterna för respektive intervall för E.ONs regionnät.

Figur 31 visar hur de totala energiförlusterna ökar med större andel installerad vindkraft i östra Småland. Se Bilaga B, tabell 5 för energiförlusterna i respektive lastintervall.



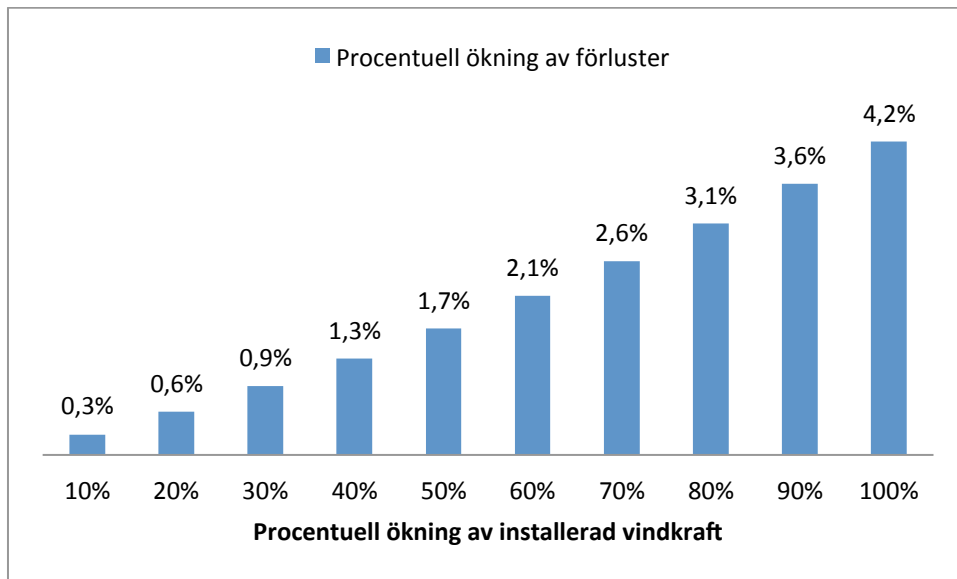
Figur 29: Totala energiförlusterna med ökad vindkraftsproduktion i E.ONs regionnät.

Tabell 12 visar kostnaden för energiförlusterna om den installerade vindkraftsproduktionen hade ökats i steg om 10 % upp till 1 042 MW.

Ökad andel vindkraftsproduktion	Energiförluster [MWh]	Kostnad [500 kr/MWh]
0 %	226 707	113 354 tkr
10 %	227 325	113 662 tkr
20 %	228 015	114 008 tkr
30 %	228 779	114 390 tkr
40 %	229 616	114 808 tkr
50 %	230 527	115 263 tkr
60 %	231 510	115 755 tkr
70 %	232 567	116 284 tkr
80 %	233 697	116 849 tkr
90 %	234 901	117 450 tkr
100 %	236 177	118 089 tkr

Tabell 12: Kostnaden för energiförlusterna i E.ONs regionnät med ökad vindkraftsproduktion.

Figur 32 visar hur den procentuella ökningen av förlusterna då den installerade vindkraften ökar i östra Småland.

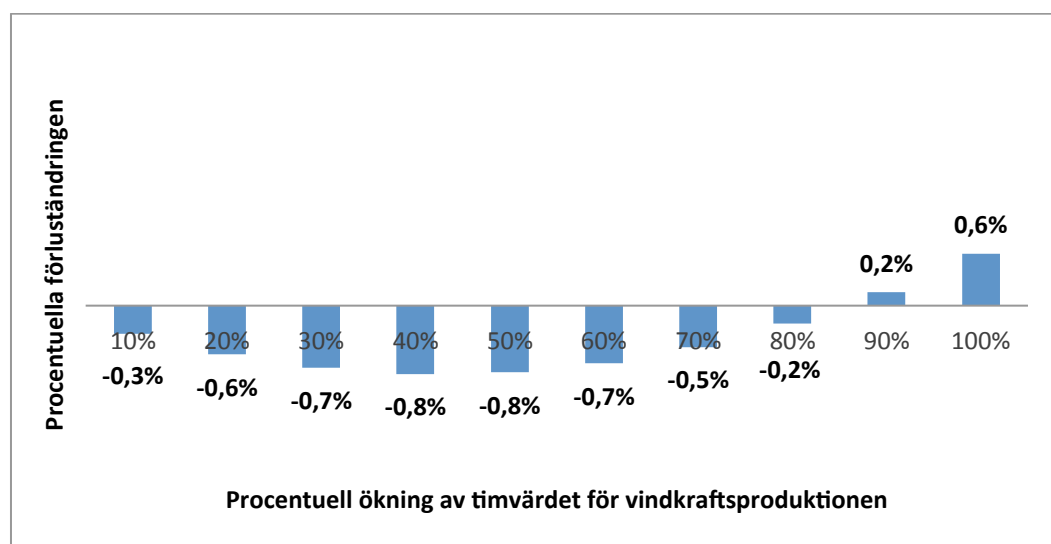


Figur 30: Den procentuella förändringen av förlusterna då den installerade vindkraften ökar i E.ONs regionnät.

Jämförelse av förluster

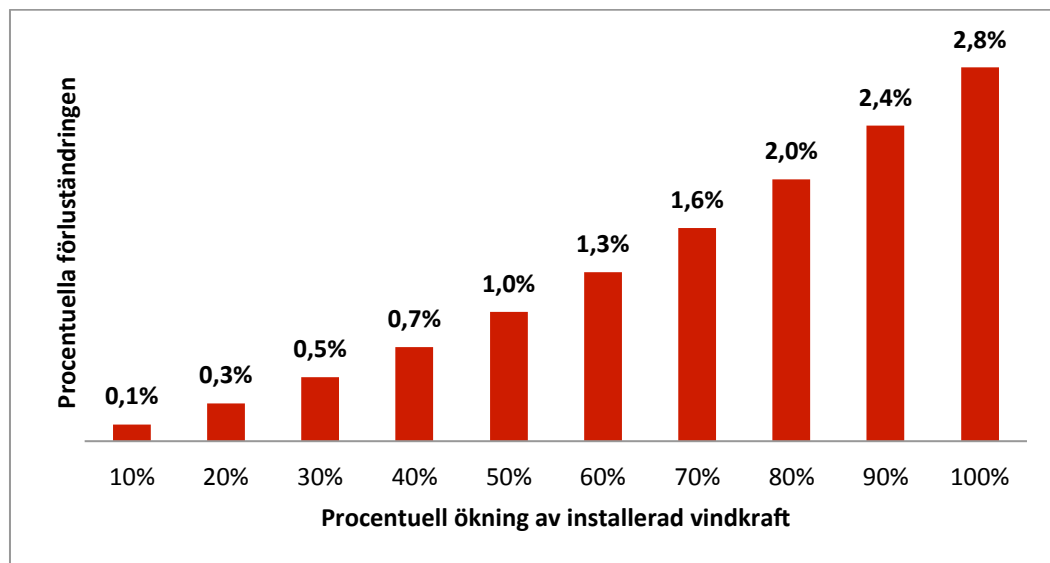
För att studera hur mer installerad vindkraft påverkar förlusterna så kördes simuleringar med befintlig vindkraft i PSS/E (1 378 MW) och simuleringar med ökad andel installerad effekt (2 420 MW). Till skillnad från de första simuleringarna för E.ONs regionnät är i dessa förlustberäkningar 11 stamnätsledningar inkluderade. Det är de förbindelser som är kopplade till E.ONs regionnät.

