



# Sveriges framtida elnät

## En delrapport

**IVA-projektet *Vägval el***



KUNGL. INGENJÖRSVETENSKAPSAKADEMIEN (IVA) är en fristående akademi med uppgift att främja tekniska och ekonomiska vetenskaper samt näringslivets utveckling. I samarbete med näringsliv och högskola initierar och föreslår IVA åtgärder som stärker Sveriges industriella kompetens och konkurrenskraft. För mer information om IVA och IVAS projekt, se IVAS webbplats: [www.iva.se](http://www.iva.se).

Utgivare: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), 2016  
Box 5073, SE-102 42 Stockholm  
Tfn: 08-791 29 00

IVAS RAPPORTER: Inom ramen för IVAS verksamhet publiceras rapporter av olika slag. Alla rapporter sakgranskas av sakkunniga och godkänns därefter för publicering av IVAS vd.

PROJEKTRAPPORT (IVA-M): En projektrapport summerar en betydande del av ett projekt. Projektrapporter kan vara en delrapport eller en slutrapport. En slutrapport kan bygga på flera delrapporter. Projektrapporter innehåller en faktabaserad analys, observationer och diskuterar konsekvenser. Slutrapporter innehåller tydliga slutsatser och prioriterade policyrekommendationer. En delrapport är ofta resultatet från en arbetsgrupps insats. Delrapporter innehåller endast begränsade slutsatser och policyrekommendationer. Projektets styrgrupp godkänner alla projektrapporter för publicering och dessa sakgranskas av IVA för att garantera vetenskaplighet och kvalitet.

IVA-M 464  
ISSN: 1102-8254  
ISBN: 978-91-7082-911-6

Författare: Anna Nordling, ÅF  
Projektledare: Jan Nordling, IVA  
Redaktör: Camilla Koebe, IVA  
Layout: Anna Lindberg & Pelle Isaksson, IVA

Denna rapport finns att ladda ned som pdf-fil  
via IVAS hemsida [www.iva.se](http://www.iva.se)

# Förord

IVAs projekt Vägval el undersöker hur elsystemet skulle kunna se ut i tidsperspektivet 2030 till 2050 och vilka alternativa vägval det finns. Arbetsgruppen för eldistribution och eltransmission har fått i uppgift att beskriva elnätets tänkbara utveckling inom ramen för projektets tidsperspektiv.

Följande huvudfrågor har varit centrala i vårt arbete.

- Vad är elnätets roll i framtidens energisystem?
- Vilka förändringar behövs och vilka investeringsbehov finns det för att skapa framtidens elnät?

Resultat från tidigare delrapporter, elproduktion respektive elanvändning, från projektet har använts som underlag i studien. Vidare kommer denna delrapport att användas som underlag för projektet och fortsatt arbete i Arbetsgrupperna för klimat- och miljö, samhällsekonomi- och elmarknad samt i det avslutande syntesarbetet i projektet.

Stockholm februari 2016

Arbetsgruppen för eldistribution- och transmission:

*Alf Larsen*, E.ON, (ordförande)

*Anna Nordling*, ÅF (delprojektledare)

*Mikael Möller*, IKEM

*Henrik Bergström*, Ellevio

*Stefan Thorburn*, ABB

*Tomas Kåberger*, Chalmers

*Asoos Rasool*, Mälarenergi

*Magnus Olofsson*, Energiforsk

*Karl Bergman*, Vattenfall

*Ulla Sandborgh*, Svenska kraftnät

*Mats Ählberg*, Siemens

*Pär Hermeren*, Teknikföretagen

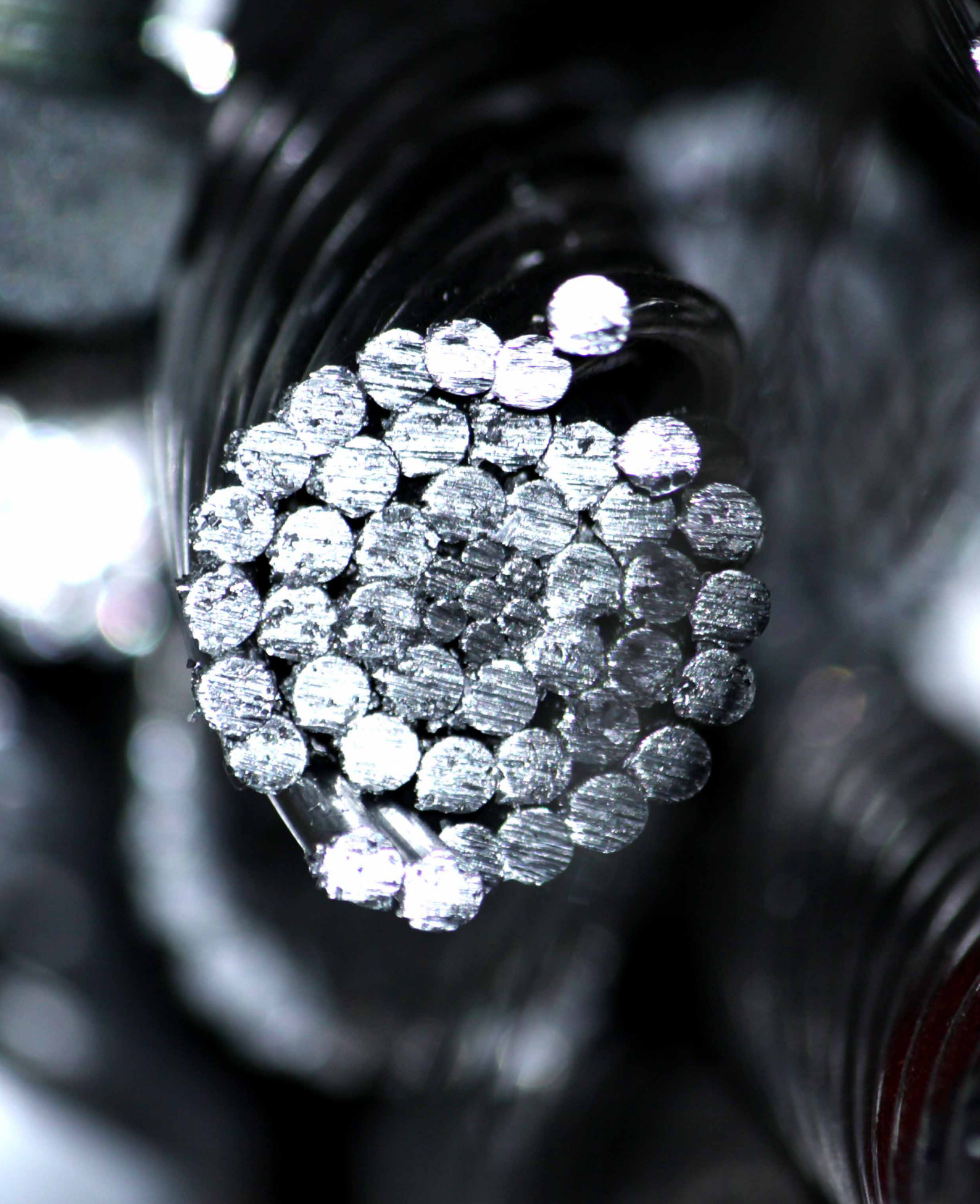
*Anders Pettersson*, Svensk Energi





# Innehåll

|     |  |    |
|-----|--|----|
| 1.  | Slutsatser och sammanfattning .....                                | 7  |
| 2.  | Inledning.....   | 11 |
| 3.  | Framtida elanvändning .....  | 15 |
|     | Transporter .....  | 15 |
|     | Urbanisering .....   | 17 |
|     | Framtida elanvändning inom industrin.....                          | 17 |
|     | Prosumenter och lokala energisystem .....                          | 17 |
|     | Användarflexibilitet .....   | 18 |
| 4.  | Framtida elproduktion .....  | 19 |
|     | Anslutning av ny produktion till elnätet .....                     | 20 |
|     | Framtida elproduktionsalternativ och dess påverkan på elnätet..... | 20 |
|     | Produktionsalternativ ”mer sol och vind” .....                     | 22 |
|     | Produktionsalternativ ”mer biokraft” .....                         | 24 |
|     | Produktionsalternativ ”ny kärnkraft” .....                         | 26 |
|     | Produktionsalternativ ”mer vattenkraft” .....                      | 28 |
|     | Summering.....   | 30 |
| 5.  | Sveriges självförsörjandegrad .....                                | 31 |
| 6.  | Framtidens krav på leveranssäkerhet.....                           | 33 |
| 7.  | Lagring.....   | 35 |
| 8.  | EUs påverkan .....   | 37 |
| 9.  | Nya investeringar i elnätet.....                                   | 39 |
|     | Investeringar i lokal- och regionnät .....                         | 39 |
|     | Investeringar i stamnätet .....                                    | 41 |
|     | Framtidens investeringar med nya förutsättningar .....             | 41 |
|     | Kostnad för elnät i jämförelse med ny produktion .....             | 41 |
| 10. | Framtida prissättning.....   | 43 |
| 11. | Genomförandetider .....  | 47 |
| 12. | Teknik i elnätet .....   | 49 |
| 13. | Bilaga.....  | 53 |



# I. Slutsatser och sammanfattning

Det finns i princip två kategorier av elnät: transmissionsnät och distributionsnät. Men i Sverige delar vi in elnätet i tre kategorier: stamnät (transmissionsnät), region- respektive lokalnät (distributionsnät). Transmissionsnäten kan liknas vid motorvägar där stora mängder elenergi kan överföras långa sträckor med mycket låga förluster. Regionnäten kan liknas vid riksvägarna där elenergin fördelas in till städer och större orter. Slutligen distribueras elen till elanvändaren via lokalnäten (större användare kan också anslutas till regionnäten).

I Sverige finns idag cirka 170 elnätsföretag som äger och driver lokal- och regionnät. Det finns ett starkt kommunalt ägande då 129 av dessa är kommunala bolag. De tre största elnätsföretagen (Vattenfall Eldistribution, E.ON Elnät Sverige och Ellevio) förser mer än hälften av Sveriges elanvändare med el. Sveriges stamnät förvaltas av det statliga affärsverket och myndigheten Svenska kraftnät som också innehar systemansvaret för hela det svenska elsystemet.

## **ELNÄTETS ROLL I DET FRAMTIDA ENERGISYSTEMET**

Elnätet har en fundamental funktion i det svenska samhället och är helt avgörande för att samhället ska fungera. Eftersom elnätet länkar produktion och användning av el kommer den framtida produktionsmixen och den framtida användningen att påverka utvecklingen av elnätet. Elnätet måste också anpassas till EUs riktlinjer såsom nätkoder och graden av export och import av el, Sveriges självförsörjandegrad.

Om utvecklingen går i den riktningen att elproduktion i framtiden i ökad grad kommer att flöda även från användare och ut på näten igen

bedöms elnätets roll bli mer komplex än idag. Utvecklingen av så kallade prosumenter skulle kunna innebära att elanvändare blir självförsörjande och kopplar bort sig från nätet vilket påverkar det framtida elnätets roll. Redan i dagsläget är samhället i stor utsträckning beroende av en säker elförsörjning och konsekvenserna kan bli betydande då avbrott inträffar. Det kan även komma att ställas ökade krav på elnäten då konsekvenserna för avbrott blir allt större i ett samhälle som i allt högre grad är beroende av en säker elförsörjning.

Det sker även andra förändringar på användarsidan som dels kan sänka effektuttaget (apparater, varvtalsstyrning, användarflexibilitet) och dels öka effektuttaget (elektrifiering av transporter, nya eller fler eldrivna apparater). Energilager kan också komma att påverka elnätets utformning. Det kan handla om att sänka effektuttaget genom laststyrning eller öka det för att ta emot överskottskraft från variabel elproduktion.

Allt sammantaget ökar behovet av flexibla lösningar för elnäten.

## **FÖRÄNDRINGAR FÖR FRAMTIDENS ELNÄT**

### **Elanvändning**

Utvecklingen av elanvändning som påverkar nätet är bland annat urbaniseringen, förändring av den svenska industrin, ökning av antalet prosumenter, användarflexibilitet och elektrifiering av transportsektorn. Urbaniseringen medför ett ökat tryck på elnät runt och i städer och avfolkningen gör att näten i glesbygden försörjer färre människor och därmed blir dyrare för de som är kvar. På samma sätt kan en förändring i den

industriella sammansättningen medföra stora geografiska förändringar och därmed stora förändringar för elnätet.

Utan styrning eller incitament kommer elektrifierade transporter troligen att innebära högre effekttoppar och utmaningen blir högst i lokal- och regionnätet. Men med styrning och/eller incitament kan elbilar istället minska belastningen på elnätet.

Användarflexibilitet medför inte någon stor påverkan på dimensioneringen av elnätet, men en kontinuerlig och garanterad användarflexibilitet kan bidra till att minska kraven på överföringskapacitet. Lokala energilager kan däremot innebära en större påverkan på dimensioneringen av elnäten. En ökad flexibilitet för att undvika kapacitetsförstärkningar av elnäten måste dock sättas i relation till hur stor andelen material (kabeldimensionering) är i relation till totala investeringen. En annan aspekt av detta är även att grövre dimensioner också ger lägre nätförluster.

### Elproduktion

Även den framtida elproduktionsmixen påverkar utformningen av framtidens elnät. Hur mycket ny produktionskapacitet som måste anslutas till olika delar av elnätet i de olika produktionsalternativen visas i tabell 1.

Kostnaderna för att anpassa elnätet efter de olika alternativen är små jämfört med kostnaderna för de olika elproduktionsanläggningarna. Det betyder inte att utveckling av elnätet är enkelt, eftersom det ställer krav på framförhållning och effektiva planerings- och till-

ståndsprocesser. Att få tillstånd för nya kraftledningar tar i många fall längre tid än för utbyggnad av exempelvis vindkraft. Samtidigt föreligger stora skillnader i behovet av nätinvesteringar för de olika produktionsalternativen. Framförallt innebär produktionsalternativen "mer sol och vind" och "mer biokraft" förändringar av elnäten i form av nya ledningar eller förstärkningar av befintliga nät på såväl lokal-, region- och transmissionsnättnivå. En sammantagen bedömning av systemkostnaden av de olika produktionsalternativen och dess effekter på nätinvesteringar behöver göras för att bedöma konsekvenserna för elanvändarna, inte minst för den globalt konkurrensutsatta industrin. Värdet av ett väl utvecklat elnät är möjligheten att vid varje tidpunkt kunna ta tillvara de billigaste produktionsmöjligheterna i Nordeuropa.

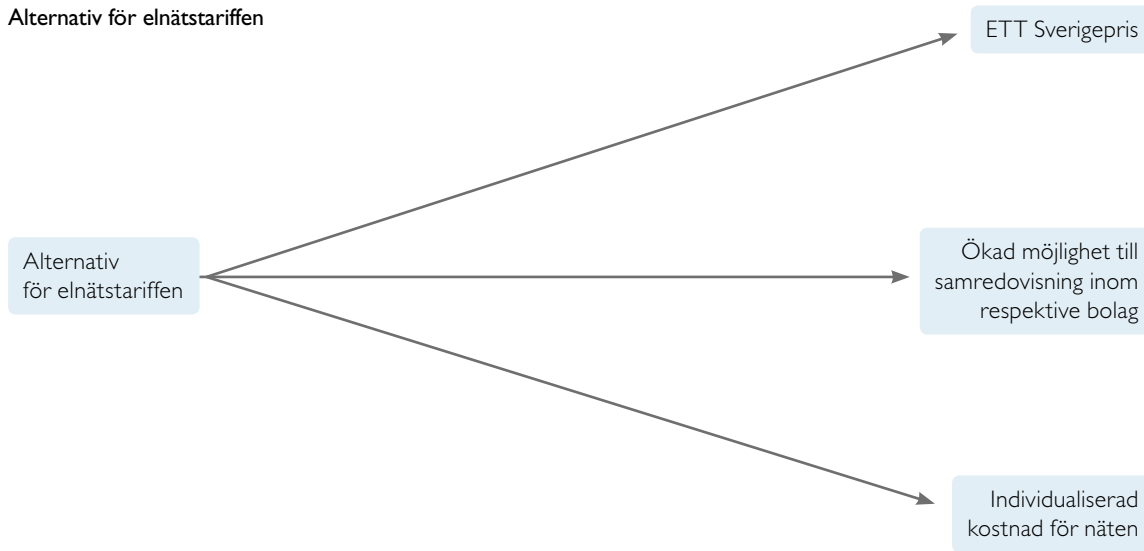
Det svenska elsystemet kan hantera både plötsliga bortfall av stora produktionsanläggningar och av produktionsanläggningar vars produktion varierar med sol- och vindtillgång. En viktig resurs för framtiden är tillgången på vattenkraft med vattenmagasin, som kan bidra till att utjämna variationer över de flesta tidsskalor, från sekunder och minuter upp till månader.

De flesta av de anläggningar som väsentligt bidrar till denna förmåga ligger i norra Sverige. Detta, tillsammans med att stora vindkraftsanläggningar kommer att byggas i norra Sverige tack vare god tillgång till mark med goda vindförhållanden, innebär att behovet av överföringsförmåga från norra till mellersta Sverige (de så kallade snitt 1 och 2) ökar.

**Tabell 1:** Tillkommande elproduktion i de olika produktionsalternativen.

|  | Tillkommande elproduktion (GW) |
|--|--------------------------------|
| Produktionsalternativ 1 – Mer Sol och Vind | 26                             |
| Produktionsalternativ 2 – Mer Biokraft     | 18                             |
| Produktionsalternativ 3 – Ny Kärnkraft     | 5                              |
| Produktionsalternativ 4 – Mer Vattenkraft  | 18                             |

Alternativ för elnätstariffen



### Sveriges självförsörjandegrad

Sveriges självförsörjandegrad, beroende på om det avser effekt eller energi, får olika konsekvenser för elnätet, där självförsörjande på effekt påverkar elnätet i större utsträckning. Både hög och låg självförsörjandegrad innebär krav på mer överföringskapacitet mellan Sverige och andra länder.

### Leveranssäkerhet

Kraven på leveranssäkerhet kan öka i framtiden, vilket då gäller alla typer av elnät. Vårt högteknologiska samhälle är redan idag beroende av el för att fungera, och kostnaden för bortfall av el kommer att fortsatt öka i ett samhälle där automatisering och digitalisering är viktiga utvecklings- och tillväxtområden. Ökade krav på leveranssäkerhet kan till exempel innebära att avbrott inte accepteras och om de skulle inträffa måste åtgärdas snabbare, att elnäten måste vädersäkras ytterligare och att elnätsbolagens kostnad och ersättningskyldighet till kunderna ökar vid avbrott.

Användarflexibilitet och ett utökat antal prosumenter kan däremot ändra kraven på leveranssäkerhet i lokal- och regionnät. Incitament för användare kan aktualisera flexibel leveranssäkerhet för vissa användargrupper.

### Energilager

Energilager kan ge systemfördelar, till exempel avlasta lokalnät, bidra till frekvensstabilitet samt produktionsoptimera alla typer av produktion, avbrott, elkvalitet med mera. Lokala energilager kan även minska kraven på leveranssäkerhet och elkvalitet.

### Investeringar i elnätet

Elnätet förnyas och förbättras kontinuerligt, dels på grund av utbyte av åldrad utrustning, men också genom nyanslutningar av produktion och andra förändringar i elanvändning och elproduktion. Luftledningarna i lokálnäten byts till exempel ut mot jordkabel för att elnätet ska kunna klara av ett ökat antal stormar bättre.

De stora investeringsprogrammen kommer oavsett förändringar av energisystemet drivas med ett tydligt fokus mot de elnät som närmar sig 50 års ålder. Investeringar kommer att drivas av en kombination av att bibehålla leveranssäkerhet och att öka kapaciteten i regioner med stark befolkningstillväxt eller tillväxt av ny elproduktion.

Elnätsbolagens beteende styrs av regleringen d.v.s. vilka incitament som återfinns i regleringen. Med tanke på att regleringen ändras vart fjärde år med olika incitament är det svårt att



säga om elnäten utvecklas på rätt sätt. En tydlig övergripande politisk målbild med regleringen krävs för att elnäten ska kunna vara en möjliggörare för utvecklingen av hela systemet.

### **Genomförandetider**

Dagens tillståndsprocesser är en flaskhals i många nödvändiga förändringsprocesser. Åtminstone bör förutsägbarheten öka för hur lång tid ett ärende kan ta.

Installation av mindre anläggningar, som sol-el och lokala energilagrar, kan ske snabbt jämfört med de fleråriga processer som bygget av ett stort, konventionellt kraftverk utgör. Den högre förändringstakten hos produktionen kortar nätoperatörens planeringshorisont, och kommer att öka kraven på snabb projektering och genomförande, men också på snabba tillståndsprocesser hos myndigheterna. En annan aspekt är livslängden på dessa typer av små anläggningar, är kortare än för elnät vilket också skapar en diskrepans i planeringshorisonten.

### **Tariffprissättning**

Kostnaden för elnäten skulle kunna utvecklas åt två olika håll, se figuren på sid 9.

En utveckling mot en individualiserad nättariff för kunderna innebär att respektive kund betalar för sin faktiska del av näten, det vill säga ju mer ledningslängd och komplex geografi desto dyrare nättariff. En utjämning av elnätsavgifterna skulle innebära samma pris i hela Sverige för alla elnätsbolag (olika mellan kundkategorier).

