

NOVEMBER 2015

NÄTUTVECKLINGSPLAN 2016 – 2025

En tioårsplan för det svenska stamnätet.



SVENSKA KRAFTNÄT

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Verket har också systemansvaret för el. Svenska kraftnät utvecklar stamnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, miljövänlig och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

Foton, illustrationer och kartor har tagits fram av Svenska kraftnät.

Omslagsfoto
Tomas Årlemo

Org. Nr 202100-4284

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00
Fax 010-475 89 50

www.svk.se

FÖRORD

Svenska kraftnäts styrelse fastställde i april 2013 ett långsiktigt plandokument om utvecklingen av det svenska stamnätet. Perspektivplan 2025 beskrev Svenska kraftnäts utmaningar på 10 till 15 års sikt. Syftet var bl.a. att öka transparensen i Svenska kraftnäts nätplanering och ge elmarknadens olika aktörer en möjlighet att påverka denna.

Fram till dess hade den nationella nätplaneringen främst bestått av de treåriga investerings- och finansieringsplaner som Svenska kraftnät årligen lämnar till regeringen. Dessa planer utgör emellertid främst en beskrivning av hur redan beslutade investeringar väntas falla ut ekonomiskt de tre kommande åren. De redovisar inte verkets långsiktiga prioriteringar och grunderna för dem.

Ett visst nätplaneringsarbete bedrivs också på nordisk nivå i syfte att identifiera nätförstärkningar till särskild nytta för hela den nordiska elmarknaden. Därtill har nya nätplaneringsprocesser byggts upp på europeisk nivå. Inom ramen för organisationen European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) upprättas vartannat år en tioårig nätutvecklingsplan – Ten Year Network Development Plan (TYNDP).

Det svenska stamnätet är inne i en period av mycket omfattande utbyggnad. Förstärkningarna behövs för att omhänderta tillkommande förnybar elproduktion, fördjupa marknadsintegrationen med omvärlden och bidra till skapandet av en gemensam europeisk elmarknad. Samtidigt finns det ett mycket betydande reinvesteringsbehov.

En mer långsiktig svensk nätplanering är mot denna bakgrund helt nödvändig. Om de långsiktiga målen inte är klarlagda ökar risken för felinvesteringar i det korta perspektivet.

Med grund i Perspektivplan 2025 har Svenska kraftnäts styrelse idag fastställt föreliggande tioårsplan, där Svenska kraftnäts prioriteringar preciseras och utvecklas. Planen kommer att ligga till grund för verkets fortsatta investeringar och tjäna som utgångspunkt för Svenska kraftnäts bidrag till nästa europeiska TYNDP. Avsikten är att planen ska uppdateras vart annat år.