Figur 33 visar hur förlusterna ökar i E.ONs regionnät då det blåser mer med 1 378 MW vindkraft installerat i E.ONs regionnät, dvs. producerade effekten från vindkraften ökas för varje timme. Det är vindkraftsproduktionen för varje timme som alltså har ökats. Då timvärden har varit 100 MW så har 10 % ökning inneburit 110 MW vindkraftsproduktion. För dessa simuleringar har den installerade vindkraften varit 1 378 MW. Vid 100 % ökning har vindkraftsproduktionen för varje timme dubblats.



Figur 31: Visar hur förlusterna påverkas med ökad vindkraftsproduktion av dagens installerade på 1378 MW.

Den installerade vindkraften idag har en positiv inverkan på förlusterna för E.ONs regionnät. Figur 34 visar förändringen av energiförlusterna då den installerade vindkraften på 1 042 MW installeras i östra Småland. Den procentuella ökningen av den installerade vindkraften för figur 34 har endast gjorts på vindkraften med prisindikationer.



Figur 32: Förändringen av förlusterna då den installerade vindkraften ökar upp till 2420 MW.

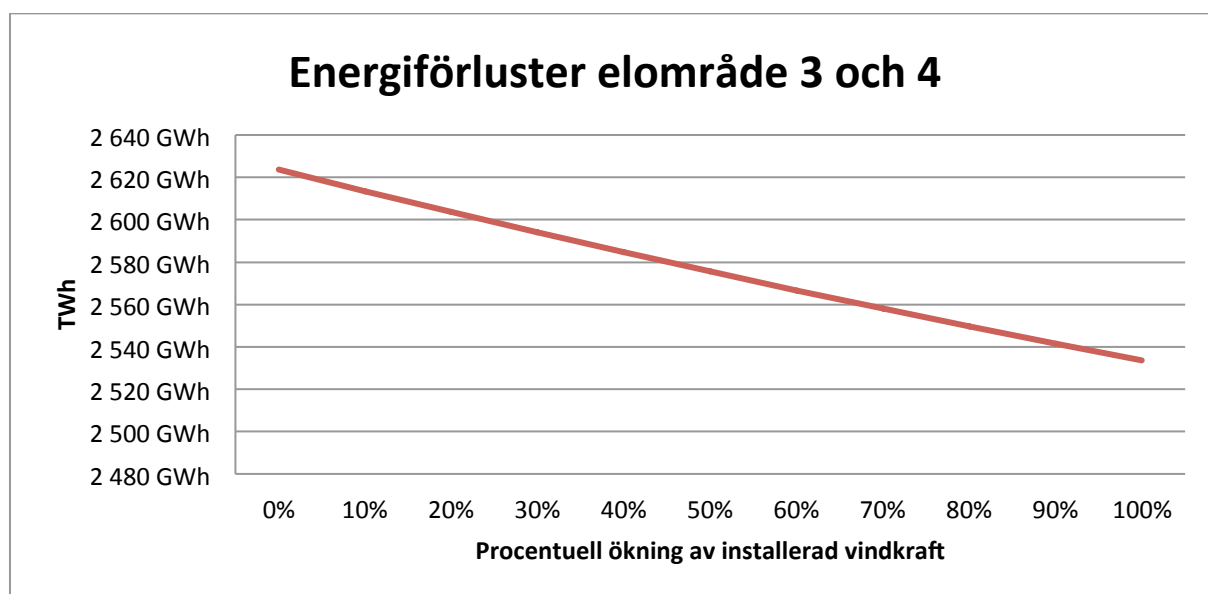
Den installerade vindkraften i E.ONs regionnät idag bidrar till minskade energiförluster med kapacitetsfaktor för vindkraften upp till 80 %. 2013 var aldrig vindkraftsproduktionen mer än 64 % av installerad effekt vilket betyder att all vindkraftsproduktion 2013 bidrog till minskade förluster i elnätet. Däremot visar figur 39 att om den installerade effekten hade varit 10 % mer så hade förlusterna ökat istället.

Värt att notera är att för dessa förluster med 11 stamnätsledningar så är den procentuella ökningen av förlusterna mindre än för förlusterna enbart i E.ONs regionnät, jämför figur 32 och 34. Det tyder på att ökad installerad effekt påverkar de lägre spänningsnivåerna mer.

Elområde 3 och 4

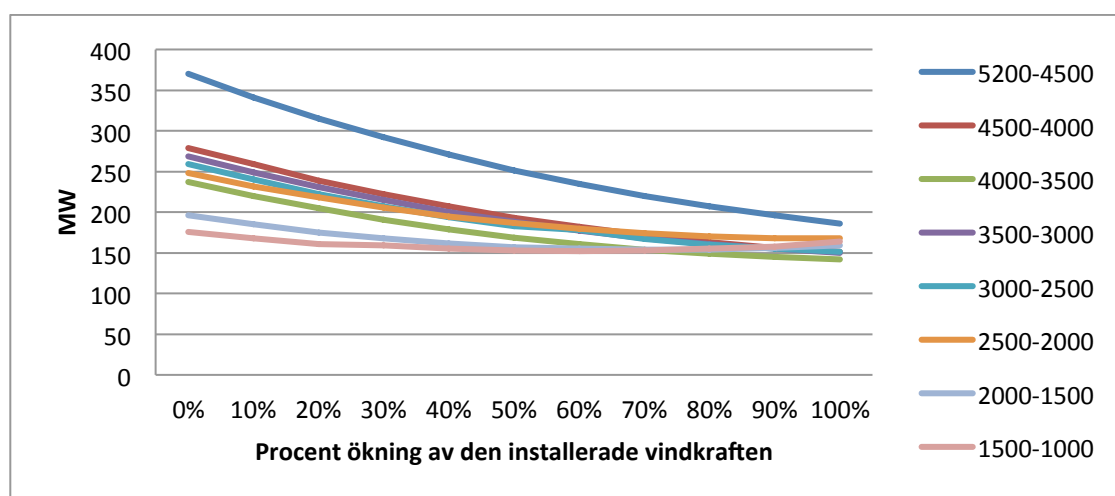
Vindkraften påverkar även överliggande nät. För att studera elnätet ur ett helhetsperspektiv så simulerades elnätsförlusterna för elområde 3 och elområde 4. Simuleringar och beräkningar gjordes på hela nätet, dvs. 400 kV och neråt i respektive område. Simuleringarna har gjorts på samma sätt som för fallen tidigare och med ökning av installerad vindkraft upp till 2 420 MW.

Figur 35 visar energiförlusterna för elområde 3 och elområde 4 med större andel installerad vindkraft i östra Småland. Mer installerad vindkraft i östra Småland visar att de totala energiförlusterna minskar för elområdena.



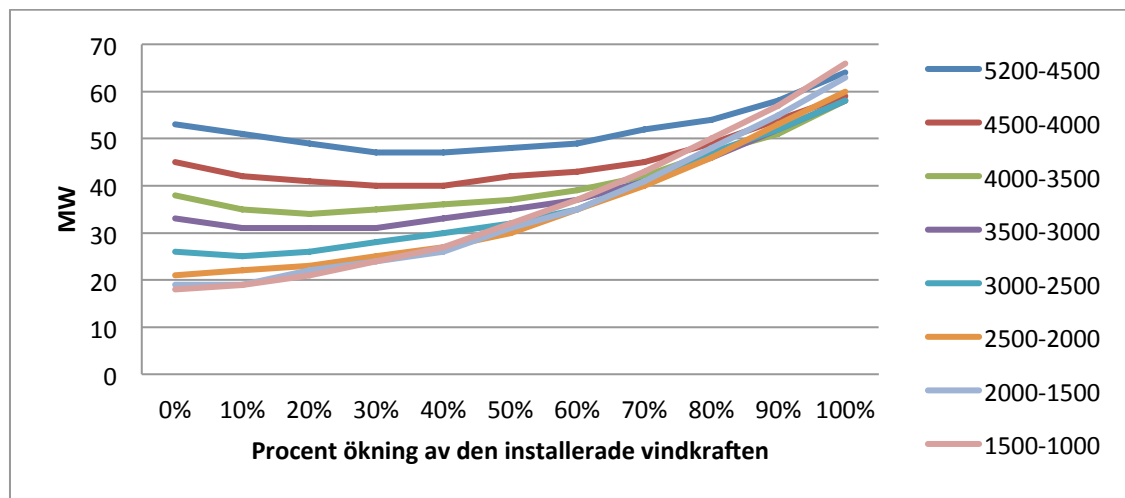
Figur 33: Energiförlusterna för hela nätet i elområde 3 och 4.