### **Förluster**

De huvudsakliga faktorerna som påverkar nätförlusternas storlek är ledningarnas längd, ledningsdimensionering, spänningsnivå, samt strömmens fasläge relativt spänningens. Förlusterna står i direkt relation till överförd energi. En ökad andel lokal produktion innebär att energi kommer att överföras kortare sträcka innan den når användaren, vilket skapar vissa förutsättningar för minskade förluster i lokalnäten. Å andra sidan kommer detta minskade utnyttjande att öka pressen på att optimera anläggningsdimensioneringen, och med ökad utnyttjningsgrad ökar förlusterna.

Då betydelsen av vår storskaliga vattenkraft i norr ökar, i tre av de fyra produktionsalternativen, ökar behovet av överföring från norr till söder, och därmed ökande förluster om inte överföringsförmågan ökas.

## 2. Inledning

Elnätet har en fundamental funktion i det svenska samhället och är helt avgörande för att samhället ska fungera. El produceras ofta långt från den plats där den efterfrågas och elnätet är den infrastruktur som möjliggör överföring av el från elproducenter till elkonsumenter.

Elnätet samlar ihop, transporterar och fördelar elenergin till de ställen vi önskar. Elnätet möjliggör att många olika primärenergikällor, som bränslen av olika slag, vattenkraft, vindenergi och solenergi, kan samverka och bidra till vår energiförsörjning, var och en med sina förutsättningar.

Elnäten har en central funktion som möjliggörare för förnybar elproduktion genom att:

- Förnybar elproduktion som är geografiskt bunden som vattenkraft utvecklas.
- Förnybar elproduktion som vindkraft placeras där de bästa förhållandena ur produktions- och miljösynpunkt finns.
- Effektbalansen kan upprätthållas och att effektreserver kan delas.
- Variabel elproduktion kan nyttiggöras över större områden och därmed minska eller helt eliminera "spill" i produktionen.

Eftersom elnätet länkar produktion och användning av el kommer den framtida elproduktionsmixen och den framtida elanvändningen att påverka utvecklingen av elnätet. Elnätet måste också utformas efter EUs krav och graden av export- respektive importbehov av el, det vill säga Sveriges självförsörjandegrad. Andra aspekter som kommer att påverka utvecklingen av Sveriges elnät är elmarknadens framtida utformning och teknikutvecklingen. Påverkansfaktorer för Sveriges framtida elnät illustreras i figur 1.

### SVERIGES ELNÄT

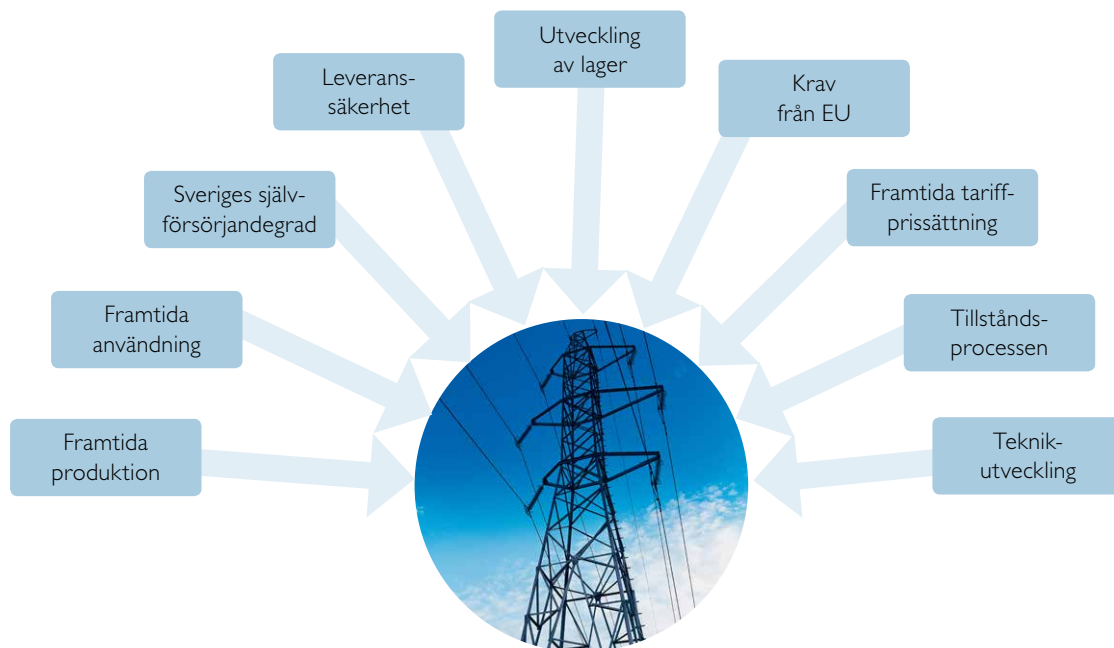
Det finns i princip två kategorier av elnät: transmissionsnät och distributionsnät. Men i Sverige delar vi in elnätet i tre kategorier: stamnät (transmissionsnät), region- respektive lokalnät (distributionsnät). Transmissionsnäten kan liknas vid motorvägar där stora mängder elenergi kan överföras långa sträckor med mycket låga förluster. Regionnäten kan liknas vid riksvägarna där elenergin fördelas in till städer och större orter, till denna del av elnätet ansluts större elanvändare. Slutligen distribueras elen till små elanvändare via lokalnäten (Svensk Energi, elnätet, 2016).

En principskiss av det svenska elnätets olika delar illustreras i figur 2.

#### Stamnätet

Den del av elnätet som kallas stamnätet har en spänning på mellan 220 kV och 400 kV. Stamnätet förvaltas av det statliga affärsverket och myndigheten Svenska kraftnät som också har systemansvaret för hela det svenska elsystemet. Det innebär att Svenska kraftnät ansvarar för att det är balans mellan produktion och förbrukning av el i hela landet. Ansvar är i planeringsskedet delegerat till ett antal balansansvariga företag som åtagit sig att planera sig i balans inom sina respektive ansvarsområden. Att säkerställa att det finns tillräckligt med produktion för att möta förbrukningen i landet vilar på elleverantörerna. En elleverantör är enligt ellagen skyldig att timme för timme leverera lika mycket el som dess kunder förbrukar (Svenska kraftnät, balansansvar, 2015). Elleverantören kan själv vara balansansvarig för sina elleveranser eller överlåta ansvaret på ett annat företag.

**Figur 1:** Faktorer som påverkar Sveriges framtida elnät



Ibland kan det uppstå tillfällen då elförbrukningen förväntas överstiga den planerade produktionen av el. De planerade resurserna hos de balansansvariga företagen skulle därmed inte räcka till. För dessa tillfällen handlas en effektreserv upp av Svenska kraftnät. Effektreserven består av avtal med aktörer på marknaden som till exempel elproducenter med reservkraftanläggningar eller stora elanvändare. Effektreserven ska finnas tillgänglig mellan den 16 november och den 15 mars (Svenska kraftnät, balansansvar, 2015).

Stamnätet är dimensionerat för att överföra stora mängder elektricitet långa sträckor. Det består av 15 000 kilometer ledning, 160 stationer och fem förbindelser till utlandet med så kallad High Voltage Direct Current, HVDC. Stamnätet håller en hög spänningsnivå, 220 kV–400 kV,

för att minimera förlusterna i överföringen. Stora elproduktionsanläggningar matar in den el som de producerar på stamnätet. För att en anläggning ska få ansluta till 220 kV-nätet krävs en inmatningseffekt på minst 100 MW, och det krävs minst 300 MW för anslutning till 400 kV-nätet. Utmatning från stamnätet sker främst till regionnäten, med undantag för 220 kV-ringen i Stockholm som ägs av Ellevio.

### **Regionnätet**

Regionnäten håller i huvudsak en spänning mellan 20 kV och 130 kV och sammanbinder stamnätet med lokalnäten, produktionsanläggningar (till exempel kraftvärmeverk, vattenkraftstationer och vindkraftsparker) samt större elintensiva industrier, till exempel pappersbruk, smältverk, oljeraffinaderier, kemiindustri och

gruvverksamhet. Större delen av de svenska regionnäten ägs av elnätsföretagen E.ON Elnät Sverige, Vattenfall Eldistribution och Ellevio.

### Lokalnätet

Lokalnäten har i huvudsak en spänning på mellan 0,4 kV och 20 kV. De lokala elnäten överför electricitetet från regionnätet till slutkunderna, till exempel bostäder och lokaler. El från relativt småskalig elproduktion matas också in på lokalnätet.

### Elnätsföretag

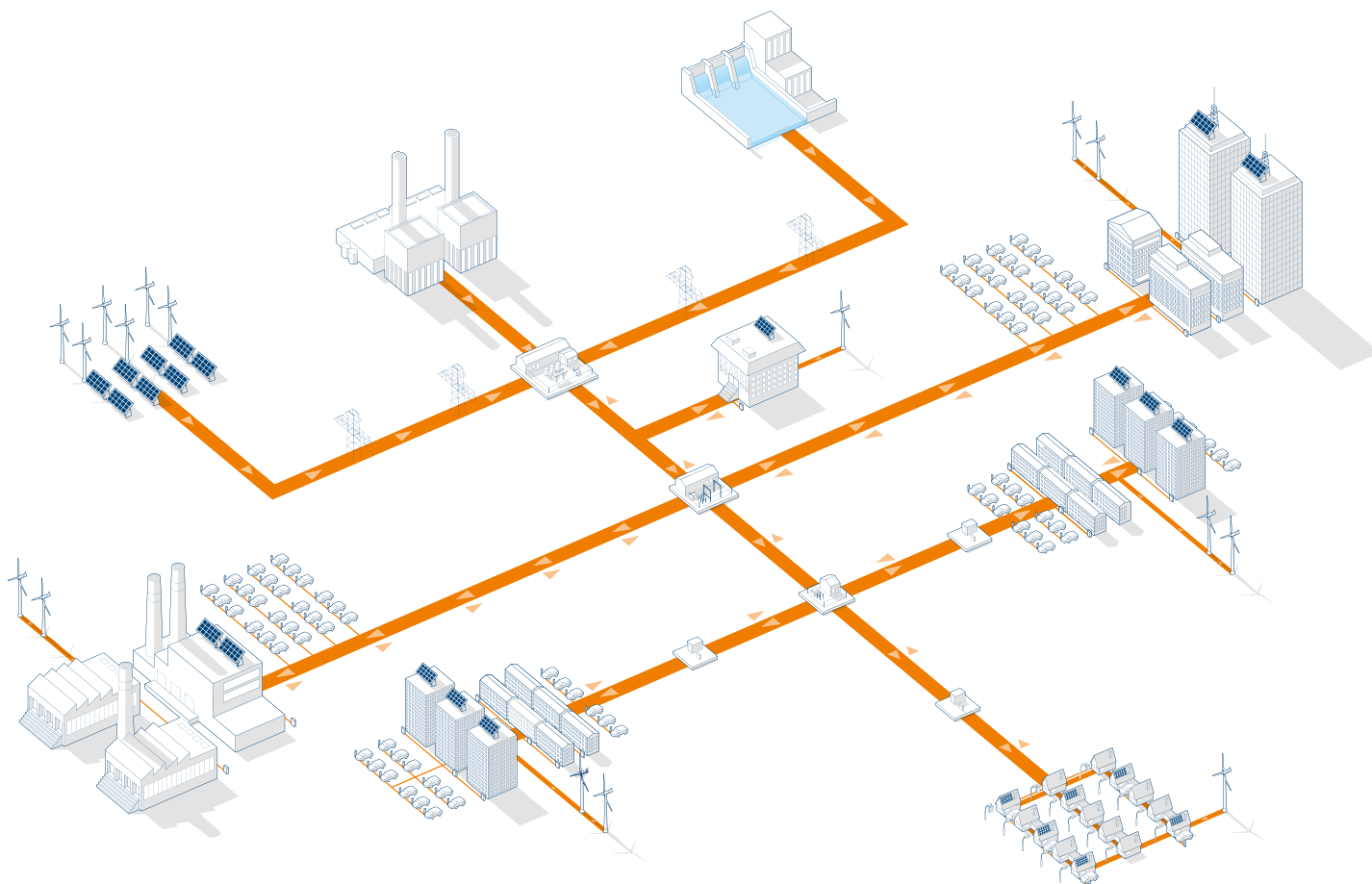
I Sverige finns idag cirka 170 elnätsföretag som äger och driver lokal- och regionnät. Det finns

ett stark kommunalt ägande då 129 av dessa är kommunala bolag. De tre största elnätsföretagen, Vattenfall Eldistribution, E.ON Elnät Sverige och Ellevio, förser mer än hälften av Sveriges elanvändare med el.

### AVGRÄNSNINGAR

Arbetet har genomförts under 2015 och har baserats på nu känd kunskap och aktuella bedömningar om framtida teknik, eventuella tekniksprång har vi ansett sakna underlag för i vår bedömning. Ett betydande tekniksprång som skulle revolutionera överföringssystemets

Figur 2: Elnätets olika delar (Illustration: Henrik Båge, 2016)



funktion är tillkomsten av supraleddare, ett tekniskt och ekonomiskt försvarbart införande av supraleddare anser vi dock ligga utanför projektets tidshorisont. Specifika teknikfrågor såsom till exempel svängmassans betydelse för elnätet behandlas i en specialstudie inom ramen för projektet Vägval el. Även specifik teknikutveckling som batteriutveckling hanteras mer utförligt i en tidigare specialstudie inom Vägval el.

Analyserna av elnätsens framtida utvecklingsbehov baseras på de scenarier som utmålats i slutrapporterna från arbetsgrupperna produktion och användning inom Vägval el. Till följd av att geografisk lokalisering av ny elproduktion har stor betydelse för hur elnäten ska utformas, så har arbetsgruppen valt att inte analysera den ekonomiska omfattningen av respektive

produktionsalternativ i detalj. En sådan analys skulle innehålla alldeles för stor osäkerhet. Vidare har analyser av elnätets utveckling baserats på förändringar som härrör från ny elproduktion byggd i Sverige och inte eventuell ny produktion i Norge, Finland eller andra europeiska länder. I avsnittet om Sveriges självförsörjningsgrad förutsätts det dock en utbyggnad av produktionen i angränsande länder om utbytet via utlandsförbindelserna ska öka.

Marknadsrelaterade frågor inklusive diskussioner om styrmedel hanteras i arbetsgruppen Samhällsekonomi och Elmarknad inom ramen för projektet Vägval el.



# 3. Framtida elanvändning

Det framtida elnätet kommer att anpassas till den framtida elanvändningen. Utvecklingen av elanvändningen som påverkar nätet är bland annat urbaniseringen, förändring av den svenska industrin, ökning av antalet prosumenter, användarflexibilitet och elektrifiering av transportsektorn. Den samlade bedömningen hos Arbetsgruppen för elanvändning, i Vägval el, av den framtida elanvändningen visas i tabell 2.

Elnäten måste dimensioneras för att klara den maximala belastningen det vill säga det största effektuttaget. Bedömningen i Användargruppen för elanvändning är grovt sett att effektuttaget varierar med elanvändningen. Men här kan stora lokala variationer uppstå till exempel baserat på var produktion och användning hamnar geografiskt, vilken typ av elanvändning som utvecklas med mera.

Användare av el såsom bostads- och service-sektorn ansluts till lokalnätet medan större industrier ansluts till regionnätet. Inga användare ansluts direkt till stamnätet. Förändringar

i dessa sektorer medför en direkt påverkan på den del av elnätet de är anslutna till men eftersom matningen i stor grad transporteras från stamnätet vidare ner i spänningsnivåerna får det effekt även på överliggande nät.

I figur 3 visas ett exempel på matning genom elnätet, från produktion till användning.

## TRANSPORTER

Elektrifiering av transporter kan innebära en ökad andel batteridrivna fordon och/eller en utveckling av vägfordon som kontinuerligt matas med el via elektrifierade vägar. Elektrifiering av vägar innebär en ny elinfrastruktur som byggs längs landets bilvägar, medan utvecklingen av batteridrivna fordon innebär expansion av laddinfrastruktur.

En kraftig ökning av transporter som kräver laddinfrastruktur kommer främst att innebära högre effekttoppar och därmed att kapacitets-

**Tabell 2:** Framtida elanvändning (IVA, Framtida elanvändningen En delrapport, 2016)

| Sektor  | Dagens elanvändning 2013 [TWh] | Bedömning elanvändning bortom 2030 [TWh] |
|---|--------------------------------|--|
| Bostads- och service                              | 71                             | 65–85                                    |
| Industri (inklusive serverhallar)                 | 51                             | 50–60                                    |
| Transporter                                       | 3                              | 10–16                                    |
| Övrig elanvändning                                | 4                              | 3–4                                      |
| Totalt elanvändning exklusive förluster i elnätet | 129                            | 128–165                                  |
| Total elanvändning inklusive förluster i elnätet  | 139                            | 140–180                                  |



gränsen överskrids på vissa ställen i elnätet (ELFORSK, Framtidens krav på elnätet, 2014). Detta på grund av att laddning av elbilar utan styrning eller incitament troligen kommer att sammanfalla med Sveriges effekttoppar, det vill säga tidig morgon och sen eftermiddag. Detta innebär att introduktion av elbilar kan innebära ökad effekt under hög last (ELFORSK, Prosumer and Demand-Response, makroperspektivet, 2012). Om elbilen istället kan laddas av produktionsöverskott på el från till exempel vindkraft kan det istället ha en positiv effekt på effektbehovet. För att detta ska ske måste dock ett incitament skapas för att ladda bilen när det är mest fördelaktigt för elsystemet. Utmaningen tros bli högst i låg- och mellanspänningsnätet (ELFORSK, Framtidens krav på elnätet, 2014).

Elbilar skulle kunna fungera som små distribuerade energilagrar och med smart teknik och styrning skulle de potentiellt kunna fungera som ett aggregerat energilagrar. Elbilens batteri skulle kunna användas som ett distribuerat element i energisystemet genom en aggregator eller så kallad tjänstemäklare (IVA, Energilagring, 2015).

Utvecklingen går snabbt mot att elfordonen får allt större batterier som tekniskt sett kan laddas allt snabbare. Denna utveckling kan få stor påverkan på det framtida elsystemet till exempel genom att fordonen blir mer flexibla beträffande tidpunkt för laddning och kapacitet att dela med sig av energilagrar, samtidigt som snabbaddning lokalt kan leda till mycket stora effektuttag (i dag upp till 150 kW för ett enda fordon).

## URBANISERING

Liksom i stora delar av världen pågår en tydlig urbanisering i Sverige, det vill säga befolkningstillväxten sker i framför allt i de tre storstäderna Stockholm, Göteborg och Malmö med förorter, samt andra större tätorter. Det finns idag få indikationer på att denna trend skulle minska. Statistiska centralbyråns befolkningsprognoser pekar på att utvecklingen kommer att fortsätta åtminstone fram till 2050, det vill säga under hela den tidsperiod som projektet Vägval el omfattar.

Befolkningen förväntas minska i 206 av Sveriges 290 kommuner (SCB, 2016). ”Under de senaste 50 åren har över 500 samhällen i Sverige upphört att vara tätorter. Detta beror antingen på att befolkningen minskat till under 200 personer eller på att samhället har vuxit ihop med en större tätort” (SCB, 2016). 344 tätorter har upphört genom vikande befolkning. Tätorter som upphört genom vikande befolkning under perioden 1960–2010 illustreras i figur 4. Bilden till höger visar hur Sverige skulle se ut om de ritades efter befolkningens mängd.

Urbaniseringen medför ett ökat tryck på elnät runt och i städer och avbefolkningen gör att näten kring glesbygden försörjer färre och färre människor och blir därmed dyrare för de som är kvar. Detta skulle kunna innebära en ökad drivkraft för användare att koppla bort sig från elnätet och bli självförsörjande.

Elfordon är i dag kraftigt överrepresenterade i tätorter och den utvecklingen kan förväntas bestå över lång tid.

## FRAMTIDA ELANVÄNDNING INOM INDUSTRIEN

På samma sätt som urbaniseringen påverkar elnätet får även en eventuell förändring av den svenska industrins elanvändning betydelse för elnätet. Den svenska industrin har haft en relativt konstant fördelning av energianvändningen mellan de olika industriella branscherna. Bedömningen är att elanvändning inom industrin totalt sett kommer att ligga på dagens nivå vid år 2030. En ökad eller minskad elanvändning i de olika branscherna kan innebära förändrade förutsättningar för elnäten beroende på var industrin geografiskt ökar respektive minskar sitt elbehov. Elintensiv verksamhet bedrivs idag i stora delar av landet.

## PROSUMENTER OCH LOKALA ENERGISYSTEM

Användare som själva börjar producera el kallas prosumenter, då de både är producenter och konsumenter. Det är mycket troligt att antalet

prosumenter ökar i samhället och bidrar till att andelen småskaligt distribuerad produktion ökar, se mer om detta i kapitel 4.

Prosumenter innebär att elnätet används på ett nytt sätt genom att el inte bara färdas i en riktning utan nu även från konsumenterna tillbaka ut till elnätet igen. Förutsättningarna förändras därmed för elnätet eftersom denna produktion är intermitterant och vid vissa tillfällen kan vara så stor att nettoflödet i distributionsnätet byter riktning (ELFORSK, Prosumer med Demand-Response, makroperspektivet, 2012).

Utvecklingen av energieffektivisering, laststyrning och batteriteknik samt ny produktionsteknik kan leda till att konsumenter eller lokala nät utvecklas till att bli självförsörjande enheter. Skulle så bli fallet, och nätkunder i ett distributionsnät skulle lyckas att på ett ekonomiskt sätt överbygga de betydande säsongs- och dygnsvisa variationerna i solinstrålning och energibehov, förlorar distributionsnäten sitt värde. Transmissionsnäten skulle då användas framför allt för att försörja industrier och vissa stora städer. Sveriges exportmöjligheter kan fortfarande vara stora, men överföringskostnaderna kan bli större per energienhet och även industrier kan få förlita sig mer på lokal elproduktion.