Sundbyberg den 26 november 2015

Mikael Odenberg
Generaldirektör



INNEHÅLL

FÖRORD	3	5.2 SYSTEMUTMANINGAR	26
		5.3 MARKNADSUTVECKLING	28
1 INLEDNING	7	5.4 TEKNIKVAL VID STAMNÄTETS UTVECKLING	29
1.1 BAKGRUND	7	5.4.1 Växelström och likström	29
1.2 LÄSANVISNING	7	5.4.2 Luftledning eller markkabel	30
2 FÖRÄNDRINGAR MOT PERSPEKTIVPLAN 2025	9	5.5 AVBROTTSPLANERING	30
		5.6 TILLSTÅNDSPROCESSEN	30
3 PLANERINGSFÖRUTSÄTTNINGAR	11	5.6.1 Koncessioner	30
3.1 EU:S KLIMAT- OCH ENERGIPOLITIK	11	5.6.2 Elektriska och magnetiska fält	31
3.1.1 EU:s klimat- och energipolitik fram till 2020	11	5.6.3 Lokala och globala miljöintressen	32
3.1.2 Tredje inre marknadspaketet för el	11	5.6.4 Lagstiftning i konflikt	32
3.1.3 EU:s klimat- och energiramverk till 2030	11	6 ELSYSTEMET	35
3.1.4 Energiunionen	12	6.1 DET SVENSKA OCH NORDEUROPEISKA ELSYSTEMET	35
3.1.5 Infrastrukturförordningen	13	6.1.1 Elproduktionen under de senaste åren	35
3.1.6 EU:s målsättning om sammanlänkning av elnät år 2020	14	6.1.2 Elanvändningen under de senaste åren	36
3.1.7 EU:s strategi för Östersjöområdet	14	6.1.3 Effektbalansen under de senaste åren	39
3.2 FRÅN NORDEN TILL EUROPA	15	6.1.4 Överföringsmönster	40
3.2.1 Från planering inom Nordel till ENTSO-regioner	15	6.2 UTVECKLING AV ELSYSTEMEN TILL 2025	43
3.2.2 ENTSO	15	6.2.1 Svenska kraftnäts grundscenari	43
3.2.3 Ten Year Network Development Plan (TYNDP)	16	6.2.2 Elanvändningen	46
3.2.4 Europeiska nätkoder	16	6.2.3 Energibalans	46
3.3 ENERGIPOLITIKEN I SVERIGE	17	6.2.4 Prognos för effektbalansen och sannolikheten för effektbrist	47
3.3.1 Sveriges nationella handlingsplan för förnybar energi	17	6.3 BEHOVET AV REGLERKRAFT	50
3.3.2 Planeringsramen för vindkraft	17	6.4 SMART GRIDS	52
3.3.3 Elmarknadspolitiken	18	7 INVESTERINGSPLANEN	53
3.3.4 Förtidsavvecklad kärnkraft	18	7.1 ELOMRÅDE LULEÅ (SE1)	55
3.3.5 Energikommissionen	18	7.1.1 Om SE1	55
3.3.6 Elområden	18	7.1.2 Projektöversikt SE1	56
3.4 SAMHÄLLSEKONOMISKA ANALYSER	19	7.1.3 Pågående och planerade	57
		7.1.4 Under övervägande	57
4 DRIVKRAFTER FÖR NÄTINVESTERINGARNA	21	7.2 ELOMRÅDE SUNDSVALL (SE2)	59
4.1 ANSLUTNING AV NY ELPRODUKTION	21	7.2.1 Om SE2	59
4.2 FLASKHALSAR OCH MARKNADSINTEGRATION	22	7.2.2 Projektöversikt SE2	60
4.3 BEHOVET AV REINVESTERINGAR	24	7.2.3 Pågående och planerade	62
		7.2.4 Under övervägande	64
5 UTMANINGAR	25	7.3 ELOMRÅDE STOCKHOLM (SE3)	67
5.1 DRIFTSÄKERHET	25	7.3.1 Om SE3	67
		7.3.2 Projektöversikt SE3	68

7.3.3 Pågående och planerade	70
7.3.4 Under övervägande	75
7.4 ELOMRÅDE MALMÖ (SE4)	79
7.4.1 Om SE4	79
7.4.2 Projektöversikt SE4	80
7.4.3 Pågående och planerade	81
7.4.4 Under övervägande	82
7.5 ÖVRIGA FÖRNYELSER	82
8 INVESTERINGSVOLYMEN	83
8.1 FINANSIERINGEN AV INVESTERINGARNA	84
8.2 SVENSKA KRAFTNÄTS FINANSIELLA UTVECKLING	85
8.2.1 Förutsättningar för den finansiella utvecklingen	85
8.2.2 Svenska kraftnäts finansiella ställning	85
8.2.3 Stamnätstariffen	86
8.3 SVENSKA KRAFTNÄTS UPPDRAG OCH FINANSIELLA UTMANINGAR	87



1. INLEDNING

1.1 Bakgrund

Samhällsutvecklingen och det allt större beroendet av el förutsätter ett robust och driftsäkert stamnät. Höga energipolitiska ambitioner att reducera koldioxidutsläppen leder till omfattande utbyggnad av förnybar elproduktion och en utveckling mot en integrerad europeisk elmarknad.