Figur 36 visar simuleringsresultaten för hur förlusterna på stamnätet minskade för ökad vindkraftsproduktion upp till 2 420 MW. Varje linje representerar ett lastintervall.



Figur 34: Effektörlusterna för 400 kV i elområde 3 och 4.

Figur 37 visar effektförlusterna i elområde 3 och 4 för spänningsnivån 130 kV och neråt.



Figur 35: Effektförlusterna på spänningsnivån 130kV och nedåt.

Elområde 3 och 4	
Spänningsnivå	Ledningar
400	126
220	76
135	324
69	2
55	38
44	11
33	6
22	7
21	1
19.9	1
17.0	1
15.8	1
11.8	1
11.0	22
10.7	1
10.5	7
6.6	3
5.5	1
TOTAL	629

Tabell 13: Spänningsnivå och antal ledningar per spänningsnivå. Data hämtad från simuleringsprogrammet PSS/E.

5.5 Simulering av förluster i östra Småland med nya ledningar

För att öka kapaciteten i elnätet kan befintliga linor bytas ut mot antingen linor med grövre area eller mot linor med en annan konstruktion. I studien för förlusterna i östra Småland har sex linor på olika sträckor i elnätet byts ut mot ACCC-linor. ACCC-linor valdes för att de minskade förlusterna markant jämfört mot motsvarande ACSR-linor.

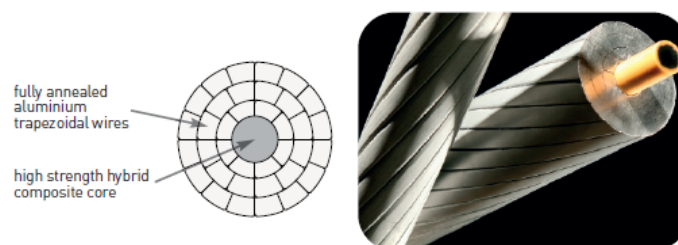
ACCC-linor

ACCC-linor består av legerade aluminiumtrådar i trapetsform tvinnade runt en kompositkärna av karbon och glasfiber, se figur 38. Några av fördelarna med denna typ av kabel anses vara

- Ökad kapacitet på ledningen
- Mindre nerhäng
- Minskade förluster
- Minskade projektkostnader.

ACCC-lina ska ge minskade förluster jämför mot en ACSR-lina för samma vikt och diameter på lina. För att det ska vara möjligt så måste parametrarna för de nya linorna ha lägre impedans per kilometer än för de som redan är installerade.

Motiveringen till minskade projektkostnader syftar på att med ACCC-linor ökar effektkapaciteten, mindre nerhäng och är starkare för samma vikt och diameter som för en ACSR-lina. Det innebär att ökad kapacitet på ledningssträckan kan fås utan byte av stolpar och därav mindre projektkostnader.



Figur 36: Tvärsnittsbild på en ACCC-lina.

Den ökade kapaciteten med ACCC-linor beror bland annat på att aluminiumtrådarna är formade som trapetsar. Det gör att de kan sitta tätare och minska luftgapet mellan aluminiumtrådarna. Tvärsnittsarean för aluminiumet blir större och därför också resistansen i lina. Med det starkare kompositmaterialet kan arean för mekaniska styrkan minska och aluminiumarean kan göras större.

ACCC-linornas främsta egenskap är att effektkapaciteten ökar jämfört mot ACSR-lina av samma storlek tack vare de termiska egenskaperna för lina. Men i denna rapport har det endast tagits hänsyn till deras egenskaper att minska förlusterna i nätet.

5.5.1 Metod

För att bestämma var linbyten skulle ske simulerades olika lastfall med varierande vindkraftsproduktion för att studera förlusterna på enskilda ledningar. De ledningar som

kunde orsaka flaskhalsar i nätet då vindkraftsproduktionen ökade identifierades och byttes ut i PSS/E. Även ledningar som hade höga förluster i förhållande till resterande ledningar byttes ut. Sammanlagt var det sex ledningar om byttes ut i östra Småland.

För att få fram parametrarna till PSS/E för de nya ACCC-linorna användes programmet *LineProperties*. Där skrevs de tekniska specifikationerna in för ledningarna och programmet omvandla det till parametrar som kunde användas i PSS/E.

Simuleringarna för de nya linorna gjordes på samma sätt som för förlusterna i östra Småland tidigare. Rapporter skrevs ut på effektförlusterna för respektive lastintervall, formler för förlusterna beräknades och data för 2013 användes för att ta fram energiförlusterna.

5.5.2 Resultat

Ledningar

För att identifiera ledningar nära sin kapacitetsgräns i östra Småland kördes simuleringar med 1 800 MW last och varierande vindkraft. De inställda varningsgränserna för simuleringens programmet var för normallast sommartid för kapacitetsberäkningar.

Tabell 14: Ledningar som PSS/E indikerar på.

Från	Till	kV	Effekt på ledningen [MW]	Kapacitetsgräns [MW]	Procent
Västervik	Fårhult	130	220	144	153
Nybro	Emmaboda	130	63	91	69,2
Simpevarp	Botorp	130	156	157	99,2
Fårhult	Botorp	130	180	157	114

Tabell 14 visar belastningen på ledningarna vid 30 % vindkraftsproduktion av den totalt befintliga och nya installerad effekten på 2 420 MW i östra Småland. Anledningen till att simuleringarna gjordes för last på 1 800 MW och sommartid var för att risken för nerhäng på ledningarna är som störst då.

För att hitta de ledningar där förlusterna var störst i förhållande till resterande ledningar i området skrevs en förlustrapport ut från PSS/E för varje ledning i östra Småland, se tabell 15. Lasten i system var 5 202 MW och vindkraftsproduktionen 1 210 MW för installerad vindkraft på 2420 MW inklusive prisindikationerna i östra Småland.

Tabell 15: Förlusterna på ledningarna.

Från	Till	kV	Förluster kW
Idhult	Stävlö	130	930
Alvesta	S_ljung	130	980
Emmaboda	Nybro	130	2210

Tabell 16 visar parametrarna som implementerades i PSS/E för nya ACCC-linor. Programmet behövde värden för *resistans* R , *reaktans* X och *susceptans* B för att definiera linornas egenskaper. I tabellen nedan är värdena uträknade på längden för linorna.

Tabell 16: Värden för nya ACCC-linor som implementerades i PSS/E.

Ledningar mellan	Avstånd (km)	Gamla värden			Nya värden		
		R1	X	B	R1	X	B
Fårhult - Väster	14	0,56	5,10	0,14	0,73	5,38	0,13
Nybro - Emmaboda	26	3,62	10,91	0,24	3,17	10,92	0,24
Fårhult - Botorp	18	0,95	6,97	0,17	0,94	6,98	0,17
Simpevarp - Botorp	22	1,16	8,52	0,21	1,15	8,54	0,21
Idhult - Stävlö	24	3,41	10,06	0,21	2,91	10,11	0,21
Alvesta - S_ljung	36	2,22	13,77	0,34	1,65	13,70	0,34

Förluster

Tabell 17 visar förlusterna för ACCC-linorna i simuleringarna för östra Småland. Simuleringarna för nya och gamla ledningar har gjorts för samma last och vindkraftsproduktion.