Solceller som är koncentrerade på en liten yta kan vid växlande molnighet ge upphov till spänningsvariationer på upp till 20 procent på minutbasis. Problemen minskar dock om fler solceller ansluts till elnätet över ett större område (ELFORSK, Prosumer med Demand-Response, makroperspektivet, 2012). Detta är en god illustration av elnätets funktion som möjliggörare av förnybar elproduktion.

## ANVÄNDARFLEXIBILITET

Så kallad användarflexibilitet, det vill säga att elanvändare förändrar sin användning genom olika incitament, kan användas till att kapa toppar och få en jämnare belastning. En viktig faktor är dock uthålligheten och repeterbarheten. Hur många timmar åt gången kan förbrukningen reduceras 3000 MW–4500 MW och hur snart kan den göra det igen? Förmågan för olika delar av samhället att vara flexibla i sin användning

och alternativkostnader ser olika ut. Även inom de respektive delsektorerna av energiintensiv processindustri ser möjligheterna tekniskt och ekonomiskt olika ut för att bidra med användarflexibilitet. Gemensamt för processindustrin gäller dock att frekvent förekommande krav på användarflexibilitet inte är förenliga med lönsam drift.

En ökad flexibilitet kan användas för att undvika eller skjuta fram stora investeringar i kapacitetsförstärkningar av elnäten.

Förväntad potential som tagits fram av Vägval els Arbetsgrupp för elanvändning är 4 GW (2 GW från industrin och 2 GW från privat-användningen) i flexibilitet, vilket inte ger någon större påverkan i dimensioneringen av elnäten.

Besparing i ledningsdimensionering ska sättas i relation till totala investeringen. Ett riktvärde för en investering i kabel är att cirka 20–30 procent är material och cirka 70–80 procent är schaktningsarbete (grävning).

För att användarflexibiliteten ska kunna användas för näten, måste även kapacitetsbegränsningar i elnäten ge en prissignal till kunderna, och därmed vara en del av en framtida kapacitetsmarknad. Lokala energilagrar har potential att påverka effektuttaget mer än ren användarflexibilitet. Samtidigt skulle energilagrar kunna leda till större effektuttag genom ett behov att ta emot ”överskott” i förnybar elproduktion. Samma förhållande gäller för batterier i elfordon.

Användarflexibilitet medför inte någon stor påverkan på dimensioneringen av elnätet. En kontinuerlig och garanterad användarflexibilitet kan visserligen bidra till att minska kapacitetsbehov och därmed minska kravet på överföringskapacitet. Lokala energilagrar kan däremot innebära en större påverkan på dimensioneringen av elnäten. En ökad flexibilitet för att undvika kapacitetsförstärkningar av elnäten måste dock sättas i relation till hur stor andelen material (kabeldimensioneringen) är i relation till totala investeringen. Detta gäller främst för lokalnäten.

# 4. Framtida elproduktion

Det nuvarande stamnätet utvecklades under 1950-talet för utbyggnaden av vattenkraften och under 1980-talet för kärnkraften, och är därmed anpassat för denna typ av storskalig produktion. Ett centralt skäl till att man valde storskalig produktion var betydande skalekonomi i produktionsanläggningarna. Figur 5 visar fördelningen av dagens elproduktion mellan de olika elproduktionsslagen. Vattenkraften som 2014 stod för 40 procent av elproduktionen är i huvudsak lokaliserad i norra Sverige medan kärnkraften som 2014 stod för 40 procent av elproduktion är lokaliserad vid kusten i nedre Mellansverige (IVA, Sveriges framtida elproduktion En delrapport, 2016).

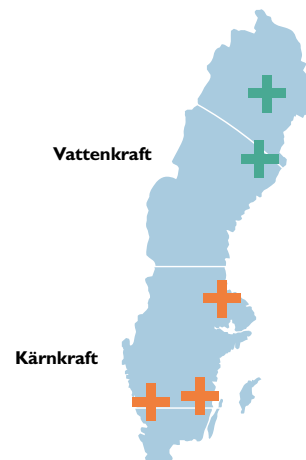
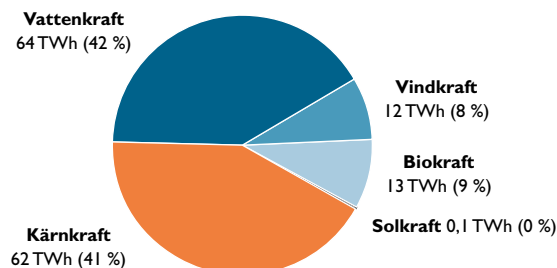
Ett eventuellt framtida elsystem med en ökad mängd vindkraft, solkraft och biokraft förväntas vara mer distribuerat än dagens och kräver därmed förändringar av elnätet. Delar av det befintliga elnätet kommer inte längre att behövas och andra delar behöver byggas ut och förstärkas.

En annan viktig faktor är skalekonomi i de framtida produktionsanläggningarna. Vindkraften har betydande skalfördelar, det vill säga stora turbiner och parker producerar el betydligt billigare än små. Vi kan därför inte förvänta oss en utveckling mot mycket lokala eller småskaliga

anläggningar. Med solel är förhållandena annorlunda då skalekonomi för solelanläggningar är mycket måttlig, det vill säga en liten anläggning producerar el till en likartad kostnad som en stor. Därtill kommer att den ekonomiska modellen är helt annorlunda för en lokal anläggning, till exempel solceller på ett hustak. Man talar om ”grid parity” det vill säga att man kan producera till samma kostnad som man köper el från nätet. Här har regelverken och inte minst skatterna en avgörande betydelse för ekonomin. Sammataget kan man dock förvänta sig att solel i stor omfattning kommer att installeras lokalt i relativt små anläggningar.

Historiskt har effekten flödat från ett begränsat antal produktionsanläggningar, genom stamnätet och regionnätet, och slutligen nått konsumenterna via lokalnätet. Detta enkelrikade flöde har legat till grund för utformningen av till exempel skydds- och felavhjälpningsstrategier, då man hela tiden vetat varifrån effekten kommer i systemet, och vart den är på väg. Med mer distribuerad och variabel produktion kan man inte längre utgå ifrån att effekten alltid flödar från högre spänningsnivåer till lägre. Produktion i form av solel kommer, av skäl som

**Figur 5:** Sveriges elproduktion (2014) fördelat på olika produktionstyper till vänster (IVA, Sveriges framtida elproduktion En delrapport, 2016) och en karta över Sverige och den geografiska lokaliseringen av 80 procent av elproduktionen.





redovisats, troligen i de flesta fall att anslutas i lokalnätet, vilket ökar behovet av övervakning, skydd och styrning av detta.

Det finns även personsäkerhetsaspekter att beakta. I det konventionella elnätet har man kunnat vara säker på att den del av nätet som är bortkopplad från högre spänning verkligen är spänningslös, och därmed säker, vid till exempel underhållsarbete. Produktionsanläggningar som solceller på distributionsnivå kommer att innebära behov av utveckling av säkerhetsrutiner. Man kan dock konstatera att flera länder, inklusive Tyskland och Italien, har stor erfarenhet av massiv utbyggnad av distribuerad produktion, och lärdomar kommer att kunna hämtas därifrån.

## **ANSLUTNING AV NY PRODUKTION TILL ELNÄTET**

Ny produktion ansluts till olika delar av elnätet beroende på produktionsenhetens storlek. För att ansluta en anläggning direkt till stamnätet krävs en inmatningseffekt på minst 100 MW för att ansluta till 220 kV-nätet och en inmatningseffekt på minst 300 MW för anslutning till 400 kV-nätet. Kärnkraftverken och stora vattenkraftverk ansluts direkt till stamnätet.

Enskilda vindkraftverk kommer primärt att anslutas till lokalnäten. Vindkraftsparker som är mindre än 15 MW ansluts normalt till lokalnäten och vindkraftsparker mellan 15 MW och 300 MW ansluts normalt till regionnäten (Statens Energimyndighet, Elanslutning av vindkraft till lokal-, region-, och stamnätet, 2007). Större vindkraftsparker på ca 300 MW och däröver behöver normalt anslutas till stamnätet.

Solcellsanläggningar antas främst byggas på hustak i direkt anslutning till användaren och kommer därmed att vara anslutna till lokalnätet.

Mindre vattenkraftverk och biokraftverk ansluts främst till regionnätet beroende på storlek. Mycket små anläggningar kan även anslutas till lokalnätet.

Vilken typ av anläggning som byggs eller tas ur drift påverkar enligt ovan olika delar av elnätet. De olika produktionsalternativens sammanlagda effekt på elnätets olika delar beskrivs på sidorna 22–29.

Den största potentialen för havsbaserad vindkraft finns i södra Sverige (Svenska Kraftnät, Nätutvecklingsplan 2016–2025, 2015). De höga kostnaderna medför dock att havsbaserad vindkraft främst kommer att byggas i mycket kustnära lägen. Anslutning av vindkraftsparker längre ut till havs behöver göras med likströmsförbindelser till stamnätet, dessa investeringar är i dagsläget dock inte lönsamma utan kräver ett särskilt stöd för havsbaserad vindkraft (Svenska Kraftnät, Nätutvecklingsplan 2016–2025, 2015). *”Givet att det finns bra vindlägen kustnära och på land kan det starkt ifrågasättas om ett sådant stöd är samhällsekonomiskt motiverat”* (Svenska Kraftnät, Nätutvecklingsplan 2016–2025, 2015).

## **FRAMTIDA ELPRODUKTIONSALTERNATIV OCH DESS PÅVERKAN PÅ ELNÄTET**

Inom projektet Vägval el har fyra tänkbara alternativ för den framtida elproduktionen tagits fram. För analys använder sig denna rapport av Elproduktionsgruppens medelsscenario som innebär en elproduktion på 160 TWh. De tänkbara produktionsalternativen listas nedan och beskrivs i detalj i rapporten från Arbetsgruppen för elproduktion (IVA, Sveriges framtida elproduktion En delrapport, 2016).

- **Produktionsalternativ 1** – Mer sol och vind, hädanefter "PA mer sol och vind"
- **Produktionsalternativ 2** – Mer biokraft, hädanefter "PA mer biokraft"
- **Produktionsalternativ 3** – Ny kärnkraft, hädanefter "PA ny kärnkraft"
- **Produktionsalternativ 4** – Mer vattenkraft, hädanefter "PA mer vattenkraft"

De olika produktionsalternativen är en mix av olika elproduktionsanläggningar i olika grad. Sammansättningen av de olika produktionsalternativen jämfört med dagen produktionsmix illustreras i figur 6.

Framförallt alternativ 1 och 2 innebär att produktionen kommer att ske på geografiskt nya platser med mer distribuerad småskalig elproduktion än idag kombinerat med storskaliga vindparker, vilket kräver en förändring av el-

nätet som till exempel nya ledningar eller förstärkningar av befintliga.

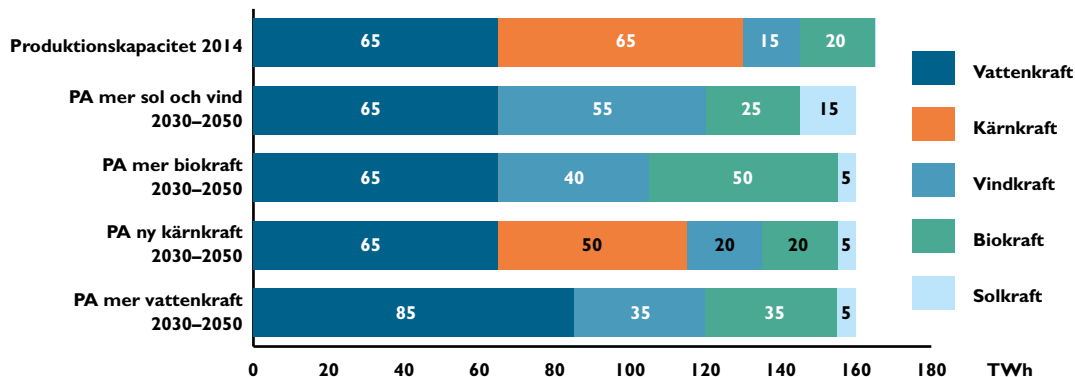
Sverige har generellt sett goda förutsättningar för att inkludera icke planerbar produktion i elsystemet, eftersom det finns tillgång till vattenkraft med vattenmagasin, som kan bidra till att utjämna variationer över de flesta tidsskalor, från sekunder och minuter upp till månader. De flesta anläggningarna som bidrar ligger dock i norra Sverige. Detta tillsammans med att en hel del stora vindkraftsanläggningar kommer att byggas i norra Sverige på grund av god tillgång till mark med goda vindförhållanden innebär att behovet av god överföringsförmåga från norra till mellersta Sverige (de så kallade snitt 1 och 2) ökar.

Inför avvägningar om de alternativa valen för det framtida elsystemet är det centralt att analysera regleringen av nätverksamhet. För globalt konkurrerande elintensiv verksamhet är systemkostnaden för elenergi en viktig

del av konkurrenskraften. I synnerhet gäller det för de val som innebär stora infrastrukturinvesteringar. En illustration av detta finns i den nätutvecklingsplan för 2016–2025 som redovisats av Svenska kraftnät. Investeringarna i det svenska stamnätet bedöms ligga på historiskt höga nivåer under en överskådlig framtid. Redan liggande investeringsplaner bedöms leda till en fördubbling av kostnaderna för drift, förvaltning och utveckling. Detta innebär i sig betydande konsekvenser för den stamnätsavgift som tas ut av nätkunderna. Av dessa kostnader går cirka en tredjedel till reinvesteringar i det befintliga nätet.

I detta kapitel analyseras vidare de olika produktionsalternativens påverkan på olika elområden. Sverige består sedan 2011 i fyra elområden vilket illustreras i tabellen nedan. Bedömningen av var den framtida produktionen i de olika produktionsalternativen kan tänkas hamna baseras på följande studier.

**Figur 6:** Fördelningen mellan de olika produktionstyperna i varje produktionsalternativ jämfört med dagens produktionskapacitet



**Vattenkraft**

Vattenkraften antas expandera i enlighet med Svensk energis bedömning (Svensk Energi, Potential att utveckla vattenkraften – från energi till energi och effekt, 2015).

**Kärnkraft**

Ny kärnkraft antas byggas där nuvarande befintliga kärnkraftverk finns

**Vindkraft**

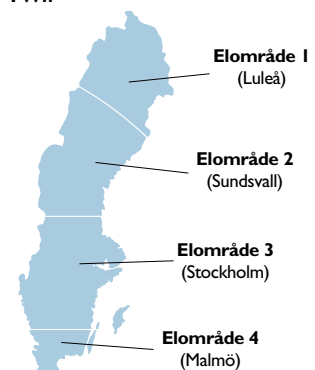
Vindkraften antas öka fördelningsmässigt i enlighet med Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan (Svenska Kraftnät, Nätutvecklingsplan 2016–2025, 2015).

**Biokraft**

Ny kraftvärme antas främst byggas där befintlig kraftvärme existerar (IVA, Sveriges framtida elproduktion En delrapport, 2016).

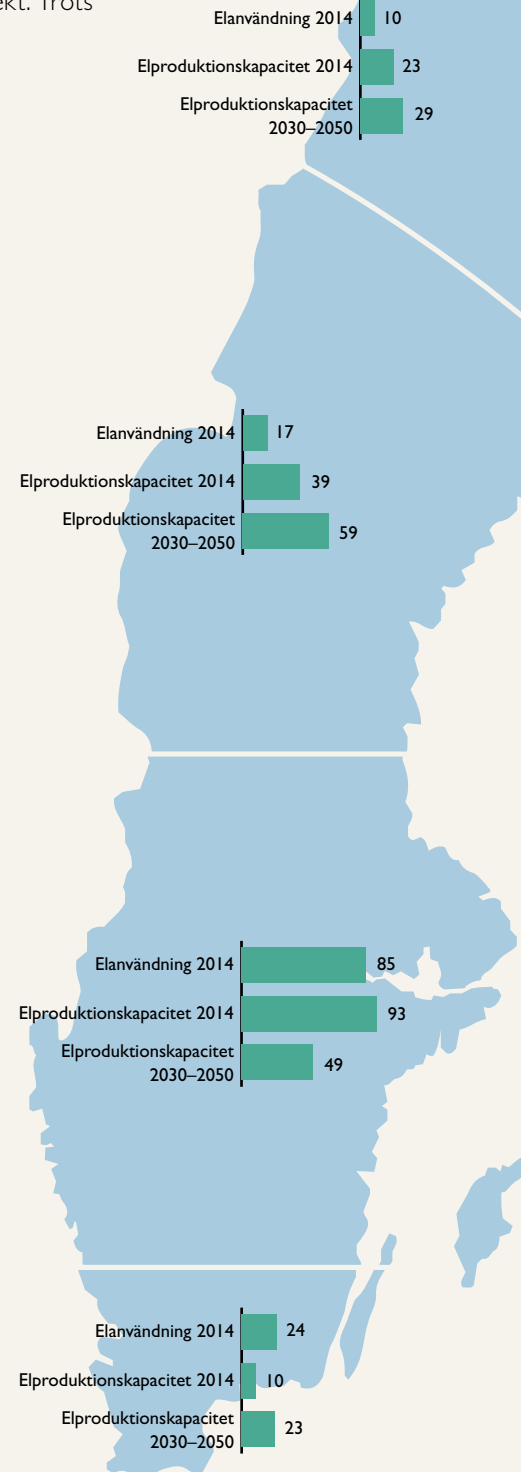
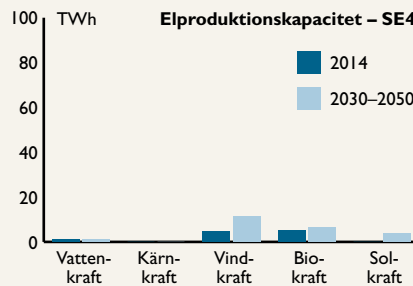
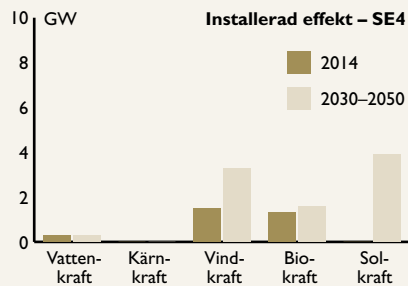
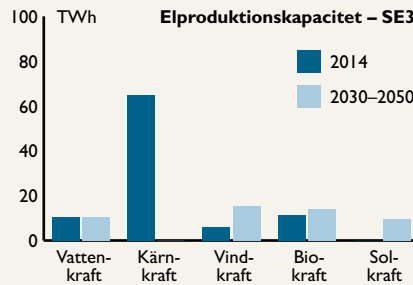
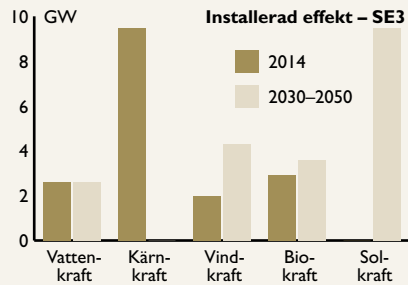
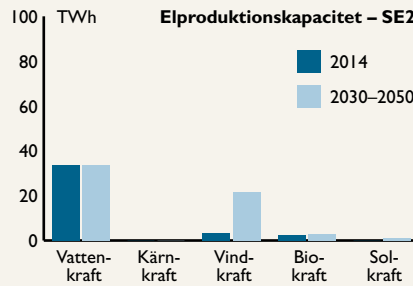
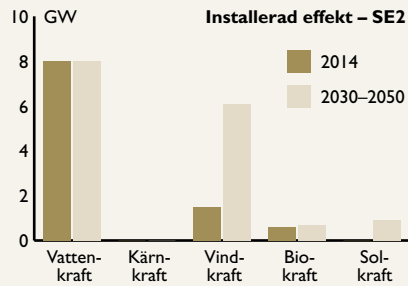
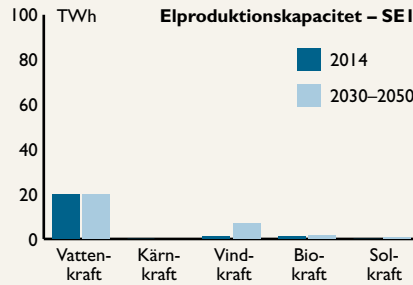
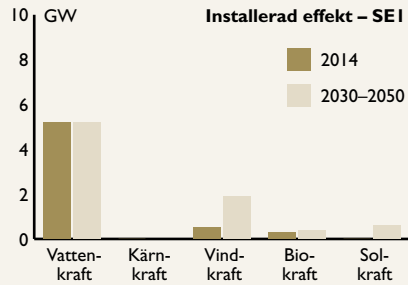
**Solkraft**

Solkraften antas öka i enlighet med den geografiska spridningen av befolkningen (Eldistributions- och transmissionsgruppen inom Vägval el 2016).



## PRODUKTIONSALTERNATIV "MER SOL OCH VIND"

"PA mer sol och vind" har en installerad effekt på totalt 53 GW och producerar 160 TWh el årligen. Produktionsalternativet innebär att Sverige inte utan extra åtgärder är självförsörjande på effekt. Trots att den totalt installerade effekten är 53 GW blir den tillgängliga effekten endast 21 GW.