Samhällets ökade elberoende innebär att toleransen mot elavbrott minskar och att långvariga elavbrott inte kan accepteras. Det ställer allt högre krav på framtidens överföringsnät. Kraven på ökad driftsäkerhet och kapacitet utgör drivkrafter för Svenska kraftnät att kraftigt öka nätinvesteringarna under kommande år. Det handlar både om att bygga nya anläggningar och att underhålla och investera i de befintliga anläggningarna.

Svenska kraftnäts investeringar låg tidigare i genomsnitt på nivån 400 mkr per år. Den investeringsvolymen innebar inte några problem för Svenska kraftnäts planering, personalförsörjning eller ekonomi. Nu kan emellertid konstateras att verket är inne i en helt ny fas med investeringsnivåer på fyra till fem mdkr årligen.

Den kraftiga investeringsökningen understryker behovet av verkets långsiktiga planering för stamnätets utveckling. Inte minst är det viktigt för elmarknadens aktörer och för olika grupper och funktioner i samhället att få insyn i Svenska kraftnäts prioriteringsarbete.

Det som driver planeringsarbetet framåt är även EU:s energi- och klimatpolitik med höga ambitioner om integration av förnybar elproduktion för att minska utsläppen av klimatpåverkande växthusgaser. En viktig del för att förverkliga dessa ambitioner är det tredje inre marknadspaket för energi som bl.a. innehåller krav på att stamnätsföretagen vartannat år ska utarbeta tioårsplaner för hela det europeiska transmissionsnätet.

År 2013 presenterade Svenska kraftnät Perspektivplan 2025 som syftade till att klargöra Svenska kraftnäts prioriteringar och intentioner för utvecklingen av stamnätet på ca 15 års sikt. Till grund för planeringsarbetet låg en marknadsmodellstudie som analyserade olika utvecklingsscenarioer för produktion och elanvändning och vilka konsekvenser dessa får för stamnätet och investeringsbehoven. Till grund för Perspektivplan 2025 låg även analyser och studier av andra nödvändiga investeringar för att skapa ett driftsäkert stamnät med rätt kapacitet.

Perspektivplanen redovisade vilka projekt som Svenska kraftnät ansåg nödvändiga att realisera fram till 2025. Planen var dock inte en investeringsplan med en detaljerad redovisning av projektens kostnader och tidsplaner.

Syftet med detta dokument är att vara en investeringsplan för de kommande tio åren. Investeringsplanen redovisar mer detaljerat vilka projekt Svenska kraftnät avser att genomföra under tioårsperioden 2016 – 2025. Investeringsplanen ska också utgöra Sveriges nationella utgångspunkt i arbetet med nästa europeiska tioårsplan för nätinvesteringar¹, som tas fram i planarbetet inom European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

Det är två år sedan Perspektivplan 2025 presenterades men flera förutsättningar har redan hunnit förändrats. Det föranleder en revidering av perspektivplanen. Dessa förändringar redovisas i kapitel 3.