Tabell 17: Skillnad i förluster på ledningarna med ACCC-linor och för tidigare installerade linor.

	Förluster kW		Förlustreduktion
	Gamla	Nya	
Fårhult - Väster	1044	894	14 %
Nybro - Emmaboda	2416	1907	21 %
Fårhult - Botorp	1929	1713	11 %
Simpevarp - Botorp	1 407	1375	2 %
Idhult - Stävlö	963	790	18 %
Alvesta - S_Ljung	1008	733	27 %

För last och vindkraftsproduktion 2013 jämfördes effekt- och energiförlusterna innan och efter nya ledningar implementerade i PSS/E. Tabell 18 visar differensen mellan förlusterna innan och efter implementering av ACCC-linor.

Tabell 18: Sammanställning av förlusterna med nya ACCC-linor.

Lastintervall	Timmar	Effektörluster [MW]		Energiförluster [MWh]		Diff [MWh]
		Gamla ledningar	Nya ledningar	Gamla	Nya	
5200-4500	35	13,87	13,76	486	482	4
4500-4000	286	11,95	11,90	3418	3402	16
4000-3500	821	11,26	11,18	9243	9181	62
3500-3000	1314	10,53	10,45	13834	13730	104
3000-2500	2159	9,91	9,86	21395	21284	111
2500-2000	2184	9,84	9,81	21490	21428	63
2000-1500	1704	10,05	10,03	17130	17084	46
1500-1000	257	11,35	11,28	2916	2900	16

På samma sätt som för tidigare förlustberäkningar togs polynom fram för effektörlusterna. Tabell 19 visar formlerna för förlusterna i östra Småland med ACCC-linor installerade.

Tabell 19: Formler för effektörluster för simuleringar med ACCC-linor.

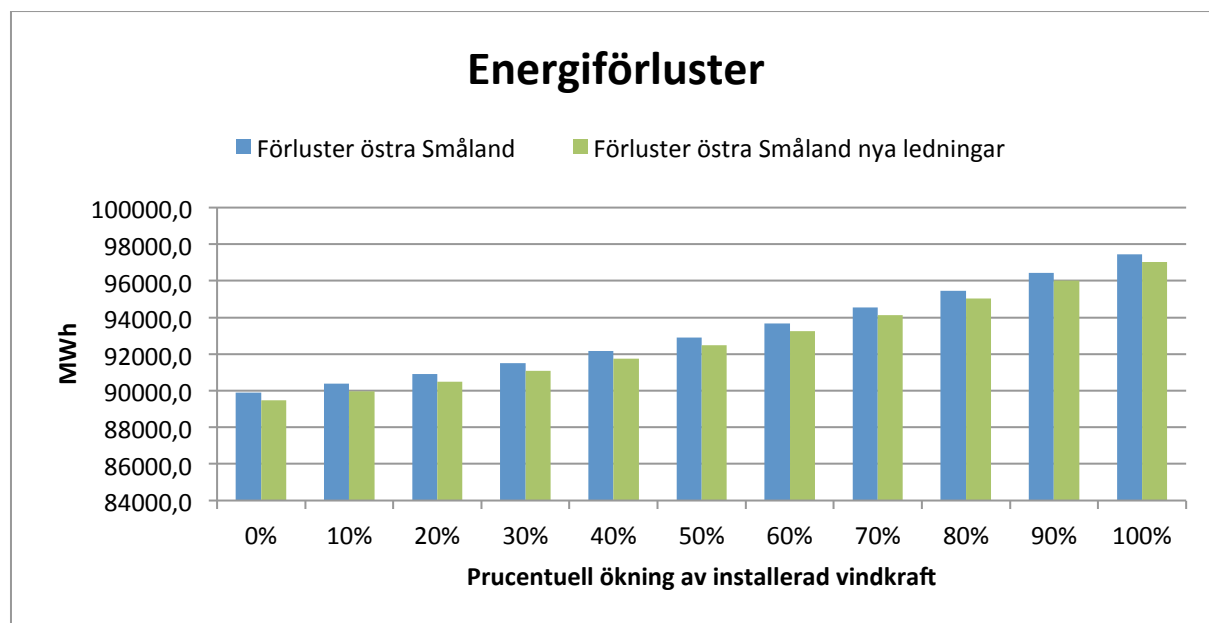
Belastningsintervall	Simulerad last [MW]	Förlustuttryck
5200-4500	4699	$y = 0,0032x^2 - 0,1818x + 15,764$
4500-4000	4202	$y = 0,0032x^2 - 0,1698x + 13,168$
4000-3500	3723	$y = 0,0032x^2 - 0,1307x + 11,99$
3500-3000	3235	$y = 0,0032x^2 - 0,093x + 10,821$
3000-2500	2743	$y = 0,0032x^2 - 0,06x + 9,8933$
2500-2000	2245	$y = 0,0033x^2 - 0,027x + 9,5062$
2000-1500	1789	$y = 0,0033x^2 + 0,0158x + 9,3872$
1500-1000	1363	$y = 0,0031x^2 + 0,057x + 10,232$

I tabell 20 visas differensen mellan effektförlusterna för lastintervallen för simuleringar med och utan ACCC-linor. Det som är intressant är att för lastintervallet 3000-2500 MW minskar energidifferensen med ökad vindkraftsproduktion. Så är det inte för de andra lastintervallen.

Tabell 20: Differensen i energiförluster med ökad vindkraftsproduktion för simuleringar med och utan ACCC-linor. Rödmarkerade siffror visar en minskning av energiförlusterna.

Lastintervall	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
5200-4500	4,0	4,1	4,1	4,2	4,2	4,3	4,3	4,3	4,4	4,4	4,5
4500-4000	16,2	16,2	16,3	16,3	16,4	16,4	16,5	16,6	16,6	16,7	16,7
4000-3500	61,5	62,2	62,8	63,4	64,0	64,6	65,3	65,9	66,5	67,1	67,7
3500-3000	103,8	104,7	105,5	106,4	107,3	108,2	109,1	110,0	110,9	111,8	112,7
3000-2500	111,0	107,2	103,4	99,6	95,8	92,0	88,2	84,4	80,7	76,9	73,1
2500-2000	62,8	63,9	65,1	66,2	67,4	68,6	69,7	70,9	72,1	73,2	74,4
2000-1500	45,9	46,2	46,4	46,7	46,9	47,2	47,4	47,7	47,9	48,2	48,4
1500-1000	16,1	16,5	17,1	17,7	18,4	19,2	20,0	21,0	22,0	23,1	24,3

Figur 39 visar energiförlusterna med ökad vindkraftsproduktion för gamla och nya ledningar i östra Småland.