Påverkan på elnätet i elområde 1 och 2 bedöms främst bestå av tillkommande storskalig vindkraft (cirka 8 GW), som primärt ansluts till stamnät och regionnät. Investeringar i elnätet behövs för att ansluta de nya vindkraftsanläggningarna samt även för förstärkningar i befintligt stam- och regionnät. Regionnäten är idag i stora behov av kapacitetsförstärkningar för att ansluta planerade vindkraftsprojekt vilket innebär att behovet av kapacitetsförstärkningar kommer att öka kraftigt i SE1 och SE2.

Påverkan på elområde 3 består av att befintlig storskalig produktion (kärnkraft) försvinner, drygt 9 GW installerad effekt och 65 TWh energi. Tillkommande produktion sker främst genom medelstor och småskalig vindkraft i lokalnäten samt genom solkraft nära elkunderna i lokalnäten. Vindkraften kommer troligen i hög grad att byggas i glesbebyggda områden med goda vindförhållanden och anslutas till lokalnäten (cirka 4 GW). Elnäten i dessa områden kommer därför att behöva förstärkas och byggas ut för att klara den nyanslutna effekten. Solkraften ansluts nära kunderna i lokalnäten, vilket kan medföra stora förstärkningar i vissa lågspänningsnät för att klara den nya inmatade effekten (9 GW). Förstärkningarna behöver oftast göras för att klara av att hålla rätt spänningsnivåer i lokalnäten. Behovet av förstärkningar beror på koncentrationen av solkraft i respektive lågspänningsnät samt hur utsträckt eller väldimensionerat befintligt nät är.

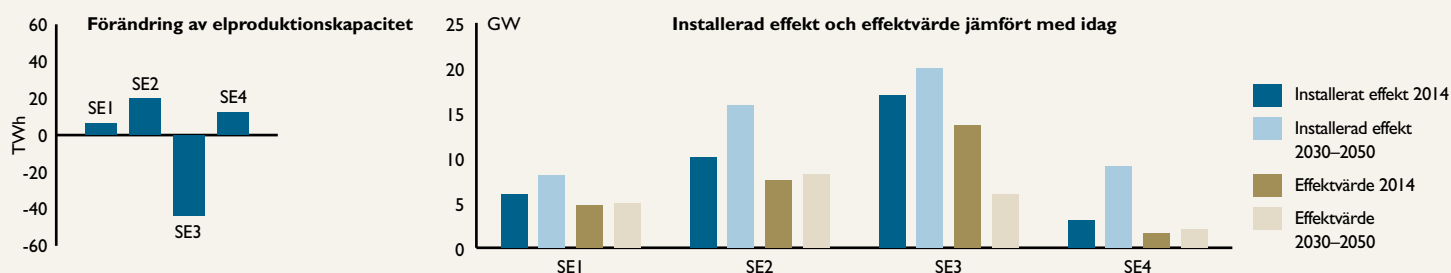
Energimässigt uppstår ett underskott i elområde 3, och nettobalansen för elområdet försämras med

cirka 40 TWh. Behovet av överföring från elområde 2 samt via utlandsförbindelserna, ökar betydligt. Det kommer troligen uppstå effektunderskott i elområdet, då den tillkommande installerade effekten har ett mycket lägre effektvärde än den befintliga. Även detta bidrar till behovet av ökad kapacitet från norr till söder i stamnätet.

Påverkan på elområde 4 bedöms primärt bestå av att ny småskalig produktion i form av vind och sol ansluts (cirka 3 GW vind respektive 4 GW sol). Detta innebär samma påverkan som i elområde 3, ovan, men i mindre skala.

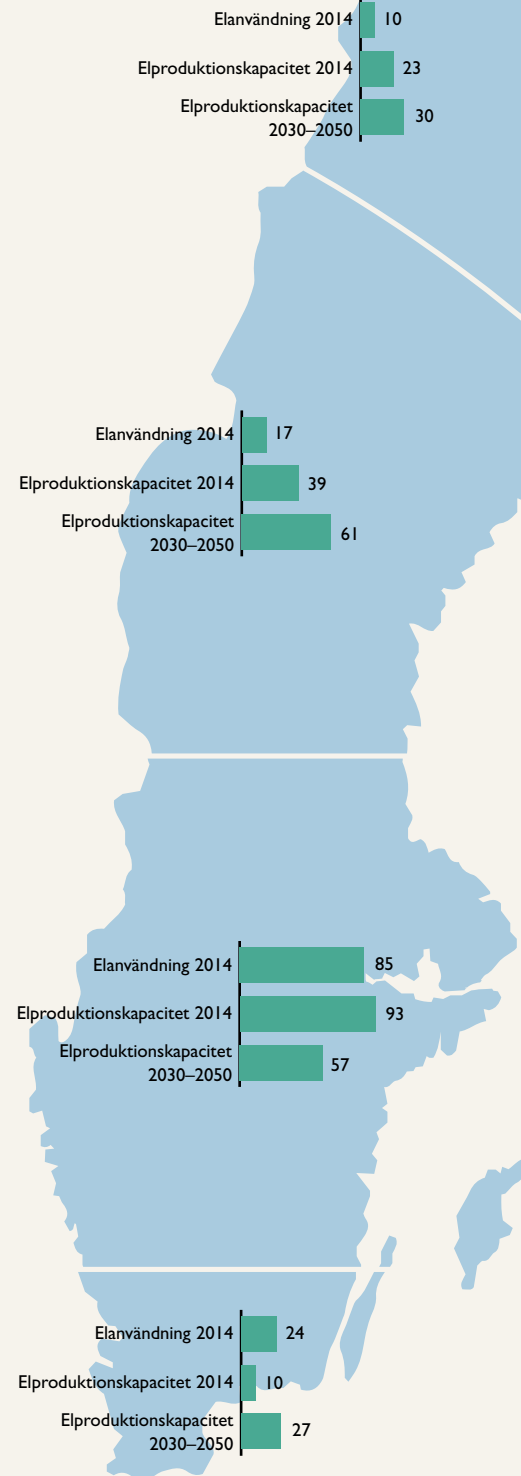
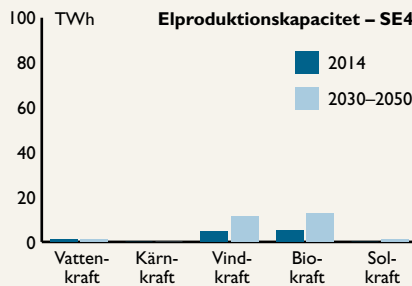
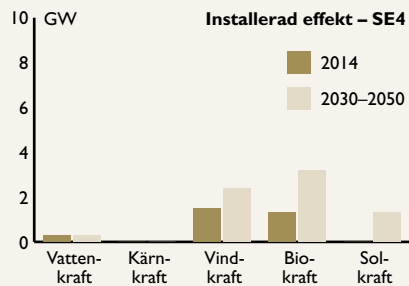
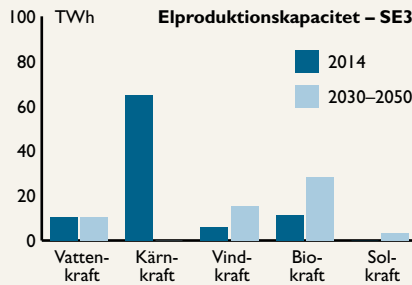
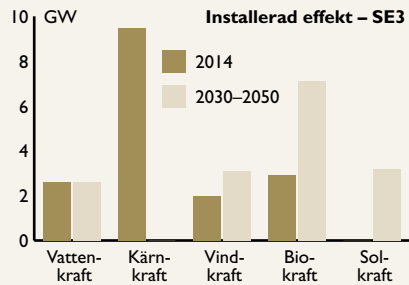
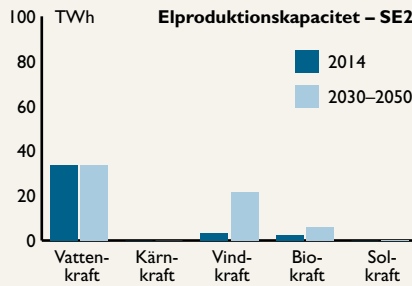
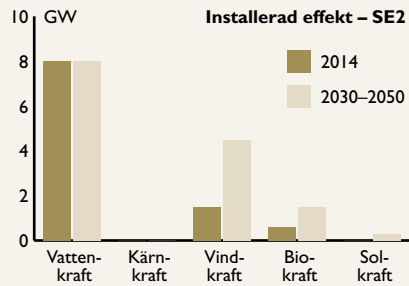
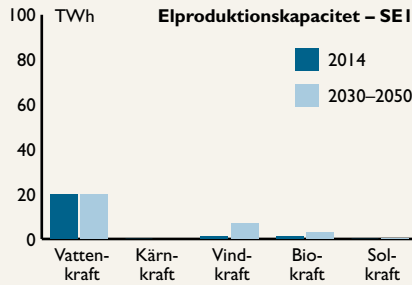
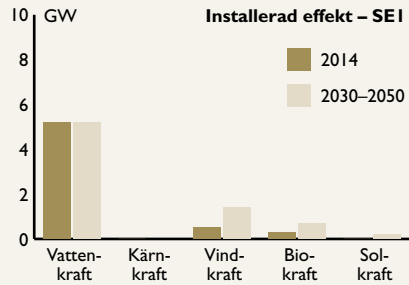
De två diagrammen nedan visar hur detta alternativ förändrar den installerade effekten och elproduktionen i varje elområde.

”PA mer sol och vind” innebär att den installerade effekten kommer att öka i alla Sveriges fyra elområden, vilket kan innebära en stor utmaning för hela systemet då den tillgängliga effekten i vissa fall kan vara fem gånger större än behovet. Detta kommer att kräva utbyggnad av elnäten då det är effekten som styr hur näten kommer att dimensioneras. Det maximala effektuttaget i näten kommer i ökad grad att styras av den variabla elproduktionen snarare än det maximala effektbehovet i användningen. Produktionsalternativet innebär också att elproduktionen kommer att öka i elområde 1, 2 och 4, samt minska i elområde 3. Utvecklingen av elnätet påverkas genom att ny produktion byggs och att befintlig tas ur drift.



## PRODUKTIONSALTERNATIV "MER BIOKRAFT"

"PA mer biokraft" har en total installerad effekt på 46 GW och total årlig elproduktion på 160 TWh. Graferna nedan visar hur de olika elområdena i Sverige påverkas av "PA mer biokraft".





Detta produktionsalternativ har den högsta andelen biokraft av de fyra produktionsalternativen. De nya biokraftanläggningarna antas i huvudsak lokaliseras på de platser som redan idag har kraftvärme, eller i värmesystem belägna i tätort (IVA, Sveriges framtida elproduktion En delrapport, 2016).

"PA mer biokraft" innebär relativt små förändringar i elområde 1 relativt dagens produktionssituation. En viss ökning (cirka 1 GW) vindkraft förväntas inom elområdet i detta alternativ. "PA mer biokraft" ger begränsad påverkan på elnätet i området, men utbyggnader behövs där vindkraften ansluts.

Vindkraften förväntas öka med cirka 3 GW installerad effekt och kraftvärmens (biokraft) med cirka 1 GW i elområde 2. Utbyggnad och förstärkning av regionnätet i området krävs för anslutningen av den nya vindkraften. Biokraften förväntas anslutas närmare tätorterna och ofta i anslutning till något befintligt kraftvärmeverk, och förstärkningar kommer att behövas i regionnäten för att ta hand om den nyinstallerade effekten.

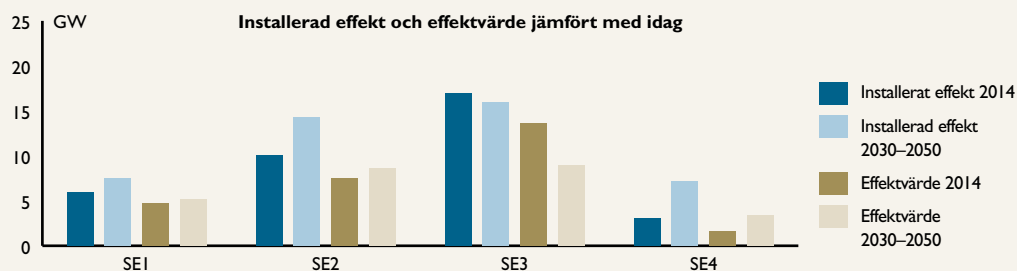
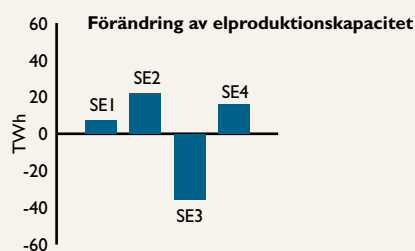
Befintlig kärnkraft, lokaliserad i elområde 3, förväntas läggas ner i alternativet "PA mer biokraft", vilket innebär att cirka 9 GW installerad effekt och 65 GWh energi försvinner från elområdet. Det är i det här elområdet som den största andelen biokraft förväntas anslutas, cirka 5 GW. Förstärkningsbehov

kommer att uppstå i regionnäten i och omkring tätorter. I det här alternativet är även ökningen av vind och solkraft påtaglig i elområde 3, cirka 1 GW vind och 3 GW sol. Även detta driver förstärkningskostnader, främst i lokalnäten för anslutningen av solkraften, på samma sätt som tidigare redovisats i produktionsalternativ 1. Den tillkommande nya produktionen, bio-, vind- och solkraft, kompenserar inte för den minskade energitillförseln från kärnkraften. Energibalansen i området försämras med cirka 40 TWh, vilket ökar behovet av överföring från elområde 2 samt utlandsförbindelserna.

I elområde 4 förväntas en ganska jämt fördelad ökning av ny vind-, bio- och solkraft (cirka 1 GW, 2 GW respektive 1 GW). Detta innebär utbyggnads- och förstärkningsbehov i regionnäten samt förstärkningar i lokalnäten.

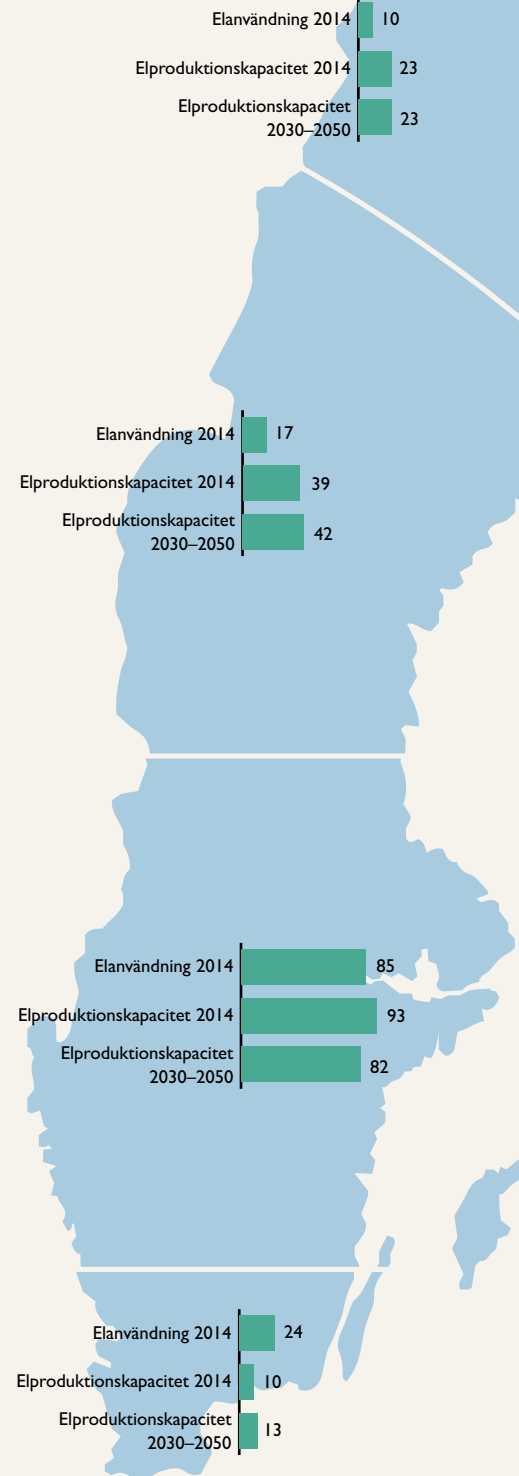
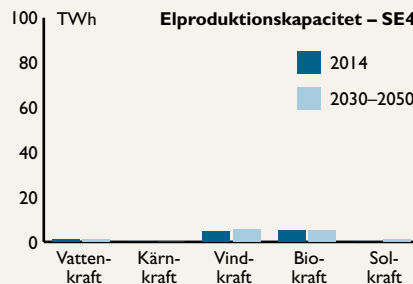
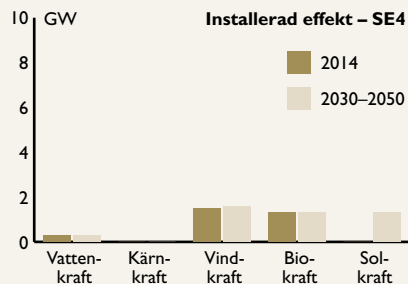
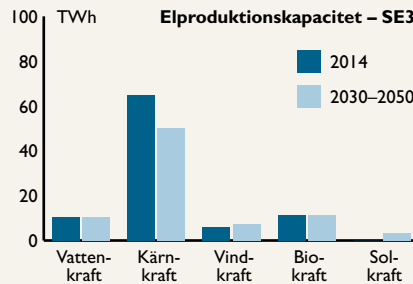
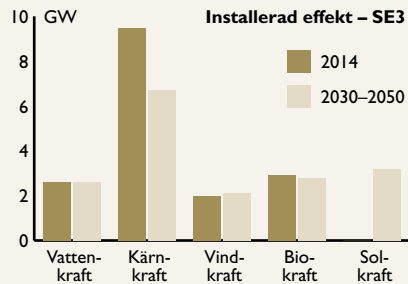
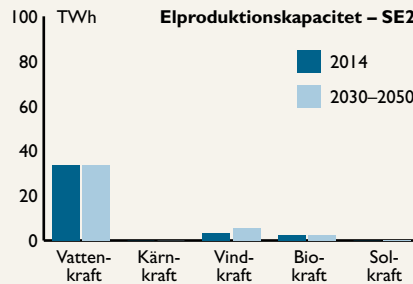
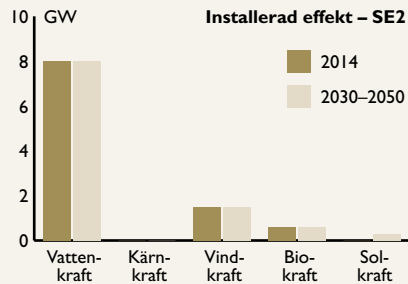
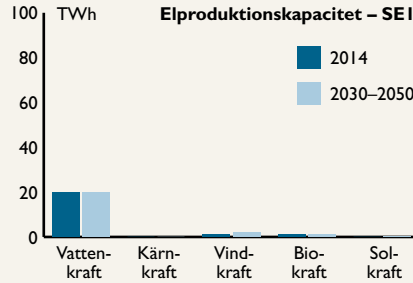
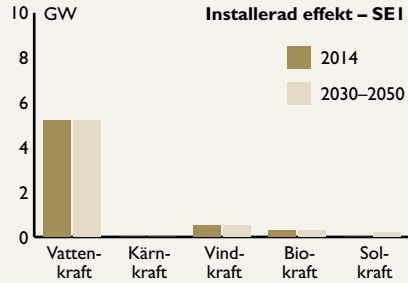
De två diagrammen nedan visar hur "PA mer biokraft" förändrar den installerade effekten och elproduktionen i varje elområde.

"PA mer biokraft" innebär att den installerade effekten kommer att öka i tre av Sveriges fyra elområden. Den installerade effekten och effektvärdet i elområde 3 blir dock betydligt lägre. Produktionsalternativet innebär också att elproduktionen kommer att öka i elområde 1, 2 och 4, samt minska i elområde 3.



# PRODUKTIONSALTERNATIV "NY KÄRNKRAFT"

"PA ny kärnkraft" har en total installerad effekt på 39 GW och totalt årlig elproduktion på 160 TWh. Graferna nedan visar hur de olika elområdena i Sverige påverkas av "PA ny kärnkraft".





"PA ny kärnkraft" är det enda av de fyra presenterade alternativ som har kärnkraft med i produktionsmixen. Ett framtida scenario med ny kärnkraft kräver endast mindre förändringar av elnätet, eftersom det nuvarande elnätet är byggt för en produktionsmix med kärnkraft. Det förutsätter dock att de nya reaktorerna byggs på samma plats som de gamla reaktorerna.

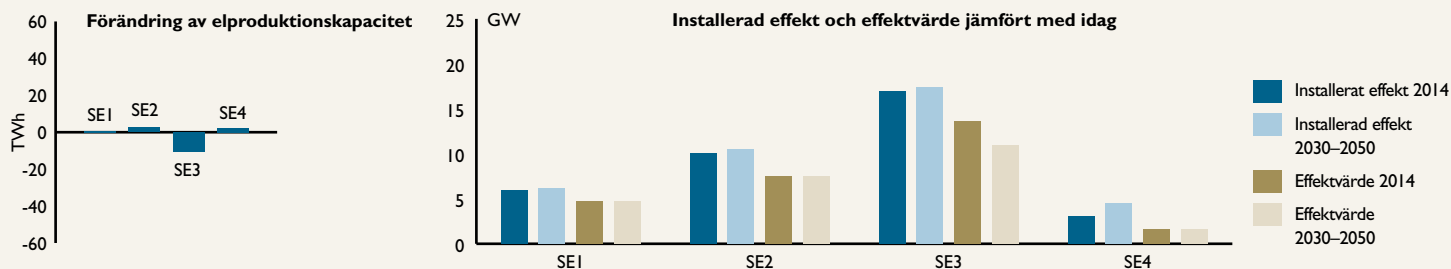
Påverkan på elnätet i elområde 1 och 2 är väldigt lika dagens situation, och förväntas inte driva några stora investeringsbehov i de båda områdena. En liten del vindkraft förväntas tillkomma i elområde 2, vilket ger vissa anslutnings- och förstärkningsbehov.