1.2 Läsanvisning

Kapitel 2 till 6 redovisar de förutsättningar som påverkar Svenska kraftnäts investeringsplaner för stamnätet. Kapitel 2 beskriver i kortform de förändringar som skett sedan Perspektivplan 2025 presenterades. Kapitel 3 redovisar de planeringsförutsättningar som Svenska kraftnät har att förhålla sig till i sin planering av stamnätsutvecklingen. Där utgör den europeiska klimat- och energipolitiken en allt större, övergripande påverkan på Svenska kraftnäts investeringsplaner. Den redovisas därför relativt utförligt. Kapitel 4 beskriver de mer direkta drivkrafter som är kopplade till stamnätsinvesteringarna. Kapitel 5 redovisar de utmaningar som nätutbyggnaden är förknippad med. Hit hör bl.a. den utveckling av elkraftsystemet med en ökande mängd förnybar produktion, som inte är planerbar på samma sätt som den konventionella elproduktionen. Kapitel 6 redovisar elsystemet idag med en utblick mot 2025. Här beskrivs den utveckling som förutses och som ligger till grund för de investeringar som kommer att vara nödvändiga för att möta denna utveckling. Kapitel 7 utgör själva tioårsplanen med beskrivningar av de projekt, uppdelade per elområde, som Svenska kraftnät planerar att genomföra under den kommande tioårsperioden. Kapitel 8 redovisar slutligen de ekonomiska konsekvenserna av tioårsplanen för Svenska kraftnät och för utvecklingen av stamnätstariffen.

1. Ten Year Network Development Plan (TYNDP).



2. FÖRÄNDRINGAR MOT PERSPEKTIVPLAN 2025

Merparten av de förutsättningar som gällde för Perspektivplan 2025 är fortfarande för handen. Ett antal förändringar har dock skett, vilket påverkar de investeringar som redovisades i perspektivplanen. Dessa förändringar medför också att ytterligare investeringar kan komma att behöva genomföras. Nedan redovisas de större förändringar som bedöms påverka Svenska kraftnäts nätplanering.

- > Nya kapacitetsmekanismer i Ryssland har medfört att exporten till Finland i stort sett har upphört. Tillsammans med nedläggning av gamla kondenskraftverk har detta försämrat Finlands energibalans.
- > Finlands riksdag har beslutat att ge tillstånd till uppförande av ett nytt kärnkraftverk i Pyhäjoki i norra Finland.
- > Oskarshamns Kraftgrupp (OKG) har i oktober 2015 beslutat om en förtida stängning av de två äldsta reaktorerna i Oskarshamns kärnkraftverk. Reaktorn Oskarshamn 2 (O2) har varit tagen ur drift för omfattande moderniseringsarbeten sedan 2013. Beslutet innebär att driften av O2 inte kommer att återupptas. För Oskarshamn 1 innebär beslutet att reaktorn sannolikt stängs slutgiltigt någon gång under perioden 2017 - 2019. Stängningarna innebär ett bortfall av ca 1 100 MW elproduktion i södra SE3.
- > Ringhals har i oktober 2015 beslutat om förtida stängning av de två äldsta reaktorerna i Ringhals kärnkraftverk. Beslutet innebär att Ringhals 2 tas ur drift under 2019 och Ringhals 1 under 2020. Därmed bortfaller ytterligare ca 1 750 MW elproduktion i södra SE3.
- > Ytterligare pålagor på kärnkraftsproduktion av el har medfört att Forsmarks kraftgrupp (FKA) inställt planerna på höjning av effekten i Forsmark 3.
- > Utvecklingen i Stockholmsområdet har föranlett omprövning av tidplanerna i projektet Stockholms Ström och medfört att det behövs ytterligare kraftledningar i den västra delen av regionen, projektet Storstockholm Väst.
- > Nya nätstudier har visat att 400 kV-ledningen från Ekhyddan till Barkeryd inte behöver byggas. Ledningen behövs inte om ledningen från Ekhyddan till Hemsjö byggs.
- > Projektet SydVästlänkens västra gren mellan Barkeryd och Oslo-området har på norskt initiativ lagts ner.
- > Svenska kraftnät har sagt nej till att bygga en ny 400 kV-förbindelse till Danmark över Öresund.
- > Svenska kraftnät har utvecklat och fördjupat analyserna av de framtida reinvesteringsbehoven i stamnätet.
- > Förbindelserna Skagerrak 4 och Estlink 2 har tagits i drift.
- > Statnett har beslutat bygga en 1 400 MW HVDC-förbindelse, NordLink, mellan Norge och Tyskland med driftstart 2020.
- > Statnett har beslutat bygga en 1 400 MW HVDC-förbindelse, North Sea Link, mellan Norge och Storbritannien med driftstart 2021.
- > Vattenfall, Agder Energi, E-CO och Lyse planerar att bygga en 1 400 MW HVDC-förbindelse, NorthConnect, mellan Norge och Skottland.
- > Preliminära kostnads- och intäktsanalyser har gjorts för Hansa PowerBridge, en ny förbindelse mellan Sverige och östra Tyskland.
- > Regeringen har aviserat en höjd ambitionsnivå i det svensk-norska elcertifikatsystemet.
- > Regeringen har aviserat ett särskilt stöd till havsbaserad vindkraft.
- > EU:s stats- och regeringschefer har enats om ett nytt klimat- och energipolitiskt ramverk till 2030 som bl.a. innehåller nya mål om minskade utsläpp, andel förnybar energi och energieffektivisering.