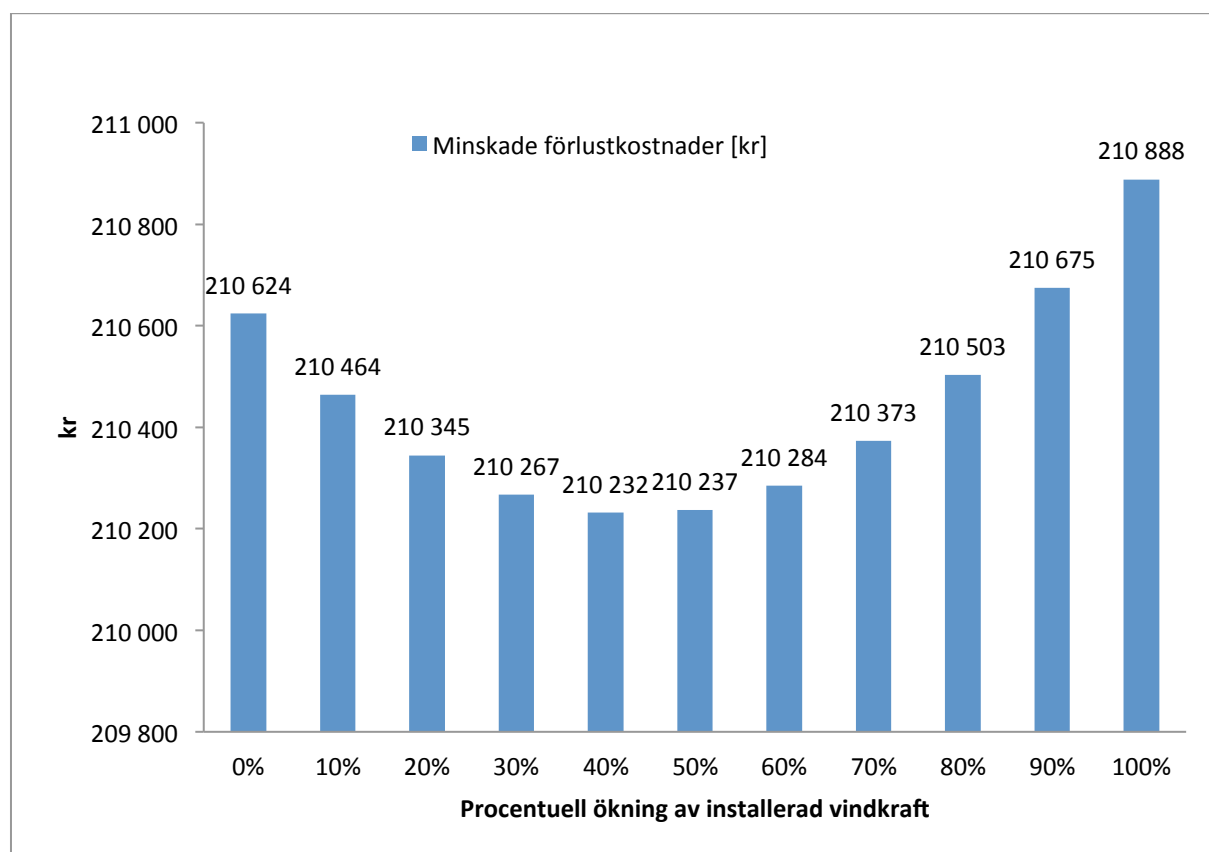
Figur 37: Energiförlusterna för simuleringar med och utan nya ACCC-linor.

Tabell 21 visar den totala differensen mellan energiförlusterna för simuleringar med och utan nya ACCC-linor då den installerade vindkraften ökar. Positiva värden på energiförlusterna innebär minskning av förlusterna med ACCC-linor.

Tabell 21: Differensen mellan effektförlusterna då vindkraftsproduktionen ökas.

Vindkraft	Energi [MWh]
0 %	421,2
10 %	420,9
20 %	420,7
30 %	420,5
40 %	420,5
50 %	420,5
60 %	420,6
70 %	420,7
80 %	421,0
90 %	421,4
100 %	421,8

Figur 40 visar hur mycket förlustkostnaderna minskar med de sex nya ACCC-linorna installerade i östra Småland. Totala förlustkostnaderna minskade med cirka 0,43 % jämför mot kostnaderna innan ACCC-linor. I stort sätt blir totala förlustkostnaderna oförändrade med hänsyn till procentuella ökningen av installerad effekt.



Figur 38: Minskning av förlustkostnaderna då de nya ACCC-linorna implementerades i PSS/E.

För beräkningar av förlustkostnader har det antagits att förlusterna kostar 500 kr/MWh.

För att beräkna de minskade förlustkostnader mot investeringskostnaderna för nya ACCC-linor så har prisuppgifterna i tabell 22 nedan använts. ACCC-linor antas vara dubbelt så dyra som motsvarande ACSR-lina.

Tabell 22: Prisuppgifter för byte av ledningar.

Typ av lina	Pris [kk./km]	Pris motsvarande ACCC-lina [kk./km]
FeAl 593	550	1 100
FeAl 324	330	660

Eftersom ACCC-linorna har valts efter motsvarande vikt och diameter som för befintliga linor så krävs inga stolpbyten. Inga arbetskostnader har heller antagits eftersom det antas att dessa linor hade behövt bytas ut ändå då de antas vara i dåliga skick. Därför har investeringskostnaderna endast baserats på priset för linan.

Tabell 23 visar de totala kostnaderna för byte av befintliga linor till ACCC-linor på de sex platserna i östra Småland.

Tabell 23: Totala kostnaderna för byte av linor till ACCC.

Kostnad för att byta ut linorna			
Lina mellan	Längd [km]	Typ	Kostnad för byte till ACCC-lina [Mkr.]
Fårhult - Väster	13,98	FeAl 593	15
Nybro - Emmaboda	26,41	FeAl 324	17
Fårhult - Botorp	18,135	FeAl 593	20
Simpevarp - Botorp	22,165	FeAl 593	24
Idhult - Stävlo	24,29	FeAl 324	16
Alvesta - S Ljung	35,66	FeAl 593	39
Summa	141 km		131 Mkr

För att beräkna om byte till ACCC-linor är lönsamt ur en investeringssynpunkt gjordes en beräkningskalkyl på 10 år. Det antogs att den installerade vindkraften i östra Småland ökar med 2 % av 1 042 MW varje år och att energiförluster kostar 500 kr/MWh. Tabell 24 visar minskade energiförluster och förlustkostnader på 10 år.

Tabell 24: Investeringskalkyl för 10 år.

Minskade förluster på 10 år	4209 MWh
Minskade kostnader 10 år	2,1 Mkr

På tio år minskar energiförlusterna med nya ACCC-linor med 4209 MWh och förlustkostnaderna med 2,1 miljoner kronor.

Från tabell 20 framgår det att i intervallet 3000-2500 MW så minskar differensen i förlusterna med nya ACCC-linor. Det är det enda intervallet som det sker i och vidare studier behöver göras för att identifiera orsaken.

6. Diskussion

Fiktivt nät

Det fiktiva nätet i rapporten byggdes upp för att studera kraftflödet i ett enkelt och mindre komplext nät. Det skulle vara en övning i att förstå och exemplifiera hur ett nät fungerar och hur vindkraften kan påverka förlusterna i ett elnät beroende på den installerade effekten och vindkraftsplaceringen. Övningen med det fiktiva nätet låg till grund för analys av resultaten från simuleringarna på det verkliga nätet i östra Småland och E.ONs regionnät.

Östra Småland

För att analysera hur större andel installerad vindkraft kommer att påverka kraftsystemet ur ett förlustperspektiv gjordes en analys på elnätsområdet östra Småland. Det som har studerats är hur förlusterna i elnätet för östra Småland hade sett ut om den installerade vindkraften stegvis hade ökats till 1 042 MW. Simuleringar och beräkningar visade att större andel installerad vindkraft i östra Småland kommer bidra till att energiförlusterna i elnätet ökar. För analys av energiförlusterna var det viktigt att dela in effektförlusterna för hur stor systemlasten var. Effektförlusterna ser olika ut beroende på lasten i systemet. Är systemet hårt lastat är förlusterna i nätet redan höga och mer tillkommen effekt på ledningarna påverkar inte förlusterna i någon större utsträckning. Det eftersom strömmen i ledningarna redan är så pass hög. Då lasten i systemet är låg är också effektförlusterna låga. Effekten på ledningarna är låg, spänningen jämn, och därmed låga strömmar. All tillkommen effekt ökar strömmen i ledningarna och därmed ökar förlusterna.