Ny kärnkraft förväntas byggas på befintliga etableringar i elområde 3. Ny installerad solkraft förväntas även tillkomma i området. Effektmatningen förväntas därför i högre grad att ske på de lägre spännings-

nivåerna. Energimässigt ersätter dock inte solkraften kärnkraften i området, och nettominskningen förväntas bli cirka 10 TWh. För att klara energibalansen i området ökar behovet av överföring från elområde 2 men främst via utlandsförbindelserna från Norge och Finland. Elområde 4 blir i princip oförändrat jämfört med dagens situation.

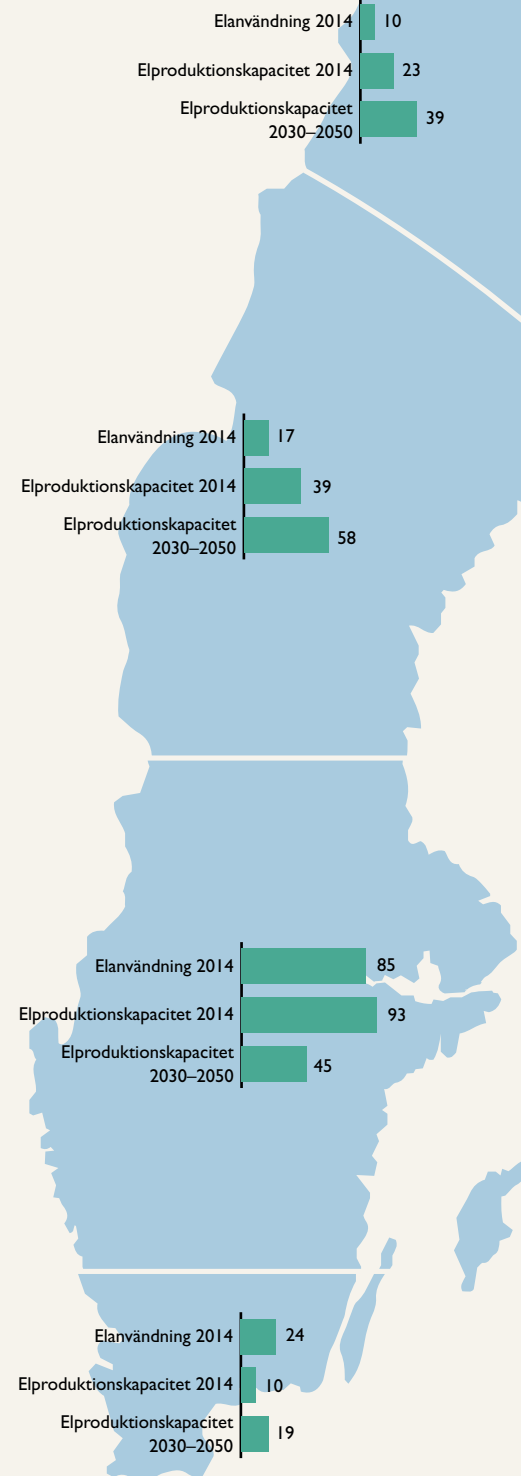
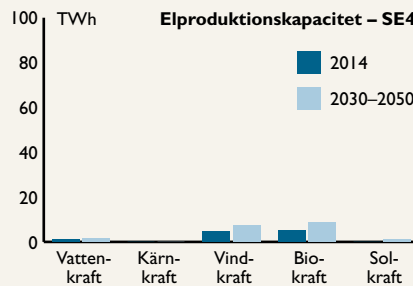
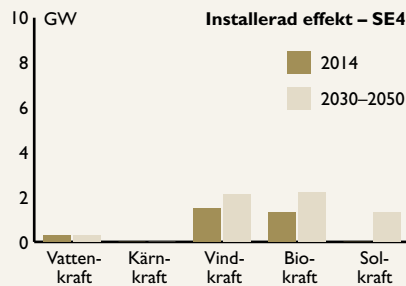
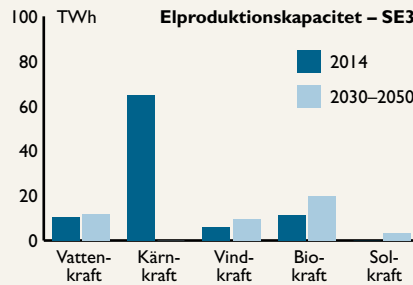
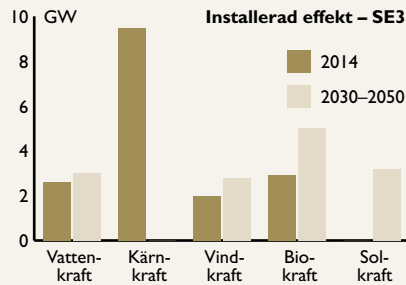
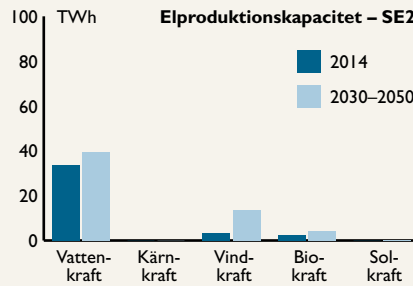
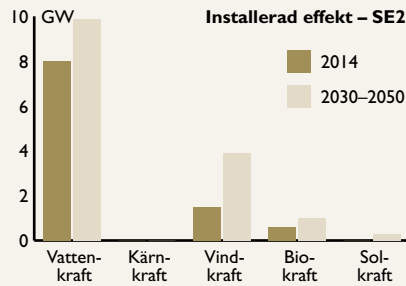
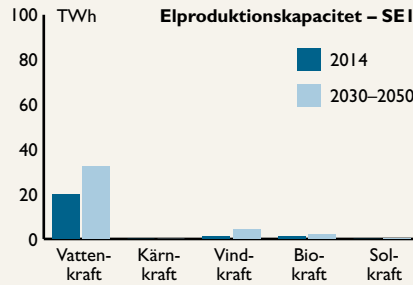
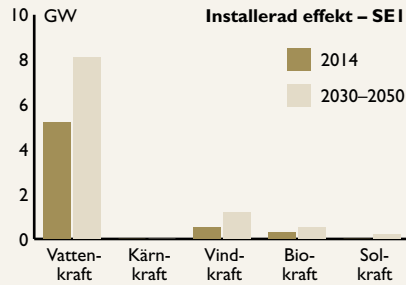
De två diagrammen nedan visar hur detta alternativ förändrar den installerade effekten och elproduktionen i varje elområde.

"PA ny kärnkraft" påverkar elnätet minst, då elnätet idag är anpassat för kärnkraft i elområde 3. En del av dagens kärnkraft antas ersättas med biokraft, solkraft och vindkraft, vilket resulterar i en minskning av elproduktion i elområde 3 och en ökning i de andra elområdena.



## PRODUKTIONSALTERNATIV "MER VATTENKRAFT"

"PA mer vattenkraft" innebär en installerad effekt på 45 GW och en total årlig elproduktion på 160 TWh. Graferna nedan visar hur de olika elområdena i Sverige påverkas av "PA mer vattenkraft".



"PA mer vattenkraft" innebär som enda alternativ av de fyra presenterade en ökning av elproduktion från vattenkraft. Ett scenario där vattenkraften byggs ut innebär troligen både effektivisering av befintliga kraftverk och utbyggnad av redan exploaterade älvar, men också utbyggnad av de hittills icke exploaterade nationalälvarna och andra skyddade älvar.

"PA Vattenkraft innebär en ökning av installerad effekt i elområde 1 på cirka 3 GW, främst genom uppgradering av befintlig vattenkraft i området samt ny vattenkraft. En mindre del av ökningen står ny vindkraft för med cirka 0,5–1 GW. Den ökade produktionen av el förväntas uppgå till cirka 15 TWh, vilket kommer att behöva föras vidare söder ut. Behov finns av förstärkning och uppgradering av stamnätet för att hantera de ökade volymerna, och den ökade inmatade effekten.

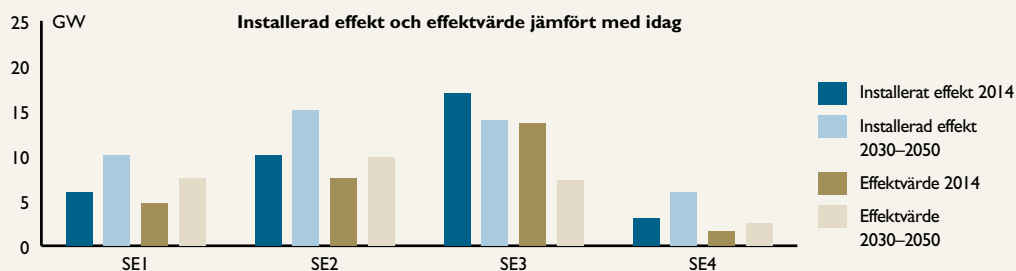
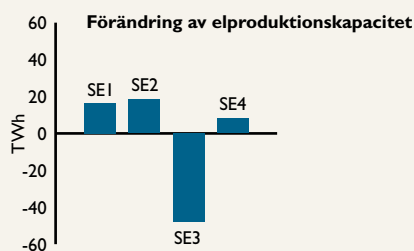
Även i elområde 2 ökar andelen vattenkraft med 1,5–2 GW installerad effekt. Men även storskalig vindkraft står för en stor ökning, cirka 2,5 GW installerad effekt. Utbyggnad av främst regionnäten i området blir nödvändig för att kunna ansluta den nya vindkraften, samt förstärkningar i region- och stamnät för att kunna ta emot el från den uppgraderade vattenkraften. Den producerade elen beräknas öka med 15 TWh, vilket först och främst förväntas överföras vidare söderut. Om man därutöver tar hänsyn till den ökade volym el som kommer att matas in från elområde 1, så finns ett behov av uppgradering av stamnätet i området.

Precis som i produktionsalternativ "PA mer sol och vind" och "PA mer biokraft" försvinner befintlig kärnkraft i elområde 3 för "PA mer vattenkraft". Tillkommande ny produktion i området, i det här alternativet, utgörs främst av solkraft 3 GW och biokraft, cirka 2 GW, och även en mindre volym vindkraft tillkommer. Förstärkningar kommer att behövas i berörda regionnät och lokalnät för att kunna hantera den tillkommande produktionen. Nettobalansen för producerad el i området förväntas minska med cirka 50 TWh, vilket kompenseras med främst ökad överföring från elområde 2. Det leder också till förstärkningsbehov i stamnätet.

En viss ökning av ny vindkraft, kraftvärme och solkraft, totalt cirka 2–3 GW, förväntas i elområde 4. Det innebär förstärkningsbehov i berörda regionnät för anslutning av främst vindkraft och kraftvärme. Lokalnäten berörs som beskrivits i tidigare produktionsalternativ, till följd av ökad installation av solkraft.

De två diagrammen nedan visar hur detta alternativ förändrar den installerade effekten och elproduktionen i varje elområde.

"PA mer vattenkraft" karaktäriseras av en utbyggnad av vattenkraft, främst i elområde 1 och 2, och av bortfall av kärnkraft i elområde 3. De olika produktionsalternativen påverkar olika delar av elnätet.



|                       | Lokalnäten   | Regionnäten   | Stamnäten  |
|-----------------------|--|---|--|
| "PA mer sol och vind" | <p>Stor mängd ny solkraft (totalt ca 15 GW) som påverkar lokalnätet, främst i elområde 3. Solkraften ansluts nära kunderna i lokalnäten, vilket kan medföra stora förstärkningar i vissa lågspänningsnät. Förstärkningar behöver ofta göras för att klara av att hålla rätt spänning-nivåer i lokalnäten.</p> <p>Stor mängd ny vindkraft (totalt ca 10 GW) som delvis ansluts till lokalnätet beroende på storlek och därmed kräver stor utbyggnad av lokalnätet. Den nya vindkraften antas hamna i alla fyra elområden med den största ökningen i elområde 2.</p> | <p>Stor mängd ny vindkraft (totalt ca 10 GW) som delvis ansluts till regionnätet beroende på storlek och därmed kräver utbyggnad och förstärkning av regionnätet. Den nya vindkraften antas hamna i alla fyra elområden med den största ökningen i elområde 2. Utbyggnad och förstärkning av regionnäten krävs för att anslutning av den nya vindkraften.</p>   | <p>Medför att stamnätet kommer att behöva förstärkas på grund av den stora utbyggnaden av vindkraften i elområde 2, men också på grund av bortfallet av kärnkraft i elområde 3. Både tillkomsten av ny vindkraft i norr samt bortfallet av kärnkraften ökar behovet av att föra över energi från norra Sverige till de södra delarna. Detta ger upphov till utbyggnader och förstärkningar i stamnätet.</p>  |
| "PA mer biokraft"     | <p>En del ny solkraft som påverkar lokalnätet och därmed kräver utbyggnad av lokalnätet (totalt ca 5 GW).</p> <p>En del ny vind (totalt ca 6 GW) som delvis ansluts till lokalnätet beroende på storlek. Den nya vindkraften antas hamna i alla fyra elområden med den största ökningen i elområde 2.</p>  | <p>En del ny vind (totalt ca 6 GW) som delvis ansluts till regionnäten beroende på storlek och därmed kräver utbyggnad och förstärkning av regionnätet. Den nya vindkraften antas hamna i alla fyra elområden med den största ökningen i elområde 2.</p> <p>Ny biokraft (totalt ca 7 GW) påverkar främst regionnätet i elområde 3 där mycket av den framtida biokraften förväntas.</p>  | <p>Medför att stamnätet kommer att behöva förstärkas på grund av utbyggnaden av vindkraften i elområde 2, men också på grund av bortfallet av kärnkraft i elområde 3. Både tillkomsten av ny vindkraft i norr samt bortfallet av kärnkraften ökar behovet av att föra över energi från norra Sverige till de södra delarna. Det ger upphov till utbyggnader och förstärkningar i stamnätet.</p>  |
| "PA ny kärnkraft"     | <p>En del ny solkraft som påverkar lokalnätet i form av utbyggnad och förstärkning (totalt ca 5 GW).</p>   | <p>Mycket liten påverkan på regionnätet.</p>  | <p>Mycket liten påverkan på stamnätet.</p>   |
| "PA mer vattenkraft"  | <p>En del ny solkraft som påverkar lokalnätet i form av utbyggnad och förstärkning (totalt ca 5 GW).</p> <p>En del ny vind (totalt ca 5 GW) som delvis ansluts till lokalnätet beroende på storlek och därmed kräver utbyggnad av lokalnätet. Den nya vindkraften antas hamna i alla fyra elområden med den största ökningen i elområde 2.</p>   | <p>En del ny vind (totalt ca 5 GW) som delvis ansluts till regionnätet beroende på storlek och därmed kräver utbyggnad och förstärkning av regionnätet. Den nya vindkraften antas hamna i alla fyra elområden med den största ökningen i elområde 2.</p> <p>Ny biokraft (totalt ca 4 GW) påverkar främst regionnätet i elområde 3 där mycket av den framtida biokraften förväntas.*</p> <p>Utbyggnaden av vattenkraften (totalt ca 5 GW) i elområde 1 och 2 kommer även till viss del att påverka regionnätet i form av förstärkningar och utbyggnad.</p> | <p>Medför att stamnätet kommer att behöva förstärkas på grund av utbyggnaden av vattenkraften främst i elområde 1 och 2 och bortfallet av kärnkraften i elområde 3. Både tillkomsten av ny vattenkraft (totalt ca 5 GW) och vindkraft främst i elområde 2 samt bortfallet av kärnkraften i elområde 3 ökar behovet av att föra över energi från norra Sverige till de södra delarna. Det ger upphov till utbyggnader och förstärkningar i stamnätet.</p> |

\* Om tätorterna med befintliga kraftvärmeverk med ökad kapacitet ska öka produktionen till tätorten kommer nuvarande regionnätskapacitet till stor del räcka. Om den ökade produktionen däremot ska föras vidare till överliggande nät kommer regionnätsförstärkningar att krävas.

**Tabell 3: Tillkommande elproduktion i de olika produktionsalternativen (IVA, Sveriges framtida elproduktion En delrapport, 2016)**

|                       | Elnätet (GW) |
|-----------------------|--------------|
| "PA mer sol och vind" | 26           |
| "PA mer biokraft"     | 18           |
| "PA ny kärnkraft"     | 5            |
| "PA mer vattenkraft"  | 18           |

## SUMMERING

De olika produktionsalternativen innebär att olika mycket ny produktionskapacitet måste anslutas till elnäten. Tabell 3 visar hur mycket ny produktionskapacitet som måste anslutas i respektive alternativ.

Som tidigare nämnts ansluts olika produktionsslag på olika spänningsnivåer och påverkar därmed olika delar av elnätet. Småskalig elproduktion ansluts till exempel till lokalnäten, medan storskalig elproduktion ansluts till stamnätet. Medelstor produktion ansluts till regionnätet. Ovan sammanfattas hur de olika delarna av elnätet påverkas av de olika produktionsalternativen.

# 5. Sveriges självförsörjandegrad

Självförsörjandegrad med avseende på el kan innebära självförsörjande på energi eller effekt. Självförsörjande på energi innebär att Sverige producerar minst lika mycket el som vi använder under ett år. Självförsörjande på effekt innebär att Sverige under varje ögonblick kan leverera den el Sverige behöver vilket skulle innebära en stor installerad överkapacitet vid vissa tillfällen som då måste spillas eller exporteras till andra länder. Export till andra länder ställer även krav på mottagarlandets elinfrastruktur så att dessa länder kan ta emot elen som exporteras.

Oavsett vilken typ av självförsörjandegrad som avses byggs de på överföringskapacitet mellan Sverige och andra länder. Vill vi kunna exportera eller importera mer el krävs mer överföringskapacitet.

## SVERIGES EFFEKTRERERV

Svenska kraftnät har ansvar för att säkerställa landets kortsiktiga kraftbalans, det vill säga balans mellan tillförsel (produktion och import) och efterfrågan (elförbrukning). För att säkerställa effektbalansen under den kallaste vinterperioden har Svenska kraftnät ett uppdrag att upphandla en särskild effektreserv på högst 2 GW under perioden 16 november till den 15 mars. Effektreserven upphandlas antingen som en ökad produktion eller som en neddragning av elförbrukningen hos stora elanvändare. Nuvarande lag gäller fram till 16 mars 2020. Regeringen förbereder ett förslag att förlänga lagen om effektreserven till 2025 (IVA, Sveriges framtida elproduktion En delrapport, 2016).

Inför vintern 2014/2015 upphandlades en effektreserv på 1 500 MW och den utgjordes av 874 MW produktion och 626 MW förbrukningsreduktioner (Svenska kraftnät, Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, 2015).

## OMVÄRLD

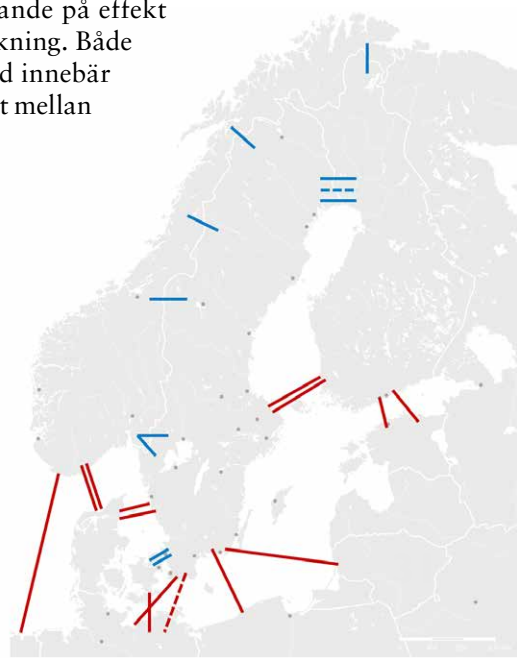
Sverige är idag sammanbundet via likströmsförbindelser med Tyskland, Danmark, Polen, Litauen och Finland. Det finns också växelströmsförbindelser till Norge, Finland och Danmark. Den senast byggda förbindelsen, NordBalt, går mellan Sverige och Litauen. Den planeras att tas i kommersiell drift under första kvartalet 2016. Sveriges utlandsförbindelser visas i figur 7.

En väsentlig faktor är också hur elproduktionen ser ut i de regioner till vilka en utbyggnad av nätinfrastrukturen görs. En anslutning som görs till ett underskottsområde kommer att leda till ökade priser i Sverige samtidigt som det är osäkert i vilken mån det finns kraft som kan flöda tillbaka till Sverige vid de tidpunkter som vi är i behov av det. Detta är av stor betydelse för vår globalt konkurrerande energiintensiva processindustri.

Lagring som beskrivs senare i rapporten kan hjälpa till att öka självförsörjandegraden och minska behovet av export och import mellan Sverige och andra länder.

Sveriges självförsörjandegrad, beroende på om det avser effekt eller energi, får olika konsekvenser för elnätet, där självförsörjande på effekt påverkar elnätet i större utsträckning. Både hög och låg självförsörjandegrad innebär krav på mer överföringskapacitet mellan Sverige och andra länder.