Figur 29 visar hur ökad installerad vindkraft i östra Småland påverkar effektförlusterna för de olika lastintervallen. Effektförlusterna är som mest vid hög systemlast. Lägst är förlusterna mellan lastintervallen 3000-1500 MW. Men för energiförlusterna spelar tiden en avgörande roll. I tabell 8 visas hur många timmar för 2013 som lastintervallen varade. Fastän effektförlusten är som högst vid lastintervallet 5200-4500 så är det endast 35 timmar av året som systemlasten är inom det intervallet. Bidraget till de totala energiförlusterna blir alltså ganska liten. Cirka 5700 timmar om året ligger systemlasten inom intervallen 3500-1500 och därför är energiförlusterna som mest då också. Det är alltså effektprofilen med ökad installerad vindkraft och antalet timmar av effektförlusterna som avgör de totala energiförlusterna i elnätet.

Figur 28 visar hur profilerna för effektförlusterna ser ut för större andel installerad vindkraft i östra Småland. Man kan se att effektförlusterna för de 3 första lastintervallerna (5200-4500 MW till 4000-3500 MW) minskar med ökad installerad vindkraft upp till cirka 40 %. Kraften produceras lokalt och behovet av kraft från norr minskar, därför minskar också ledningsförlusterna i nätet. När den installerade vindkraften i östra Småland överstiger 40 % så ökar effektförlusterna för alla lastintervallen. Då kan all kraft inte konsumeras i närområdet utan måste transporteras vidare ut på elnätet, ofta via lägre spänningsnivåer. För lastintervallet 1500-1000 är lasten redan så pass låg att all produktion kommer att transporteras vidare och därför minskar inte effektförlusterna med ökad vindkraftsproduktion.

Varför inte samma minskning med ökad vindkraftsproduktion sker för energiförlusterna som för effektförlusterna beror på lastintervallen och data för 2013. För de tre största intervallerna så minskar energiförlusterna med ökad vindkraft upp till 40 %. För resterande intervallerna ökar förlusterna direkt med ökad vindkraft. Eftersom timmarna är betydligt fler för de lägre lastintervallen så är deras påverkan på förlusterna mycket större än från de tre största intervallerna. Summan av förlustminskningen är mindre än summan av förlustökningen med ökad installerad vindkraft för lastintervallen, och därför minskar inte energiförlusterna.

Antalet timmar som lastintervallen varade varierades och det spelade, som väntat, en avgörande roll för energiförlusterna. En jämnare spridning av timmarna för lastintervallen visade sig ha en positiv inverkan på förlusterna. För att kunna dra en tydligare slutsats så behöver det studeras närmre, vilket ligger utanför ramen för denna rapport. Det som kan nämnas är att för de tre största lastintervallerna minskade effektförlusterna med ökad installerad vindkraft upp till 60 % av den vindkraft som det har lämnats prisindikationer på i östra Småland. Men för de totala energiförlusterna för ett helt år var påverkan liten.

En avgörande faktor för förlusterna i elnätet för östra Småland är lasten i området. Eftersom maxlasten endast är cirka 1300 MW, så kommer 1042 MW vindkraft i området ha en stor påverkan på förlusterna. Vid normallast och mycket vindkraftsproduktion kommer kraften att skickas vidare ut på nätet istället för att konsumeras lokalt. Den ökade vindkraften kommer alltså inte minska lasten på ledningarna utan snarare tvärtom. Därför ökar också förlusterna vid låg last med ökad installerad vindkraft.

Studien av förlusterna i elnätet för östra Småland visar att om all den vindkraft som det har lämnats prisindikationer på skulle installeras, hade energiförlusterna ökat med 8,4 %. Det är snarare troligt att 10-30 % av vindkraften som det har lämnats prisindikationer på blir anslutna till E.ONs nät de närmaste åren. Det skulle innebära en kostnadsökning av energiförlusterna på cirka 0,8 miljoner kr per år för 30 % mer installerad vindkraft i östra Småland.

E.ONs regionnät

Simuleringar gjordes på samma sätt för E.ONs regionnät. Antalet ledningar i regionnätet är fler än i östra Småland och därför är också förlusterna i nätet större. För de tre första lastintervallerna minskar effektförlusterna i elnätet med mer installerad vindkraft upp till 1042 MW. I ett större elnät med större last påverkas elnätsförlusterna på annat ett sätt än för ett mindre nät. Eftersom lasten är mer än den installerade vindkraften påverkar en förändring i last förlusterna mer än vad vindkraften gör. Ju mer vindkraften ökar i elnätet desto mer kommer den påverka förlusterna. Därför påverkas förlusterna i elnätet för östra Småland mer, med ökad installerad effekt, än vad de gör för E.ONs regionnät.

Även för E.ONs regionnät så innebär mer installerad vindkraft ökning av energiförlusterna. Som för östra Småland är timmarna för respektive lastintervall avgörande för förlusterna. En jämnare fördelning av antalet timmar för lastfallen hade gett ett annat resultat på energiförlusterna. För regionnätet hade förlusterna ökat med 4,2 % om 1042 MW hade

installerats i östra Småland. Om 30 % av 1042 MW hade installerats hade förlusterna ökat med cirka 0,9 %.

För att studera hur den installerade vindkraften idag påverkar förlusterna och hur framtida installerad vindkraft i östra Småland kan påverka, så gjordes två olika simuleringar för E.ONs regionnät. En simulering med befintlig vindkraft installerat i nätet, dvs. cirka 1378 MW, och en simulering med 2420 MW installerad vindkraft. Anledningen till de två olika simuleringarna för installerad vindkraft var för att studera hur vindkraften installerat idag påverkar förlusterna i nätet och hur eventuell framtida vindkraft kommer att påverka. Figur 19 visar hur den procentuella förändringen av energiförlusterna påverkas av installerad vindkraft. Man ser att den installerade vindkraften i E.ONs regionnät idag bidrar till minskade energiförluster upp till 70 % produktion av den installerade effekten. Och antalet timmar som vindkraftsproduktionen var mer än 60 % av den installerade effekten för 2013 var endast 111 timmar. Det innebär att större delen av året bidrog den installerade vindkraften i E.ONs regionnät till minskade energiförluster för företaget.

Figur 20 visar att om den installerade effekten hade ökats i steg om 104 MW upp till 1042 MW, så hade energiförlusterna ökat vid samma last och vindhastigheter som för 2013. Främsta orsaken är att i simuleringarna så har vindkraften i östra Småland installerats långt från lasten, som är mer söderut. Det innebär att effektöverföring sker på stora avstånd och därmed ökar förlusterna. De installerade vindkraften idag är placerade så att de bidrar till minskade förluster i nätet. Det bevisar att placeringen av vindkraftsanläggningar har en betydande påverkan på förlusterna i nätet.

Elområde 3 och 4

För att studera förlusterna ur ett större elnätsperspektiv simulerades lastfallen för elområde 3 och 4 där hela nätet inkluderades. Resultatet från simuleringarna visade att effektförlusterna på stamnätet minskade för alla lastintervall med ökad vindkraftsproduktion upp till 2420 MW i E.ONs regionnät. För regionnätet i elområde 3 och 4 minskade effektförlusterna för de största lastintervallen med vindkraftsproduktion upp till 40 %.

De årliga energiförlusterna minskade med ökad vindkraftsproduktion för hela nätet i elområde 3 och 4. Eftersom effektförlusterna är större på stamnätet kommer de påverka energiförlusterna mest. Därför minskar energiförlusterna totalt sett fastän effektförlusterna ökar för regionnätet för vindkraftsproduktion större än 40 % av 2420 MW.

Dessa resultat är baserade på simuleringsmodellen i PSS/E. Programmet har reglerat kraften med hjälp av swingbus som är placerad i norra Sverige i modellen. Swingbusens uppgift är att reglera kraften så att balansen i kraftsystemet upprätthålls. Då vindkraftsproduktionen har ökat i söder, har vattenkraften i norr reglerats ner automatiskt av programmet.

För att avgöra hur resultatet på stamnätet stämmer överrens med verkligheten behöver hänsyn tas till fler parametrar i kraftsystemet och det geografiska elområdet utökas. Därför kan resultaten för stamnätet i denna rapport endast referera till simuleringsmodellen för elområde 3 och 4.

Nya ledningar

ACCC-linor implementerades i simuleringarna för elnätet i östra Småland för att studera hur de påverkade förlusterna jämfört med ASCR-linorna som är installerade idag. Resultatet visar att förlusterna minskar med cirka 0,45 % med ACCC-linor installerade istället för ASCR-linor. Anledningen till det är att tvärsnittsarean av aluminiumet för ACCC-linorna är större vilket minskar resistansen i ledningen och därmed förlusterna.

Att skillnaden i förlusterna blev så liten är för att byte av 6 ledningar, på sammanlagt 141 km, är ganska lite i förhållande till totala ledningssträckan för elnätet i östra Småland. Bidraget av förlustminskning på 141 km ledning har därmed en liten påverkan på de totala förlusterna.

Skillnaden i energiförluster för östra Småland mellan nya och gamla ledningar minskar med större andel installerad vindkraft till en början. Resultatet tyder på att energiförlusterna för de nya ledningarna ökar fortare än för energiförlusterna med de gamla ledningarna. Därför minskar differensen mellan ledningarna och det gäller för ökad installerad vindkraft upp till 50 %. Det verkar inte riktigt rätt eftersom energiförlusterna för de gamla ledningarna ska öka fortare med ökad effekt på ledningarna. Det eftersom tvärsnittsarean för aluminiumet på ledningen inte har ökat och strömbegränsningen är den samma, dvs. kapaciteten har inte ökat på de gamla ledningarna. Med de nya ledningarna har kapaciteten ökats och resistansen är lägre, vilket borde medföra att förlusterna på ledningen ökar långsammare med ökad effekt.

Med ACCC-linor installerade på de platser i östra Småland som angivits, och en ökning av installerad vindkraft på cirka 10 MW årligen, hade förlustkostnaderna minskat med 2,1 miljoner kronor på 10 år. Det är väldigt lite i förhållande till vad det kostar att installera ACCC-linorna. Det är alltså inte lönsamt att investera i ACCC-linorna för att minska förlustkostnaderna.

ACCC-linornas främsta egenskaper är inte att de bidrar till minskade förluster, vilket de också gör. Dessa linor är främst lämpade då det finns begränsningar på nerhänget av linan, dvs. begränsning av lintemperaturen. Tack vare linans material så är den mekaniska styrkan betydligt högre. Det gör att linan kan köras vid högre temperaturer, mer ström och därmed ökad kapacitet på linan. En mer rättvis bedömning för ACCC-linorna hade varit att studera hur kapacitetsökningen står i relation till investeringskostnaderna.

Denna rapport har endast tagit hänsyn till förlusterna i nätet och överlåtitt spänningshållning och kapacitetsbegränsningar till simuleringprogrammet. Därför har det inte studerats hur ACCC-linorna skiljer sig kapacitetsmässigt mot ACSR-linorna då belastningen i nätet blir väldigt hög, till exempel vid onaturliga kopplingar i nätet.

6.1 Slutsats

Om vindkraftsanläggningarna som det har lämnats prisindikationer på i östra Småland ansluts till E.ONs elnät, så kommer energiförlusterna öka både för elnätet i östra Småland och E.ONs regionnät. Den främsta anledningen till det är en kombination mellan systemlasten och antalet timmar med en viss last. För nätets normallast, dvs lasten med flest timmar av årets timmar, ökar effektförlusterna då den installerade vindkraften i östra Småland ökar. Tiden förlusterna varar är alltså avgörande för hur vindkraften påverkar de totala förlusterna i nätet.

Vid studier av förluster är det viktigt att ta hänsyn till systemlasten. Effektförlusterna ser olika ut då lasten i system ändras, vilket medför att den installerade vindkraften påverkar olika vid olika laster. Därför måste det tas hänsyn till timmarna för olika systemlaster då nätets energiförluster ska studeras.

Att ställa förlustkostnaderna mot investeringskostnaderna för högtemperaturlinor visar sig inte lönsamt. Att byta till högtemperaturlinor på ett fåtal ställen i nätet minskar inte de totala förlusterna så pass mycket att en investering kan motiveras. Det är alltså inte en lönsamt att investera i högtemperaturlinor med motiveringen att de totala energiförlusterna i nätet ska minska.

Med de nya lagarna och incitamenten kommer utvecklingen med förnybar energiproduktion att öka i Sveriges kraftsystem. Det kommer innebära nya utmaningar för elnätsbolagen där framför allt driften av nätet kommer bli svårare de närmaste åren. För att klara av omställningen måste elnätsföretagen utveckla nya tekniker och modeller för ett smartare elnät.

6.2 Förslag till fortsatt arbete

I detta examensarbete har främst elnätet i östra Småland studerats. Prisindikationer på vindkraftsanläggningar har endast hämtats för östra Småland. Vid beräkningar av förlusterna har simuleringsprogrammet PSS/E hanterat spänningarna och kapacitetsbegränsningarna.

Förslag på fortsatt arbete som skulle kunna påverka resultatet i denna rapport är

- Större geografisk spridning av den installerade vindkraften. Även studera ett större geografiskt område.
- Hänsyn till utlandsförbindelserna och kraftbalansen från norr då den installerade vindkraften ökar i söder.
- Mer rättvis jämförelse för HTLS-ledningar. Jämföra en effekttökning med HTLS-lina mot en begränsande flaskhals i nätet.
- Mer ingående studier om hur intäktsramarna kan påverkas med nya lagar och regler.

Litteraturförteckning

- [1] Miljödepartementet, *Regeringens proposition 2008/09:146; Prövning av vindkraft*, Stockholm: Miljödepartementet, 2009.
- [2] M. Berg, "<https://www.energimyndigheten.se/Offentlig-sektor/Tillsynsvagledning/Mal-rorande-energianvandning-i-Sverige-och-EU/>," 04 06 2013. [Online]. [Använd 12 02 2013].
- [3] Svensk Vindenergi, "Vindkraftstatistik," Svensk Vindenergi, 2014.
- [4] M. Alaküla, L. Gertmar och O. Samuelsson, *Elenergiteknik*, Lund: Lunds Tekniska Högskola, 2011.
- [5] J. Chan, B. Clairmont, D. Rueger, D. Childs och S. Karki, "Demonstration of Advanced Conductors for Overhead Transmission Lines," Electrical Power Research Institute, Palo Alto , CA, 2008.
- [6] J. Duncan Glover, M. S. Sarma och T. J. Overbye, *Power System Analysis and design*, Fifth Edition, Stamford: Global Engineering, 2012.
- [7] Svensk Energi , "The Electricity year 2012," Svensk Energi, Okt 2013.
- [8] Näringsdepartementet, "<http://www.regeringen.se/sb/d/18109/a/231264>," 23 12 2013. [Online]. [Använd 03 03 2014].
- [9] Energimyndigheten, "Energiläget 2013," Energimyndigheten, Dec 2013.
- [10] Svenska Kraftnät, "Tröskeeffekter och förnybar energi," Svenska Kraftnät, 2009-04-20.
- [11] D. S. Anna-Karin Hatt, "Lagrådsremiss - Tröskeeffekter och förnybar energi," Regeringen, Stockholm, 2014-01-30.
- [12] Konjunktur Institutet, "Remiss av promemoria med regeringens förslag till övergångslösning för att undanröja tröskeeffekter vid nätanslutning," Konjunktur Institutet, Stockholm, 2013.
- [13] Energimarknadsinspektionen, "Incitament för smarta nät i förhandsregleringen," Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna, 2014.
- [14] Energimyndigheten, "Vindkraftsstatistik 2012," Statens Energimyndighet, 2013-01.
- [15] *Tröskeeffekter och förnybar energi*, 30 januari 2014.