**Figur 7:** Sveriges utlandsförbindelser med andra länder, blå linjer markerar AC-länkar och röda linjer markerar DC-länkar (Svenska kraftnät, 2016)





# KRAFTSYSTEMET 2015

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

| OMFATTNING 2015          | LUFTLEDNING | KABEL  |
|--------------------------|-------------|--------|
| 400 kV växelström        | 10 980 km   | 8 km   |
| 220 kV växelström        | 3 550 km    | 29 km  |
| Högspänd likström (HVDC) | 100 km      | 660 km |

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



**Källa:**  
Svenska kraftnät, 2015

# 6. Framtidens krav på leveranssäkerhet

En hög leveranssäkerhet och tillgänglighet innebär att elnätet levererar el när det ska och att det är få avbrott. I dagens samhälle är vi beroende av el på såväl arbetsplatser som i hemmet. Minsta avbrott i elleveransen skapar omedelbart problem. El som tjänst förväntas därför ha mycket hög tillgänglighet.

Tabell 4 visar elleveransens tillgänglighet i procent av året i några europeiska länder år 2010.

Tillgängligheten i alla länder presenterade i tabellen utom Rumänien är över 99,9 procent. En tillgänglighet över 99,9 procent kan verka hög men det är viktigt att veta vad detta innebär i avbrotts-tid för en elkund. Exempelvis innebär en minskad tillgänglighet från 99,99 procent till 99,98 procent att den genomsnittliga avbrotts-tiden i elleveransen för en kund blir dubbelt så lång, från 53 min till 1 h 45 min (Energimarknadsinspektionen, Leveranssäkerhet i elnäten 2012, 2014).

Enligt ellagen ska överföringen av el vara av god kvalitet och i Energimarknadsinspektionens föreskrifter E1FS 2013:1 beskrivs de krav som ska vara uppfyllda för att överföringen ska anses vara av god kvalitet. Ett viktigt och styrande krav är funktionskravet som anger att ett elavbrott inte får vara längre än 24 timmar. Krav finns också för antalet oaviserade långa avbrott, trådsäkring av luftledningarna samt spänningskvalitet.

Ett elavbrott som varar i minst 12 timmar ger rätt till en avbrottsersättning. Det finns möjlighet till jämkning för nätföretagen om ersättningen blir oskäligt betungande för företaget eller om möjligheten att åtgärda elavbrottet försenats på grund av risker för nätföretagens anställda eller entreprenörer. Det finns också undantag då avbrottet beror på hinder utanför nätföretagets kontroll, fel i stamnätet, försummelse hos elanvändaren eller elavbrott på grund av elsäkerhetsskäl. Kvalitetsincitamenten

i intäktsregleringen har för närvarande en relativt svagt styrande inverkan.

Investeringarna för att höja leveranssäkerheten hos de svenska nätbolagen har varit omfattande under den senaste 10–15-årsperioden. Sett över Sverige som helhet är det dock svårt att se några tydliga trender eller förbättringar gällande det genomsnittliga antalet avbrott. Snarast visar statistiken att antalet avbrott är relativt stabilt över tid undantaget de år då det varit omfattande stormar (2005, 2007 och 2011) som avviker med något fler avbrott än övriga år. Går man istället ned på lokal nivå kan man se tydliga förbättringar i de områden där nätbolagen gjort investeringar i förbättrad leveransskvalitet.

Sammantaget kan man dra slutsatsen att leveranssäkerheten i de svenska lokalnäten fortfarande har ett starkt väderberoende.

Kraven på leveranssäkerhet kommer att öka än mer i framtiden vilket gäller alla typer av nät. Vårt högteknologiska samhälle är redan idag helt beroende av el för att fungera och beroendet kommer att fortsätta öka i ett samhälle där automatisering och digitalisering är viktiga utvecklings- och tillväxtområden.

För de producerande företagen kan även mycket korta avbrott och dålig elkvalitet innebära stora kostnader i produktionsbortfall för stillestånd, kassation och återstart. Frågan om hur frekvent förekommande dålig elkvalitet leder till avbrott i produktionen är viktig. Ett stopp som uppstår vart tionde år är en helt annan sak än avbrott som uppstår varje eller vartannat år. Framtidens teknik kommer troligen att göra dessa processer än mer känsliga och företagens krav på förbättrad leveransskvalitet kommer därmed att öka ytterligare. Samhället kan i en framtid med ökad elektrifiering av transportsektorn heller inte acceptera att människor inte

kan ta sig till sina arbeten eller att varor inte kan levereras på grund av elavbrott som förhindrat laddning av elektrifierade fordon.

I tabell 5 ges genomsnittlig avbrottslängd och uppskattning av avbrottskostnader under år 2012 för olika kundgrupper. Det finns dock stora variationer inom varje kundgrupp där elintensiv industri har en betydligt högre avbrottskostnad än den genomsnittliga industrikunden. Kostnaden för ett energiintensivt företag för ett enskilt avbrott kan uppgå till 100 miljoner kronor. Uppgiften i tabellen kan därför inte anses vara representativ för alla företag inom den kategorin. Avbrott som sker under bråkdelar av en sekund kan leda till avbrott i

produktionen med stora negativa effekter för företagen. Det är mindre relevant att se till längden på avbrott och istället se till frekvensen för avbrott.

Ökade krav på leveranssäkerhet kan till exempel innebära att avbrott måste åtgärdas snabbare, att elnätet måste vädersäkras ytterligare och att elnätsbolagens kostnad och ersättningskyldighet till kunderna ökar vid avbrott. Leveranssäkerheten kan dock även ökas genom lokala lösningar såsom lager. Konsekvenserna av avbrott för energiintensiv processindustri som bedriver kontinuerlig produktion kan bli ytterst kännbara. Avbrott under bråkdelar av en sekund kan vara tillräckligt för att stora skador uppstår i produktionen.

**Tabell 4:** Elleveransens tillgänglighet i procent av året i några europeiska länder år 2010 (Energimarknadsinspektionen, Leveranssäkerhet i elnäten 2012, 2014).

| Land           | Tillgänglighet [procent] |
|----------------|--------------------------|
| Finland        | 99,99                    |
| Tyskland       | 99,99                    |
| Norge          | 99,99                    |
| Sverige        | 99,98                    |
| Frankrike      | 99,98                    |
| Italien        | 99,98                    |
| Storbritannien | 99,98                    |
| Litauen        | 99,95                    |
| Portugal       | 99,95                    |
| Rumänien       | 99,87                    |

**Tabell 5:** Genomsnittlig avbrottslängd och uppskattning av avbrottskostnader under år 2012 för olika kundgrupper (Energimarknadsinspektionen, Leveranssäkerhet i elnäten 2012, 2014).

| Kundgrupp            | Genomsnittlig avbrottslängd [min] | Avbrottskostnad [miljoner SEK] |
|----------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| Jordbruk             | 165                               | 23                             |
| Industri             | 81                                | 200                            |
| Handel och tjänster  | 64                                | 610                            |
| Offentlig verksamhet | 80                                | 76                             |
| Hushåll              | 91                                | 66                             |

# 7. Lagring

Lagring av el kan på många sätt hjälpa elsystemet, dels genom att förbättra elkvaliteten men också genom att ta tillvara på produktion då den inte direkt kan användas.

Med en ökande mängd väderberoende kraft i systemet, ökar behovet av att kunna jämna ut tillgänglig effekt med hjälp av energilager av olika typer. Sedan mycket långt tillbaka lagras energi i kraftsystemet i form av bränsle eller i form av vattenmagasin i vattenkraftverk. I länder med rätt förutsättningar finns också sedan länge lager i form av så kallade pumpkraftverk, där vatten kan pumpas upp till en högt liggande damm, för att sedan utnyttjas för elproduktion.

Mer decentraliserad elproduktion och ökad användning av allt billigare batterier kan leda till att man kan undvika investeringar i näten. Batterierna kan också användas tillsammans med elektronik för att förbättra stabilitet och elkvalitet i distributionsnäten.

## **VATTENKRAFTDAMMAR SOM EFFEKTRERERV**

I det nordiska elsystemet finns relativt gott om lagringskapacitet för dygns-, vecko- eller års-lagring i form av vattenkraftverk med magasin (reservoarer). Detta är en mycket viktig resurs för att till exempel balansera ut den väderberoende produktionen från sol och vind. Svensk och norsk vattenkraft skulle också kunna användas som effektreserv i ett vidare område än Norden.

Att förstärka transmissionskapaciteten inom landet och till grannländerna ökar möjligheterna för de svenska vattenkraftverken att fungera som effektreserv. Fördelen är ömsesidig, Sverige kan också importera effektreserv via transmissionslänkarna som ett alternativ till att betala för att ha kraftstationer i standby under

förutsättning att energibalanserna i de samman- kopplade regioner stöder det vid just de tillfällen då mer kraft behövs i det svenska systemet.

På grund av Sveriges och Norges geografiska läge är framför allt utvecklingen av sjökabel viktig i detta sammanhang. Genom att konvertera befintliga luftledning till likström ökar kapaciteten på befintliga ledningsgator och styrbarheten i nätet.

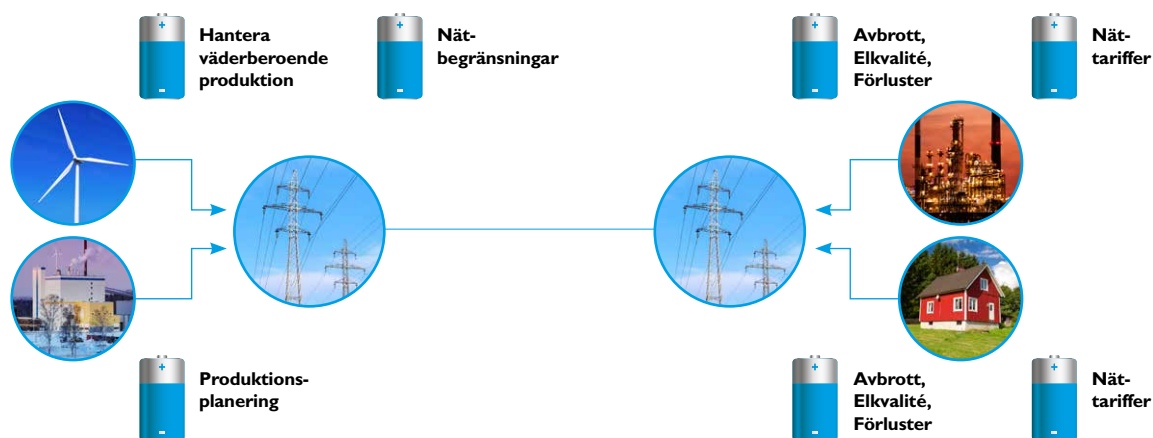
## **SÄSONGSLAGER**

Genom god tillgång på vattenkraft med stora magasin är det svenska systemet osedvanligt lämpat att hantera effektvariationerna hos sol och vind. Genom sina stora magasin kan dessa kraftverk balansera såväl kortsiktiga som säsongsmässiga produktionsvariationer, utan att man behöver bygga särskilda energilager, till exempel pumpkraftverk. Exempelvis motsvarar energiinnehållet i Suorvadammen, Sveriges största vattenkraftmagasin, 6 TWh eller cirka en tiondel av den totala årliga vattenkraftproduktionen i Sverige.

## **KORTTIDSLAGER**

Just nu sker ett snabbt prisfall på främst litiumjonbatterier för fordonsindustrin. Det förutspås att denna utveckling kommer att påverka också elnäten. Batteriteknik i näten kan bidra med ett flertal olika systemfördelar, där ingen enskild systemfördel idag ger ett tillräckligt skäl att investera. Batterilager skulle till exempel, förutom den uppenbara möjligheten att handla på kraftmarknaden på ”dygnsbasis”, kunna användas för att jämna ut lokala effekttoppar. Därmed kan man skjuta på nätinvesteringar då man riskerar överbelastning vid till exempel förtätning

Figur 8: Exempel på systemfördelar med lager



av bebyggelse eller kraftig lokal ökning av elbilar som behöver laddas. Batterilager skulle även kunna bidra till frekvenshållning och andra nyttigheter för nätet.

Litium-jonteknologin förefaller bli mest konkurrenskraftig för energilager på upp till några (2–4) timmar i nät med en ökande andel vind och sol, även om mer forskning skulle behövas här för att undersöka specifikt svenska förutsättningar. Utvecklingen för denna typ av energilager blir också starkt kopplad till utvecklingen runt reglering, lagar och marknad som idag inte fullt ut hanterar energilager.

## SYSTEMFÖRDELAR

Energilager kan ge systemfördelar som inte transmission kan ge, till exempel att avlasta lokalnät, produktionsoptimera alla typer av produktion, förbättra elkvalitet med mera. Dessa fördelar är idag inte ”prissatta”. Figur 8 visar på principiella placeringar av energilager. För varje position finns det olika ägare, legala strukturer, marknadsmodeller, värdeskapande applikationer och teknislösningar.

Energilager har också en betydligt kortare byggtid än vad dagens tillståndsprocesser för ledningar (och sannolikt också ny vattenkraft) ger möjlighet till.

## TERMISK ENERGILAGRING

För Sverige bör vi också se på termiska lager där flera källor nu rapporterat att man kan säsongslagra värme och kyla också i Sverige. Säsongslagring kan fylla en viktig roll för det framtida svenska nätet i framförallt produktionsalternativ 1 och 2 beskrivna ovan.

## POWER-TO-GAS

Power-to-gas innebär kemisk lagring av el i form av gas. Power-to-gas ger möjlighet till lagring veckovis, vilket är det som primärt behövs vid stor andel vindkraft. Gasen kan antingen användas i fordon alternativt i industriella tillämpningar, eller för att göra el i termiska anläggningar.

## REGLVERK KRING LAGRING

Idag gäller att DSOer (Distribution System Operator) och (Transmission System Operator) Svenska kraftnät inte får äga energilager för att inte kunna ”påverka marknadspriset”. Dagens lagstiftning, ellagen kap 3 §16, tillåter nätbolagen att äga energilager, men användningsområdet är strikt begränsat till att täcka nätförluster eller att tillfälligt ersätta utebliven el vid elavbrott.

## 8. EUs påverkan

Energiinfrastruktur har länge stått högt på den europeiska energidagordningen. Sammanlänkade europeiska energinät är enligt kommissionen avgörande för att trygga Europas energiförsörjning, öka konkurrensen på den inre marknaden och uppnå de klimatpolitiska målen.

Europeiska rådet uppmanade i oktober 2014 till *”ett snabbt genomförande av alla åtgärder för att uppnå målet att åstadkomma sammankoppling med en överföringskapacitet motsvarande minst 10 procent av den installerade elproduktionskapaciteten för alla medlemsstater”*.

Inom ramen för beslutet om en energiunion med en framåtblickande klimatpolitik godkände Europeiska rådet också kommissionens förslag om ett sammanlänkingsmål på 10 procent till 2020. Det målet ska uppnås via genomförande av projekten av gemensamt intresse (PCI). Unionens första PCI-förteckning antogs 2013 och innehöll 248 projekt.

Sverige ligger väl till när det gäller sammanlänkning med grannländerna. Med NordBalt inräknat har Sverige omvärldsförbindelser med en kapacitet på 11 300 MW. Vi har 39 500 MW installerad effekt i svenska elproduktionsanläggningar, vilket skulle innebära en teoretisk sammanlänkingsgrad på 28,6 procent. Med den teoretiskt installerade effekten är 39 500 MW så är den över tid normalt tillgängliga effekten cirka 28 000 MW. Det innebär att Sverige i praktiken har en sammanlänkingsgrad (inklusive NordBalt) med omvärlden som uppgår till 40 procent.

Kommissionen fortsätter också att ta initiativ till ett fördjupat regionalt samarbete. Vid Europeiska rådets möte i oktober 2014 gavs kommissionen i uppdrag att *”regelbundet rapportera till Europeiska rådet, i syfte att nå ett mål på 15 procent senast 2030”*.

Ett omfattande lagstiftningsarbete fortsätter på EU-nivå för att omsätta Europeiska rådets beslut till EU-lagstiftning.

Generellt finns en trend som innebär större och mer snabba variationer i effektflödena i Europa. Detta är främst en följd av en ökad andel vindkraft och solkraft. Behovet av reglerkraft ökar därmed avsevärt. Utlandsförbindelserna ger möjlighet för export till kontinenten när priserna är höga, respektive import när de är lägre. Den samhällsekonomiska konsekvensen av import av höga elpriser på kontinenten till följd av utlandsförbindelser och ovissheten om tillgänglig kraft vid bristsituationer på den svenska elmarknaden måste noga analyseras.

### NÄTKODER OCH KOMMISSIONSRIKTLINJER

Det tredje inre marknadspaketet för el antogs 2009. Implementeringen medför en rad nya lagkrav och åtgärder i syfte att öka konkurrensen på grossistmarknaderna och den gränsöverskridande handeln samt garantera effektiv reglering och skapa förutsättningar för investeringar som väntas ge fördelar för kunderna. Lagpaketet innebär också ny bindande lagstiftning genom så kallade nätkoder och kommissionsriktlinjer.

Kommissionen har med de nya reglerna fått stora befogenheter att driva på utvecklingen. Tillsynsmyndigheterna – däribland Energimarknadsinspektionen – ges ett utökat nationellt ansvar för att övervaka elmarknadens funktion och konkurrensförhållanden samt för att certifiera systemoperatörerna. Därtill skapades den europeiska tillsynsmyndigheten Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).

Det regionala gränsöverskridande samarbetet

stärks utifrån en så kallad underifrånprincip, där systemoperatörerna och myndigheterna inom en region samarbetar om nätplanering, drift och marknadsfrågor samtidigt som arbetet följs upp på nationell och europeisk nivå. Samarbetet mellan systemoperatörerna har med det tredje inre marknadspaketet formaliserats i organisationen European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

Den nya rollfördelningen innebär att kommissionen ger i uppdrag till ACER att ta fram ramverk för gränsöverskridandehandel med el

och gas, så kallade ramriktlinjer. Utifrån dessa utarbetar ENTSO-E förslag till nätkoder det vill säga mer specifika bestämmelser utifrån ramriktlinjerna.

Nätkoderna avser det mesta av en systemoperatörs verksamhet – allt från anslutningsvillkor för kraftverk till hantering av överföringskapacitet på kort och lång sikt. De rör också elbörser och elhandeln mellan medlemsländerna.

Ökade krav och riktlinjer från EU påverkar hur det svenska elnätet utvecklas i allt högre grad.



# 9. Nya investeringar i elnätet

Elnätet förnyas och förbättras kontinuerligt, dels på grund av att åldrad utrustning måste bytas ut men också på grund av kvalitetshöjande åtgärder, nyanslutningar av produktion och andra förändringar i elanvändning och elproduktion.

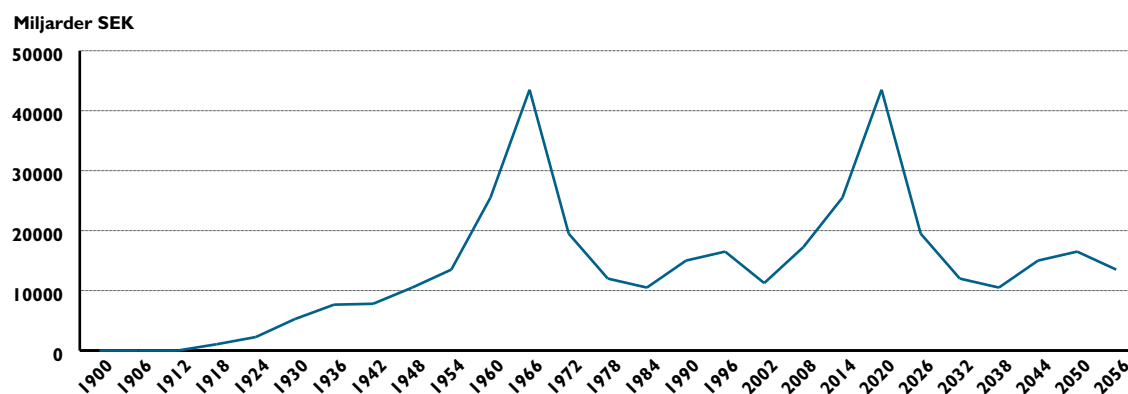
Investeringsbehoven drivs primärt av reinvesteringar på grund av elnätets ålder samt anslutning av ny produktion. Förnyelsen av elnäten görs även för att möta samhällets högre krav på leveranssäkerhet. Sedan början av 2000-talet har elnätsföretagen en frivillig överenskommelse med regeringen om att ersätta oisolerade luftledningarna med nedgrävda kablar, för att minska elnätets väderberoende. Detta arbete påskyndades av stormarna Gudrun och Per och idag har

mer än 5000 mil hängande luftledning ersatts med nedgrävd kabel. Trots de stora investeringsprogrammen för att vädersäkra elnäten står elnätsbolagen inför stora ersättningsinvesteringar av åldrande anläggningar, i syfte att säkra leveranssäkerheten.

## INVESTERINGAR I LOKAL- OCH REGIONNÄT

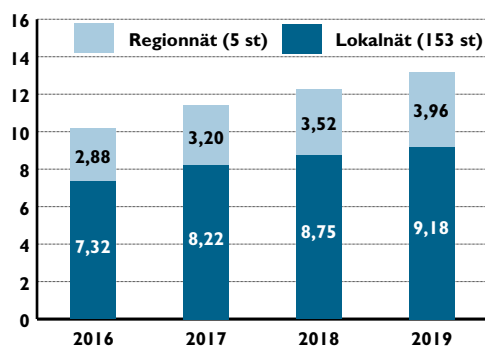
Åldersstrukturen för Sveriges lokal- och regionnät innebär att cirka 70 procent av nätkomponenterna är äldre än 20 år och cirka 37 procent av nätkomponenterna är äldre än 38 år. (EI,

Figur 9: Typisk investeringscykel på elnät i Europa (Nilsson, 2015)

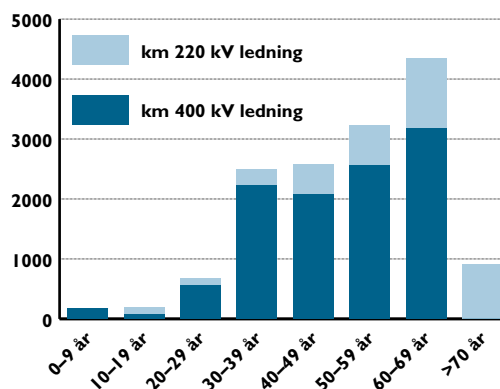


|           | Nyanskaffningsvärde 2016<br>(miljarder SEK) | Procentuell<br>fördelning |
|-----------|---|---------------------------|
| Lokalnät  | 310,6                                       | 79 %                      |
| Regionnät | 85,0  | 21 %                      |
| Totalt    | 395,6                                       | 100 %                     |

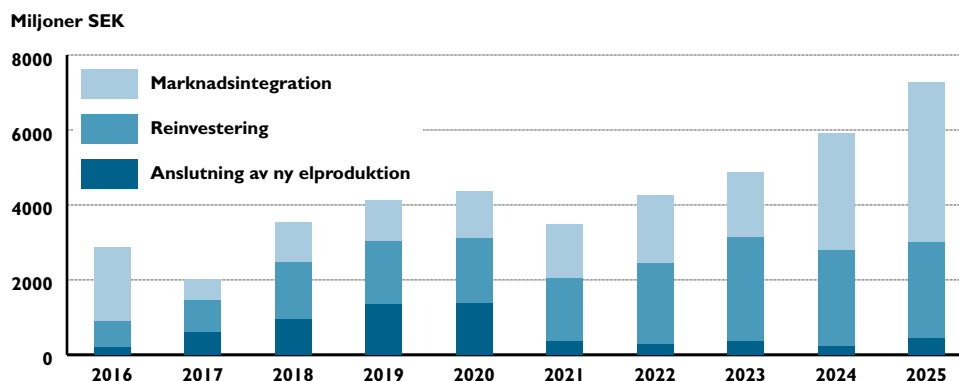
**Figur 10:** Branschens investeringar RP2, miljarder SEK. Baserat på företagens ansökningar.



**Figur 11:** Åldersstruktur på stamnätets ledningar (Svenska kraftnät, Perspektivplan 2025, 2013)



**Figur 12:** Planerade investeringar i stamnätet (Svenska Kraftnät, Nätutvecklingsplan 2016–2025, 2015)



Energikommissionens seminarium om överföring, 2015).

Elnätsstrukturen har inte byggts ut jämt år för år utan genomgick en stor expansion för 40–50 år sedan, vilket innebär att elnäten nu befinner sig i en extrem investeringspuckel.

Det totala nuanskaffningsvärdet på elnäten i Sverige är 400 miljarder kronor där elnätsbolagen årligen måste investera minst 1/40 av värdet för att bibehålla åldern på anläggningarna (EI, Ansökningar om tillåten intäkt 2016–2019, 2015).

Elnätsinvesteringarna har ett tidsperspektiv

på cirka 40 år eller mer och måste tillgodose, utöver hög leveranssäkerhet idag, att det elnät som byggs idag möter det framtida elsystemet så att det inte uppstår onödiga inläsnings effekter.

De närmaste fyra åren kommer investeringarna för branschen att öka markant, vilket inte väntas minska nästkommande regulatoriska perioder, se figur 10.

Den större andelen av kommande investeringar är ersättningsinvesteringar för gamla komponenter som löper risk att haverera eller har passerat sin ekonomiska livslängd.

Utöver reinvesteringar drivs investeringar av

hur elnätet expanderar. Den starka urbaniseringen i Sverige, med en inflyttning till de större städerna och en ”förtätning” av befolkningen, ökar belastningen på elnäten in till och inom städerna. Nya bostadsområden, ny infrastruktur och nya kommersiella fastigheter driver en utbyggnad eller förstärkning av befintlig nätinfrastruktur medan motsatt trend återfinns i glesbygden.

Regionnäten står för cirka 21 procent eller cirka 85 miljarder kronor av totala värdet på elnätet. De har redan idag en kapacitetsmättnad när det gäller anslutningar av vindkraft och står nu inför eller genomför kapacitetsförstärkningsprojekt för att möjliggöra de planerade vindkraftsprojekten parallellt med reinvesteringar, drivet av åldrade komponenter.

## **INVESTERINGAR I STAMNÄTET**

Även stamnätet har en ålderstigen infrastruktur. Figur 11 visar åldern på stamnätets ledningar.

För att säkerställa att alla relevanta aspekter beaktas då stamnätets framtida kapacitetsbehov och utförande planläggs, följer Svenska kraftnät en omfattande process. Kraftsystemet är komplext och det krävs genomgripande studier för att bedöma vilka åtgärder som är mest lämpliga för att erhålla rätt nivå på överföringsförmågan i nätet. Stamnätets överföringsförmåga påverkas av många aspekter och måste utvärderas med avseende på både marknads- och systemtekniska fenomen. Tidsåtgången för att utföra de nödvändiga analyser som en omfattande stamnätsstudie kräver kan uppgå till ett år. Svenska kraftnäts planerade investeringar visas i figur 12.

Relationen mellan nätkapacitet och investeringskostnad i stamnätet är inte linjär utan sker stegvis. Storleken på kapacitetshöjningar är heller inte alltid i proportion till investeringskostnaden. I samband med en större nätinvestering (till exempel en ny ledning) för att öka kapaciteten mellan exempelvis två elområden krävs ofta även mindre kompletterande nätförstärkningar för att hantera regionala och lokala begränsningar som uppstår i samband med att snittkapaciteten ökar.

## **FRAMTIDENS INVESTERINGAR MED NYA FÖRUTSÄTTNINGAR**

Även i framtiden kommer ålder och leveranssäkerhet vara de största drivkrafterna för investeringar. I ett scenario med helt andra elproduktionsförutsättningar och förändrade förbrukningsbeteenden, till exempel en elektrifierad transportsektor, kommer variationerna i uttagen effekt hos slutkonsumenter att öka väsentligt. Effektflödet kan i vissa fall också komma att förändras, så att vissa lokalnät, eller delar av lokalnät, blir ”nettoproducenter”.

I en studie av Elforsk, Framtidens krav på elnäten, kan två huvudsakliga faser identifieras: en kapacitetsfas och en expansionsfas. Under kapacitetsfasen handlar det huvudsakligen om att bättre utnyttja det existerande nätet. Det kommer bland annat att ställa krav på ytterligare mätning och analys av data och övervakning och styrning för att driva näten på ett bättre och effektivare sätt i syfte att bibehålla hög leveranssäkerhet. Investeringar kan då undvikas, eller skjutas på i tid.

En ökad penetration av solceller i lokalnäten och vindkraft i regionnäten kommer att kräva kapacitetsförstärkningar men dessa kan komma att genomföras inom ramen för existerande förnyelseprogram, det vill säga behöver inte ställa krav på omfattande förtida utbyten. Utmaningen består i att veta var och när förändringar i energisystemet kommer att ske i en så kallad expansionsfas.

De stora investeringsprogrammen kommer att oavsett förändringar av energisystemet drivas av förnyelsen av elnätet med ett tydligt fokus mot de elnät som närmar sig 50 år. Investeringar kommer att drivas av en kombination av att bibehålla leveranssäkerhet och att öka kapaciteten i regioner med stark befolkningstillväxt eller ny elproduktion.

## **KOSTNAD FÖR ELNÄT I JÄMFÖRELSE MED NY PRODUKTION**

Kostnaderna för att anpassa elnätet efter de olika alternativen är små jämfört med kostnaderna för de olika elproduktionsanläggningarna. Det

**Tabell 6:** Två pågående projekt av Svenska kraftnät (Svenska Kraftnät, Nätutvecklingsplan 2016–2025, 2015)

|                  | Sydvästlänken  | NordBalt   |
|------------------|--|--|
| Investering      | 7,3 miljarder SEK *  | 2,5 miljarder SEK  |
| Geografiskt läge | Mellan Hallsberg i elområde 3 till Hörby i elområde 4                    | Mellan Nybro i Småland, Sverige (elområde 4) och Klaipeda i Litauen                          |
| Teknik           | Växelström (400 kV) och likström, HVDC VSC (2x600MW)                     | Likström, HVDC VSC (700 MW)  |
| Längd på ledning | Växelströmsledning 18 mil, likströmsledning 6 mil, likströmskabel 19 mil | Längd på sjökabel 40 mil, längd på markkabel 4 mil på svensk sida och 1 mil på litauisk sida |

\* samt tidigare genomförda investeringar på 500 miljoner SEK

betyder inte att utveckling av elnätet är enkelt, eftersom det ställer krav på framförhållning och effektiva planerings- och tillståndsprocesser. Värdet av ett väl utvecklat elnät är dock stort, eftersom det innebär att vid varje tidpunkt kunna ta tillvara de billigaste produktionsmöjligheterna i Norra Europa.

I ett grovt räkneexempel hamnar en investering i transmission för att hantera 5 000 MW vindkraft i norra Sverige i intervallet 1 800–10 400 miljoner kronor, vilket är 1/50–1/10 av kostnaden för själva vindkraftverken. Om nuvarande standard för nya kraftledningar medför att den kapacitetshöjning av snitt 2 som vindkraften motiverar uppnås i samband med att snittledningarna reinvesteras, uppskattas mer-

kostnaden till den lägre regionen av intervallet. Om reinvesteringarna inte skulle bidra med den nödvändiga kapacitetshöjningen behöver ytterligare snittledningar byggas. Beroende på hur driftmässiga åtgärder då kombineras med nätinvesteringar, används en eller två nya snittledningar. Om en ledning väljs uppskattas merkostnaden till den mellersta delen av intervallet, medan investeringen ligger i den övre delen av intervallet om två ledningar väljs. Om modern likströmsteknik används erhålls dessutom andra fördelar för systemet som ett extra värde.

I tabell 6 visas två exempel på kostnaden för pågående projekt av Svenska kraftnät.

# 10. Framtida prissättning

Den svenska elmarknaden består av ett antal aktörer som kan delas in i tre huvudgrupper: aktörer som bedriver elhandel, aktörer som står för infrastruktur och aktörer som organiserar elhandel. Denna rapport fokuserar på de aktörer som står för elinfrastrukturen, det vill säga nätbolagen.

Med nätverksamhet avses enligt ellagen att ställa elektriska starkströmsledningar till förfogande för överföring av elkraft. Ett elnätsföretag äger elledningarna som förbinder elproducentens produktionsanläggning och elanvändarens anläggning. Nätägarna ansvarar för distributionen av el mellan elproducenten och elanvändaren via stam-, region- och lokalnät.

Ellagen reglerar elnätsföretagens verksamhet, exempelvis föreskrivs att elnätsföretagen inte får bedriva handel med el.

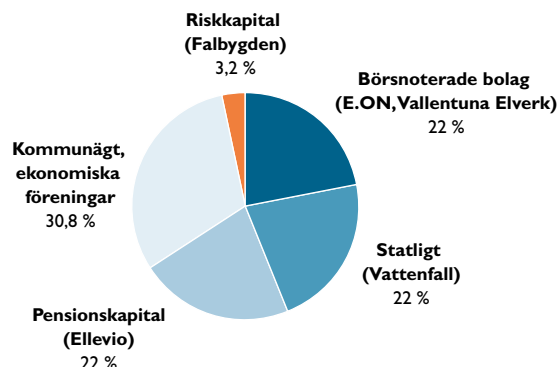
Idag finns cirka 170 elnätsföretag som distribuerar el till cirka 5,2 miljoner kunder. Runt 110 av elnätsföretagen har 15 000 kunder eller

färre, vilket skapar en fragmenterad marknad av naturliga monopol i jämförelse med flera andra europeiska länder. Ägarstrukturen skiljer sig åt bland de större bolagen med olika typer av ägare, där framförallt de mellanstora och de små bolagen är kommunägda eller ekonomiska föreningar, se fördelningen av nuvarande ägarstruktur för de svenska elnäten i figur 13. Styrningen av bolagen kan skilja sig åt beroende på ägare, vilket präglar sättet att planera investeringar, prisstrategier etcetera.

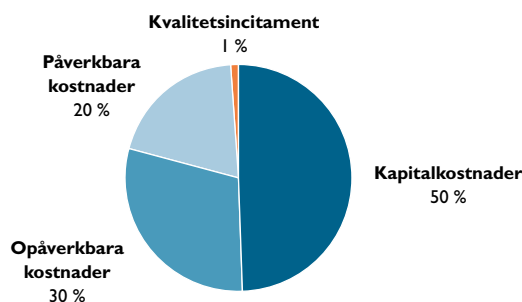
## SVERIGES REGLERINGSMODELL

Med anledning av att ingen konkurrens råder mellan elnätsföretag kontrollerar Energimarknadsinspektionen att elnätsföretagen inte tar ut för höga avgifter. Detta görs genom att sätta ett tak för hur mycket ett elnätsföretag får ta ut av samtliga kunder i sitt område under en fyraårs-

Figur 13: Nuvarande ägarstruktur för de svenska elnäten



Figur 14: Nätbolagens kostnader



period, en så kallad intäktsram. Denna intäktsreglering bestämmer alltså den totala intäkten; inte hur mycket enskilda kunder ska betala. Detta bestäms av tariffutformningen. Intäktsramen fastställs i förväg för en fyraårsperiod och nästa period gäller under 2016–2019.

Om ett företag tar ut mer än vad som är tillåtet sänker Energimarknadsinspektionen deras ram för nästa period med motsvarande belopp. Dessutom kan de få betala en straffavgift om avgifterna överstigit ramen med mer än 5 procent.

Reglermodellen har förändrats och utvecklats sedan avregleringen av elmarknaden från mitten av nittioalet. Intäktsregleringen har förändrats i princip vart fjärde år sedan avregleringen.

Grundprincipen för regleringen bygger på

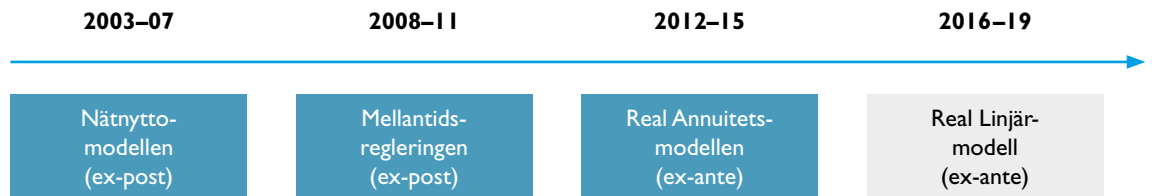
kapacitetsbevarande av elnätet drivet av en kostnadstäckning för drift/underhåll och kapitalkostnader som till nuvarande period bestäms i förhand enligt gällande EU-lagstiftning.

Utvecklingen av regleringsmodellen måste ta hänsyn till faktorer som leveranssäkerhet, investeringsklimat, teknikutveckling och omvärld.

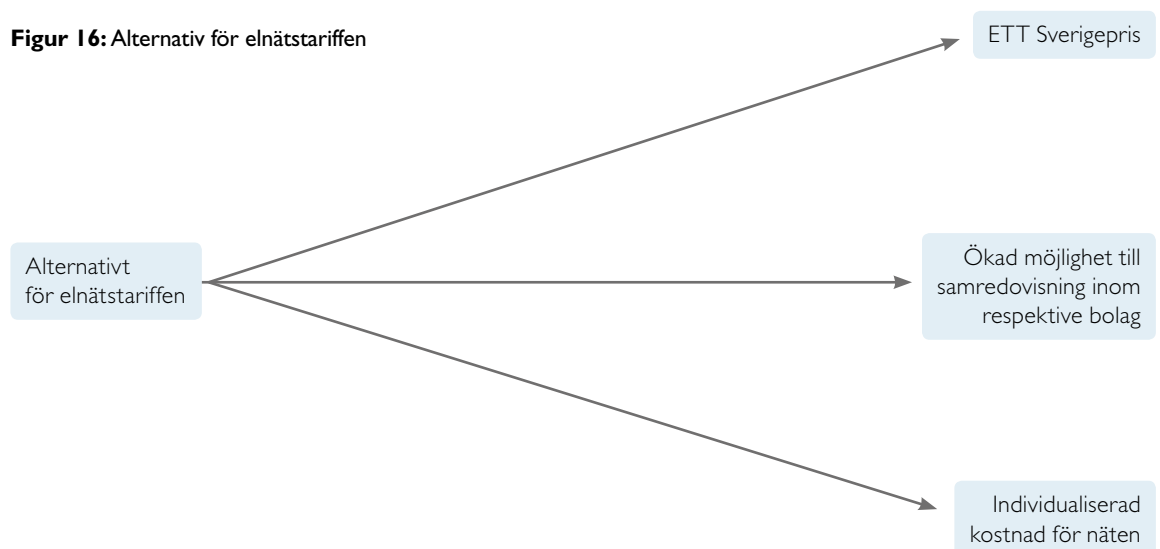
I figur 14 visas en sammanställning av nätbolagens kostnader.

Elnätsbolagens beteende styrs av regleringen d.v.s. vilka incitament som återfinns i regleringen. Med tanke på att regleringen ändras vart fjärde år med olika incitament är det svårt att säga om elnäten utvecklas på rätt sätt. En tydlig övergripande politisk målbild med regleringen krävs för att elnäten ska kunna vara en möjlig-

**Figur 15:** Utveckling av den svenska regleringsmodellen



**Figur 16:** Alternativ för elnätstariffen



görare och utveckla näten på ett sätt som motsvarar elnätskundernas behov på ett samhälls-ekonomiskt effektivt sätt samt skapa möjligheter för elnätsägarna att attrahera kapital för utveckling av elnäten. Det arbete som Energimarknadsinspektionen inlett om framtidens nätreglering omfattar både kort- och långsiktiga frågor och är ett värdefullt initiativ i detta perspektiv.

## **DAGENS ELNÄTSTARIFF**

Elnätsavgiften som tas ut av ett elnätsföretag hos elnätskunder kallas för tariff. Med nättariff avses avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät.

Nättariffer ska enligt ellagen vara objektiva och icke-diskriminerande, vilket innebär att de inte ska bero på exempelvis vilken elhandlare en kund valt. Likadana kunder ska ha likadana avgifter inom samma koncessionsområde.

Tarifferna ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. Elnätsföretagen bestämmer själva, utifrån de lokala förhållandena, tariffernas utformning.

## **FRAMTIDA TARIFFPRISSÄTTNING**

Tillåtna intäkter för elnätsbolagen byggs upp av kostnaden för att underhålla, driftsätta och utveckla näten i det specifika elområdet. Prissättningen bygger således på förutsättningarna för det specifika "elområdet" och kunderna i området måste bära kostnaden.

Idag finns mer än 170 elnätsområden där några elnätsbolag har flera olika elområden. De bolag som har olika elområden har ofta de stora återstående glesbygdsområdena, medan det större antalet elområden för kommunägda bolag eller ekonomiska föreningar framförallt är tätortsnät.

Utöver vad som tidigare nämnts om att uppfylla ellagens krav på rättvisa och icke-diskriminerande tariffer, bör målsättningen för prissättningen vara att tarifferna är accepterade och förståeliga för kunderna. Det finns därför för-

delar med att ha så enkla övergripande strukturer som möjligt och med så få och tydliga kategorier som möjligt.

### **Effekttariff**

En möjlig utveckling är mer kostnadsriktiga tariffer genom en utveckling mot effekttariffer. Med effekttariffer skulle kundernas möjlighet att påverka sina egna kostnader vara större genom att man kan flytta sin förbrukning och därmed jämna ut sina effektoppar. Detta skulle kunna vara bra för kunden och ger även positiva effekter för elsystemet som att reducera effektopparna i systemet och ett effektivare utnyttjande av elnäten. En viktig förutsättning för en sådan utveckling är nätkundens faktiska möjligheter att flytta sitt effekttuttag och de kostnadseffekter som kan bli en följd av en tillämpning av effekttariffer.

### **Individualiserad kostnad för näten eller ett Sverigepris**

Redan innan avregleringen 1996 pågick en diskussion om utjämning av elnätstariffer mellan glesbygd och tätort och ett behov av att "samredovisa" (utjämna priser) tätorts- och glesbygdsnät. Idag finns en lagstiftning som reglerar möjligheterna till utökad samredovisning.

Enligt huvudregeln i 3 kap. 3 § ellagen ska varje koncessionsområde redovisas för sig. Undantag från huvudregeln om att varje koncessionsområde ska redovisas för sig, medges om följande två kriterier är uppfyllda:

1. Geografisk närhet innebär att de berörda koncessionsområdena ska vara geografiskt nära varandra. Detta innebär inte att de måste gränsa direkt till varandra. Å andra sidan ska det inte finnas möjlighet till en gemensam redovisning för alla områden som en koncessionshavare har, men som ligger i helt skilda delar av landet och som skulle leda till en total tariffutjämning. I varje enskilt fall får Energimarknadsinspektionen bedöma när detta kriterium kan anses uppfyllt.
2. Det andra kriteriet är att de berörda områdena inte tillsammans skapar en olämplig enhet (utan bör leda till en lämplig kombination av glesbygds- och tätortsområden).