Bilaga A

Förslaget av ändring i ellagen för att främja utbyggnaden av förnybar elproduktion. Lagen träder i kraft 1 augusti 2014.

4 kap.

9 b §

”Om staten enligt ett avtal med innehavaren av en nätkoncession har finansierat åtgärder som är nödvändiga för att öka elnätets kapacitet för att underlätta anslutningen av anläggningar för produktion av förnybar el, ska nättariffen för anslutning utformas så att den som vill ansluta en anläggning ersätter nätkoncessionshavarens kostnader för sådana åtgärder i den del som svarar mot anläggningens andel av den totala kapacitetsökningen. Detta gäller även om nätkoncessionen överläts”.

5 kap.

24 a §

”Om ett stamnätsföretag, som är en statlig myndighet, har finansierat en förstärkning av elnätet enligt ett sådant avtal som avses i 4 kap. 9 b §, ska stamnätsföretagets kostnader med anledning av avtalet anses ha uppstått i företagets nätverksamhet. Stamnätsföretagets intäkter med anledning av avtalet ska omfattas av den intäktsram som fastställs enligt 24 § första stycket”. [15]

Tabell 2 visar de simulerade förlusterna för östra Småland. I simuleringarna har vindkraftsproduktionen stegats från 0 MW till 2420 MW. Det är alltså produktionen som har ökats, inte den installerade effekten.

Vindkraft [%]	Lastintervall [MW]							
	5200-4500	4500-4000	4000-3500	3500-3000	3000-2500	2500-2000	2000-1500	1500-1000
0	15,87	13,26	12,08	10,93	9,93	9,44	9,39	10,28
10	14,39	11,85	11,07	10,28	9,67	9,64	9,93	11,2
20	13,53	11,09	10,73	10,28	10,03	10,38	11,02	12,63
30	13,22	11,02	11,06	10,93	11,04	11,77	12,87	14,85
40	13,68	11,61	12,03	12,31	12,7	13,78	15,25	17,69
50	14,74	12,86	13,69	14,25	14,99	16,45	18,4	21,18
60	16,43	14,74	15,96	16,83	17,92	19,75	22,06	25,3
70	18,72	17,27	18,84	20,03	21,42	23,81	26,54	30,01
80	21,72	20,43	22,36	23,86	25,62	28,51	31,64	35,36
90	25,26	24,22	26,68	28,33	30,57	34	37,25	41,48
100	29,41	28,66	31,45	33,46	36,23	39,89	43,67	48,35

Tabell 2: Effektförlusterna för elnätet i östra Småland med ökad vindkraftsproduktion upp till 2420 MW.

De rosa markerade cellerna i tabell 2 visar förlusterna när de är som minst och de lila cellerna visar förlusterna då de överstiger förlusterna vid 0 % vindkraftsproduktion.

Tabell 3 visar förlusterna för elnätet i östra Småland då den installerade vindkraften ökar upp till 1042 MW. Skillnaden mellan denna tabell och tabell 2 är att i denna tabell så innebär 0 % vindkraft inte 0 MW vindkraftsproduktion. Denna utgår från vindkraftsproduktionen för 2013.

Vindkraft	5200-4500	4500-4000	4000-3500	3500-3000	3000-2500	2500-2000	2000-1500	1500-1000
0 %	13,9	12,0	11,3	10,5	9,9	9,8	10,1	11,3
10 %	13,8	11,9	11,3	10,6	10,0	9,9	10,1	11,5
20 %	13,8	11,9	11,3	10,6	10,0	10,0	10,2	11,6
30 %	13,8	11,9	11,3	10,7	10,1	10,1	10,3	11,7
40 %	13,8	11,9	11,3	10,7	10,1	10,2	10,4	11,8
50 %	13,8	11,9	11,4	10,8	10,2	10,3	10,5	12,0
60 %	13,8	12,0	11,4	10,9	10,3	10,4	10,7	12,1
70 %	13,9	12,0	11,5	11,0	10,3	10,5	10,8	12,3
80 %	14,0	12,0	11,6	11,1	10,4	10,6	10,9	12,4
90 %	14,0	12,1	11,7	11,2	10,5	10,7	11,0	12,6
100 %	14,1	12,2	11,7	11,3	10,6	10,8	11,2	12,8

Tabell 3: Effektförlusterna för elnätet i östra Småland. Dessa förlustvärden är baserade på riktiga värden för last och vindkraftsproduktion för 2013.

Tabell 4 visar effektförlusterna i E.ONs regionnät för större andel installerad vindkraft i östra Småland.

Vindkraft [%]	5200-4500	4500-4000	4000-3500	3500-3000	3000-2500	2500-2000	2000-1500	1500-1000
0 %	49,2	42,4	35,8	31,6	25,6	22,0	19,8	19,3
10 %	49,0	42,3	35,7	31,6	25,7	22,1	20,0	19,5
20 %	48,9	42,2	35,7	31,6	25,8	22,2	20,1	19,6
30 %	48,7	42,1	35,7	31,6	25,9	22,3	20,2	19,8
40 %	48,6	42,1	35,7	31,7	26,0	22,4	20,3	19,9
50 %	48,5	42,1	35,7	31,7	26,2	22,6	20,5	20,1
60 %	48,4	42,0	35,7	31,8	26,3	22,7	20,6	20,3
70 %	48,4	42,0	35,7	31,9	26,4	22,8	20,8	20,5
80 %	48,3	42,0	35,8	31,9	26,6	23,0	21,0	20,7
90 %	48,3	42,0	35,8	32,0	26,7	23,2	21,1	20,9
100 %	48,3	42,1	35,9	32,2	26,9	23,3	21,3	21,1

Tabell 4: Effektförlusterna i E.ONs regionnät då den installerade vindkraften ökar upp till 1042 MW i östra Småland.

Tabell 5 visar de totala energiförlusterna i E.ONs regionnät då den installerade vindkraften ökar.

Lastintervall	Timmar	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
5200-4500	35	1722	1715	1710	1705	1701	1698	1695	1693	1692	1692	1692
4500-4000	286	12120	12094	12071	12053	12038	12027	12020	12017	12018	12022	12031
4000-3500	821	29372	29337	29313	29298	29295	29301	29318	29346	29383	29431	29490
3500-3000	1314	41510	41509	41525	41558	41608	41675	41759	41859	41977	42111	42262
3000-2500	2159	55202	55438	55685	55942	56209	56487	56774	57071	57379	57697	58024
2500-2000	2184	48005	48220	48453	48704	48972	49259	49564	49886	50226	50584	50960
2000-1500	1704	33817	34012	34219	34438	34668	34911	35164	35430	35708	35997	36298
1500-1000	257	4960	4999	5039	5081	5124	5169	5216	5264	5315	5366	5420
Summa	8760	226707	227325	228015	228779	229616	230527	231510	232567	233697	234901	236177

Tabell 5: Energiförlusterna för E.ONs regionnät då den installerade vindkraften ökar.