Intentionen med lagstiftningen var att prisområden i geografiskt närliggande områden oavsett nätbolag ska ha liknande prisnivåer. Idag är så inte fallet utan stadsnät med färre meter ledning per kund som ligger nära ett glesbygdsnät med mer meter ledning per kund i samma geografi har helt andra prisnivåer.

Kostnaden för elnäten skulle kunna utvecklas åt två olika håll som illustreras i figur 16.

#### **Individualiserad kostnad**

Idag subventionerar kunderna varandras nät inom samma elområde. Utjämnings av tariffen minskar transparensen i vad kunden faktiskt betalar för. Kvalitetsregleringen differentierar inte och ställer samma krav, oavsett skärgårdsö eller fjälltopp, att alla kunder ska erhålla samma leveranssäkerhet.

En utveckling mot en individualiserad närtariff för kunderna innebär att respektive kund betalar för sin faktiska del av näten, det vill säga ju mer ledningslängd och komplex geografi desto dyrare närtariff. Detta skapar en rättvisare alternativkostnad för kunder för att vara anslutna till nätet jämfört med att gå off-grid (solceller, batterier, dieslaggregat).

Nätbolagen kan behöva gå samma väg som Telia där vissa kopparledningar läggs ned i glesbygdsområden där kunder väljer att gå off-grid med kostnadseffektiva lösningar.

#### **Ett Sverigepris**

Urbaniseringen i Sverige gör att landsbygden utarmas på fast boende till förmån för fritidshus och sjunkande elanvändning. Elnäten måste finnas kvar med i stort sett samma funktion och omfattning, det vill säga kostnaden ska med dagens system bäras av färre kunder vilket leder till högre kostnad per kund.

Elnätsavgifterna varierar mycket mellan nätområden, dels på grund av geografiska förutsättningar och dels på grund av avkastningskrav och effektivitet.

En utjämnings av elnätsavgifterna skulle innebära samma pris i hela Sverige för alla elnätbolag (olika mellan kundkategorier). Sverigepriset baseras på regleringsmodellen och fastställda parametrar som grund för intäkten för elnät i Sverige. Omfördelning mellan bolagen ska ske av en oberoende part.

Potentiella konsekvenser – ett Sverigepris:

- Alla nätkunder i Sverige får samma avgifter för samma kapacitetsbehov, samma avbrottsersättning och så vidare.
- Minskad möjlighet att styra kundernas beteende via tariffer, service nivåer etcetera.
- Nätbolagen kan komma att tappa prissättningsinstrumentet och produkter för att skapa nöjdare kunder – risk för mer trögrörlig produktutveckling.
- Anslutningsavgifterna sköts av respektive nätbolag som idag och utgör en andel av tillåten intäkt.
- Alla nätbolag får samma avkastning givet samma effektivitet och samma leveranssäkerhet.

#### **Utökad möjlighet till samredovisning (ETT bolagspris)**

Ett mer närliggande alternativ för att hantera ojämna kostnadsnivåer mellan tätort och glesbygd är att utöka möjligheten att skapa möjlighet för det elnätbolag med återstående glesbygdsområden att prisutjämna med tätortsområden för att dels hantera nuvarande höga kostnadsnivåer per kund inom nätområdet dels att möta den pågående avfolkning som ökar styckepriiset på el för kvarvarande elnätscustomer i glesbygdsområdet. En möjlig väg är att se över geografiska närhetskriteriet och låta kriteriet "inte bilda en olämplig enhet" kvarstå som skydd för kundkollektivet.

# II. Genomförandetider

Installation av mindre anläggningar, framför allt solceller, kan ske snabbt jämfört med de fleråriga processer som bygget av ett stort, konventionellt kraftverk innebär. Den högre förändringstakten hos produktionen kortar nätoperatorens planeringshorisont, och kommer att öka kraven på snabb projektering och genomförande, men också på snabba tillståndsprocesser hos myndigheterna. En annan aspekt är även att livslängden på dessa typer av små anläggningar vilket också skapar en diskrepans i planeringshorisont.

Ett normalt ledningskoncessionsprojekt för Svenska kraftnät tar cirka 10–12 år att genomföra. Själva byggnationen av ledningen tar ungefär tre år medan resterande tid innefattar tillstånds- och projekteringsfaserna. Även mycket små ledningsprojekt kräver ofta att en komplett tillståndshandläggning genomförs, vilket leder till långa genomförandetider.

Uppförandet av en ny station tar cirka 4–5 år. Själva byggnationen av stationen tar ungefär 1,5 år, medan resterande tid innefattar tillstånds- och projekteringsfaserna. Mindre arbeten inom befintliga stationer där inga nya tillstånd behövs kan genomföras avsevärt fortare.

## TILLSTÅNDSPROCESSEN

Dagens tillståndsprocesser är en flaskhals i många nödvändiga förändringsprocesser. Åtminstone bör förutsägbarheten i hur lång tid ett ärende kan ta öka. En snabbare process är något som samhället gagnas av.

### Nätkoncession

En elektrisk starkströmsledning får inte byggas eller användas utan tillstånd, en så kallad nätkoncession. Som innehavare av nätkoncession

för ett område har elnätsföretaget ensamrätt att bedriva elnätsverksamhet i det aktuella geografiska området för de spänningsnivåer nätkoncessionen omfattar och är enligt ellagen skyldig att ansluta de som vill mata in el på eller ta ut el från elnätet.

Regionnättsföretag och affärsverket Svenska kraftnät har nätkoncession för linje vilket ger rätt att bygga en elledning en viss bestämd sträcka. Nätkoncessioner gäller tills vidare om inget annat sägs.

Energimarknadsinspektionen är prövningsinstans för att bedöma skäligheten i anslutningsavgifter.



# 12. Teknik i elnätet

Denna rapport har hittills beskrivit faktorer som påverkar elnätets utveckling och på vilket sätt elnätet kommer att utvecklas på grund av dessa faktorer. Utöver detta sker en teknikutveckling av elnäten som är oberoende av de yttre faktorerna. Elnätets teknikutveckling beskrivs i detta kapitel.

## VÄXELSTRÖM OCH LIKSTRÖM

Elsystemet använder sedan 100 år växelström som den helt dominerande tekniken. Likström har haft en mycket liten roll främst där det inte gått att bygga med växelström, som över vatten. På senare år har likström även utnyttjats vid överföring långa sträckor och med hög effekt, så kallad högspänd likström, High Voltage Direct Current – HVDC. Cirka 1–2 procent av världens effekt överförs via högspänd likström men andelen är snabbt ökande. Av nya installationer svarar HVDC för 8 procent av överföringskapaciteten, men för Europa är andelen betydligt högre. Den senaste HVDC-teknologin kan idag överföra 10 GW över 3000 kilometer i luftledningar och 2,5 GW över 1500 kilometer i kablar (på land och i vatten). Denna teknik kan således vara ett intressant alternativ för att flytta stora väderberoende produktionsöverskott till bristområden.

HVDC-teknologin kan också bidra till högre överföringsförmåga i befintliga ledningskorridorer. Genom att byta ut isolatorkedjorna i befintliga luftledningar och konvertera driften från växel- till likström kan kapaciteten i den befintliga ledningskorridoren ofta höjas. På samma gång får man styrbarhet i effektflöde samt tillgång till reaktiv effekt i ledningens ändpunkter som till exempel då kan ersätta förlorad reaktiv effekt från stängda kraftstationer.

Det sker även ett skifte till att alltmer elenergi används i form av likström till exempel i LED-belysning och datorutrustning. Den ökande andelen sol produceras också som likström, och både batteriteknik och bränsleceller är baserade på likspänning.

## FRAMTIDENS TEKNIK

### Högspänd likström, HVDC

Bristen på möjliga ledningsgator kan komma att innebära en ökad andel HVDC då den kräver mindre plats, både som luftledning och som kabel. HVDC ger också större möjlighet att styra effektflöden friare. HVDC kan med fördel också användas för de längre transporterna, vilket kommer att frigöra kapacitet i det befintliga transmissionsnätet för att bättre hantera lokala variationer, till exempel vid en väderfrontpassage då sol och vind kan ändras snabbt regionalt. Om transmissionsnätet är högt belastat blir marginalerna små vid en frontpassage.

HVDC-teknik baserad på så kallad vsc-teknik har ytterligare en fördel i och med att den, i tillägg till effekttransporten, har möjlighet att stötta det befintliga AC-nätet med stora mängder reaktiv effekt oberoende av om det körs någon aktiv effekt. Genom denna egenskap klarar denna HVDC-teknik av att anslutas till mycket svaga elsystem, det vill säga system med liten mängd lokal produktion. Dödnätsstart med HVDC används till exempel i ett flertal nyare projekt, senast för Åland och Skagerak 4 i Norge och SydVästlänken och NordBalt i Sverige. I Caprivi link, Namibia, är AC- och DC-näten ungefär lika starka och klarar av att gå från transmission i ena riktningen till ö-drift i andra riktningen utan elavbrott. Utvecklingen i kontrollteknik kommer att förbättra HVDCs möjligheter att an-

**Tabell 7:** Några exempel på DC-landkabelförbindelser

|               | Land              | Rutt-längd | DC-spänning | Effekt    |
|---------------|-------------------|------------|-------------|-----------|
| Murray Link   | Australien        | 18 mil     | 150 kV      | 220 MW    |
| Sydvästlänken | Sverige           | 18+1 mil   | 300 kV      | 2*600 MW  |
| INELFE        | Frankrike-Spanien | 6 mil      | 320 kV      | 2*1000 MW |

passa reglerförmågan beroende på varierande typer av produktionskällor och "nätstyrka".

På lägre spänningar introduceras en förbättrad krafthalvledare. Kiselkarbid kommer att sänka förlusterna i omriktarstationerna och krympa anläggningarna fysiskt om tekniken kan etableras för högre spänningar.

Kabeltekniken för HVDC förtjänar också en kommentar. Idag kan vi nå 525 kV DC och på ett kabelpar med cirka en decimeter tjocka kablar transportera lika mycket effekt som alla tre kärnkraftsblock i Oskarshamn kan producera som maxeffekt. Så höga effekter är dock inte intressant att diskutera för nordiska förhållanden, då det övriga nätet inte är dimensionerat för så stora anslutningar i en enskild punkt.

Det finns en drivkraft globalt för en ökande andel kabel, främst beroende på det markvärde man sparar trots en betydligt högre byggkostnad idag. Kostnadsberäkningen av en kabelöverföring omfattar till exempel total byggtid (där tillståndprocessen för luftledning och kabelledning kan variera stort) fel som förväntas uppstå under ledningens livslängd och dess reparationstid. Även om de flesta fel i luftledningar är kortvariga kan också luftledningsnätet råka ut för mycket långvariga störningar efter till exempel stormar och islast ("Gudrun" 2005; Frankrike, 1999; "North American Ice Storm of 1998"). Klimatförändringar anses öka risken för extrema väderleksförhållanden.

### Spänningsreglering

Med en förflyttning av produktion från generatorer (direktanslutna till transmissionsnätet) till produktion på lägre spänningsnivåer förloras en del av spänningsregleringsförmågan i transmissionsnäten. Det kan därför bli nödvändigt att

kompensera för detta med passiva komponenter i kombination med komponenter baserade på kraftelektronik, så kallad flexibel AC-teknologi.

Även spänningsregleringen i region- och lokalnät kan behöva anpassas till den nya produktionsmixen, en funktion som delvis kan läggas in i anslutningsvillkoren för till exempel pv. Idag krävs att omriktare för solcell i Tyskland hjälper till att reglera spänningen på nätet då produktionen överstiger 50 procent av behovet. Denna funktionalitet tillåter upp till 40 procent mer solenergi utan nätförstärkningar (IEEE Spectrum).

### Operatörsstöd för väderberoende produktion

Nya driftverktyg för operatörer kommer att behövas i det framtida nätet. Redan idag finns de första pilotprojekten där man försöker beräkna belastningen i näten ett antal timmar i förtid för att upptäcka kommande problem. Denna information kan sedan användas för att förbereda nätet för att i möjligaste mån undvika de problem som upptäckts. I till exempel Spanien, där man har stor installerad väderberoende kapacitet men begränsat med lättreglerad kraft som till exempel vattenkraft, har man kommit långt med denna typ av planering.

### Tillståndsstyrt underhåll

Ett viktigt verktyg för att hålla nere kostnaderna för nätet är tillståndsstyrt underhåll. Genom att värdera "hälsan" på en komponent och skatta dess betydelse för driften kan man identifiera var underhåll har störst inverkan.

## Smarta elnät

Med mer vindkraft och sol i kraftsystemet blir det allt viktigare hur dessa utformas tekniskt. Med modern strömriktarteknik kan vindkraftverk och solesutrustning konstrueras så att de bidrar till spännings- och frekvenshållningen i elnäten.

Modern IT- och kommunikationsteknik kan medverka till en mer flexibel elanvändning som anpassas efter belastningen i de närmaste lokala elnäten när strömbelastningen är hög. Flexibel användning kan också möjliggöra en elanvändning som timme för timme (eller med lägre tidsupplösning såsom varje kvart) följer prisvariationerna på el. Då används mer el när priset är lågt och mindre när priset är högt på elmarknaden. Uppkopplade apparater i hemmen kan få information om aktuella och kommande elpriser på timbasis. Genom mer avancerade elnätstariffer kan belastningen på själva elnäten också ligga till grund för uttaget av energi till anslutna utrustningar hos elanvändare.

I framtiden kan det bli aktuellt med utbredda elnät med högspänd likström. Det möjliggör elnät i kablar även för de högsta spänningarna. För detta krävs dels brytare för likström och dels avancerad styr- och övervakningsutrustning.

Men smarta elnät handlar också om att bättre övervaka och styra elnätets komponenter. I framtiden kommer alltfler kopplingsapparater kunna fjärrstyras, vilket minskar avbrottstiden. Genom programvaror kan åtgärder också utföras helt automatiskt.

Kylningen av luftledningar beror på omgivande temperatur, vind etcetera, och de kan därför belastas med olika mycket ström. Genom att mäta eller förutse kylningen kan ledningarna användas närmare sin verkliga strömgräns. För detta kan mer eller mindre avancerade lösningar användas.

## Sensorer och "Internet of things"

Sensorer i nätet tillåter framför allt temporära ökningarna av elnätets kapacitet. Upp till 20 procent extra har rapporterats. Denna möjlighet blir viktigare med en ökad andel väderberoende produktion. En samordning mellan transmissions- och distributionsnät kan här vara fördel-

aktig ur nätdriftperspektiv. Själva kopplingen mellan IoT-sensorer och kraftnätet är här beroende av kommunikationsinfrastrukturen. Internet och framtida system som "5G" kan också bidra med förmåga för laststyrning där produktion och konsumtion kan balanseras genom att olika förbrukare kopplas in och ur. Här har kommunikationsnäten stor betydelse för stabil drift.

## Förluster i elnätet

Energiförlusterna i Sveriges samlade elnät uppgick 2014 till 8,1 TWh (stamnät 3,0 TWh, regionnät 1,6 TWh, och lokalnät 3,5 TWh). De huvudsakliga faktorerna som påverkar nätförlusternas storlek är ledningarnas längd, ledningsdimensionering (ju kraftigare ledning eller kabel desto lägre förluster), spänningsnivå (högre spänning ger lägre förluster), samt strömmens fasläge relativt spänningens (reaktiv effekt). Förlusterna står i direkt relation till överförd energi.

Förlusterna i elnäten kan variera mycket mellan åren, baserat på hur stor den totala förbrukningen är och hur driftssituationen ser ut. Med mycket överföring av vattenkraft från norr till söder ökar förlusterna.

Optimering av driftläget för att minimera förlusterna är ett område som historiskt alltid tilldragit sig stor uppmärksamhet. I den operativa driften är därför spänningsreglering och reaktiv effektkompensering två viktiga faktorer för att begränsa nätförlusterna.

Vid utbyggnader av elnäten står ledningsdimensioneringen i relationen till hur stora förluster som den nya ledningen kommer att bidra med.

En ökad andel lokal produktion innebär att energi kommer att överföras kortare sträcka innan den når användaren, vilket skapar vissa förutsättningar för minskade förlusterna i lokalnäten. Å andra sidan kommer detta minskade utnyttjande att öka pressen på att optimera anläggningsdimensioneringen, och med ökad utnyttjningsgrad ökar förlusterna.

Då betydelsen av den storskaliga vattenkraft i norr ökar, i tre av de fyra produktionsalternativen, ökar det behovet av överföring från norr till söder, och innebär därmed ökande förluster om inte överföringsförmågan ökas.





# 13. Bilaga

## REFERENSER

- Båge, H., *Så funkar elnätet*. (Illustration)
- Elforsk. (2012). *Prosumer med Demand-Response*, makroperspektivet.
- Elforsk. (2014). *Framtidens krav på elnätet*.
- Energimarknadsinspektionen. (2014). *En elmarknad i förändring*.
- Energimarknadsinspektionen. (2014). *Leveranssäkerhet i elnäten 2012*.
- IEEE Spectrum. Hämtat från <http://spectrum.ieee.org/green-tech/solar/how-rooftop-solar-can-stabilize-the-grid>
- IVA. (2015). *Energilagring*.
- IVA. (2015) *Elproduktion Tekniker för produktion av el*.
- IVA. (2016). *Framtidens elanvändning – En delrapport*.
- IVA. (2016). *Sveriges framtida elproduktion – En delrapport*.
- Arbetsgruppen för eldistributions- och transmission, 2016. Kunskap, erfarenhet och beräkningar inom arbetsgruppen.
- Andersson, K., *Komponentuppdelning av elnätet på lokalnivå*, 2008
- SCB. Det var en gång en tätort (2016). Hämtat från [http://www.scb.se/sv\\_/Hitta-statistik/Artiklar/Det-var-en-gang-en-tatort/](http://www.scb.se/sv_/Hitta-statistik/Artiklar/Det-var-en-gang-en-tatort/)
- SCB, *Varannan svensk bor vid havet* (2016). Hämtat från: [http://www.scb.se/sv\\_/Hitta-statistik/Artiklar/Varannan-svensk-bor-nara-havet/](http://www.scb.se/sv_/Hitta-statistik/Artiklar/Varannan-svensk-bor-nara-havet/)
- Statens Energimyndighet. (2007). *Elanslutning av vindkraft ill lokal-, region-, och stamnätet*.
- Svensk Energi. (2015). *Ett modernt elnät behöver nya investeringar*.
- Svensk Energi. (2015). *Potential att utveckla vattenkraften – från energi till energi och effekt*.
- Svenska kraftnät. (2013) *Perspektivplan 2025 – En utvecklingsplan för det svenska stamnätet*
- Svenska kraftnät. (2015). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden*.
- Svenska kraftnät. (2015). *Nätutvecklingsplan 2016–2025*.
- Svenska kraftnät. (2016). Hämtat från [www.svk.se](http://www.svk.se)
- Svenska kraftnät, balansansvar. (2016). Hämtat från [www.svk.se/stamnätet/drift-och-marknad/balansansvar](http://www.svk.se/stamnätet/drift-och-marknad/balansansvar)
- Svenska kraftnät, nätutveckling. (2016). Hämtat från <http://www.svk.se/natutveckling/utbyggnadsprojekt/>



## FÖRKORTNINGAR

DSO  
Distribution system operator

TSO  
Transmission system operator

HVDC  
High voltage direct current

VSC  
Voltage source converter

AC  
Alternating current (växelström)

DC  
Direct current (likström)

PV  
Photovoltaic (solceller)

## FÖRKLARINGAR AV BEGREPP OCH TERMER

”PA MER SOL OCH VIND”  
Produktionsalternativ 1 – mer sol och vind

”PA MER BIOKRAFT”  
Produktionsalternativ 2 – mer biokraft

”PA NY KÄRNKRAFT”  
Produktionsalternativ 3 – ny kärnkraft

”PA MER VATTENKRAFT”  
Produktionsalternativ 4 – mer vattenkraft

ELANVÄNDARE  
En elanvändare tecknar avtal med ett elnätsföretag om överföring av el och med ett elhandelsföretag om leverans av el.

ELPRODUCENT  
En elproducent är producent av el och tecknar avtal med elnätsföretag för inmatning av el och tecknar avtal om försäljning av el.

ELHANDELSFÖRETAG  
Elhandelsföretag köper in el från elproducenter och säljer den i olika avtalsformer till elanvändare. Det finns ett stort antal elhandelsföretag

som skapar en konkurrenssituation för elhandel.

ELBÖRSEN  
Den nordiska elbörsen (Nord Pool Spot AS) organiserar handel med el för fysisk leverans, den s.k. spotmarknaden både för Day-Ahead (DA) och Intra-day (ID).

HANDELSPLATSEN  
Handelsplatsen Nasdaq OMX Commodities organiserar en terminsmarknad (finansiell handel) för handel med el på lång sikt.





KUNGL. INGENJÖRSVETENSKAPSAKADEMIEN

*i samarbete med*

**ABB**

**e-on**

 **Energimyndigheten**

 **Fortum**

 **IFMETALL**

 **INDUSTRIRÅDET**



**SIEMENS**

**SKGS**

**SVENSKO  
energi**

 **Svensk Fjärrvärme**

 **SVENSKA  
KRAFTNÄT**

 **SVENSKT NÄRINGSLIV**

 **Sveriges Ingenjörer**

**swede  
gas**

 **Teknikföretagen**

**VATTENFALL** 

 **FORSK**