3. PLANERINGSFÖRUTSÄTTNINGAR

3.1 EU:s klimat- och energipolitik

EU:s energipolitik vilar på de tre pelarna konkurrenskraft, miljömässig hållbarhet och försörjningstrygghet. Det slogs fast i Europeiska rådets beslut om en integrerad klimat- och energipolitik och energihandlingsplan för åren 2007 – 2011. Med gemensamma mål på klimat- och energiområdet vill EU visa sin beslutsamhet att tackla klimatfrågan och samtidigt ange inriktningen för det framtida globala klimatsamarbetet och säkerställa fullbordandet av den inre marknaden för energi.

Sedan dess har Europeiska kommissionen lagt fram förslag i linje med målsättningarna under de tre energipolitiska pelarna. Det gäller framför allt det s.k. tredje inre marknadspaketet för el och gas, mekanismer för försörjningstrygghet samt utveckling av energiteknik, klimat- och energipaketet där direktivet för främjande av förnybar energi ingår. Därtill kommer både en första och andra strategisk energiöversyn om försörjningstrygghet, som har resulterat i en ny energi-strategi till 2020 respektive 2030.

3.1.1 EU:s klimat- och energipolitik fram till 2020

Under 2007 togs beslut om EU:s klimat- och energipolitik fram till 2020.

- > EU:s utsläpp av växthusgaser ska minska med 30 procent till 2020 under förutsättning att andra industriländer förbinder sig till jämförbara minskningar. I avvaktan på en global uppgörelse åtar sig EU att minska utsläppen av växthusgaser med minst 20 procent till 2020 jämfört med 1990 års nivåer (EU 27).
- > Av EU:s energikonsumtion ska 20 procent komma från förnybara källor 2020 och andelen biodrivmedel ska samma år vara minst 10 procent.
- > EU ska nå ett mål om 20 procents energieffektivisering till 2020.

Diskussionerna inom EU om hur den europeiska klimat- och energipolitiken ska utformas till 2030 har därefter fortsatt.

3.1.2 Tredje inre marknadspaketet för el

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 s.k. 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 s.k. 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 gränsöverskridande handel med el och gas, s.k. ramriktlinjer. Utifrån dessa utarbetar ENTSO förslag till nätkoder dvs. mer specifika bestämmelser utifrån ramriktlinjerna. Efter kommittologiförfarande fastställer kommissionen sedan de nya reglerna.

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.

3.1.3 EU:s klimat- och energiramverk till 2030

I oktober 2014 beslutade Europeiska rådet om ett nytt klimat- och energipolitiskt ramverk till 2030. Ramverket innehåller mål för 2030 som relateras till 1990 års nivå och bl.a. omfattar:

- > minskade utsläpp av växthusgaser med minst 40 procent,
- > minst 27 procent förnybar energi på EU-nivå, samt
- > minst 27 procent ökad energieffektivisering.

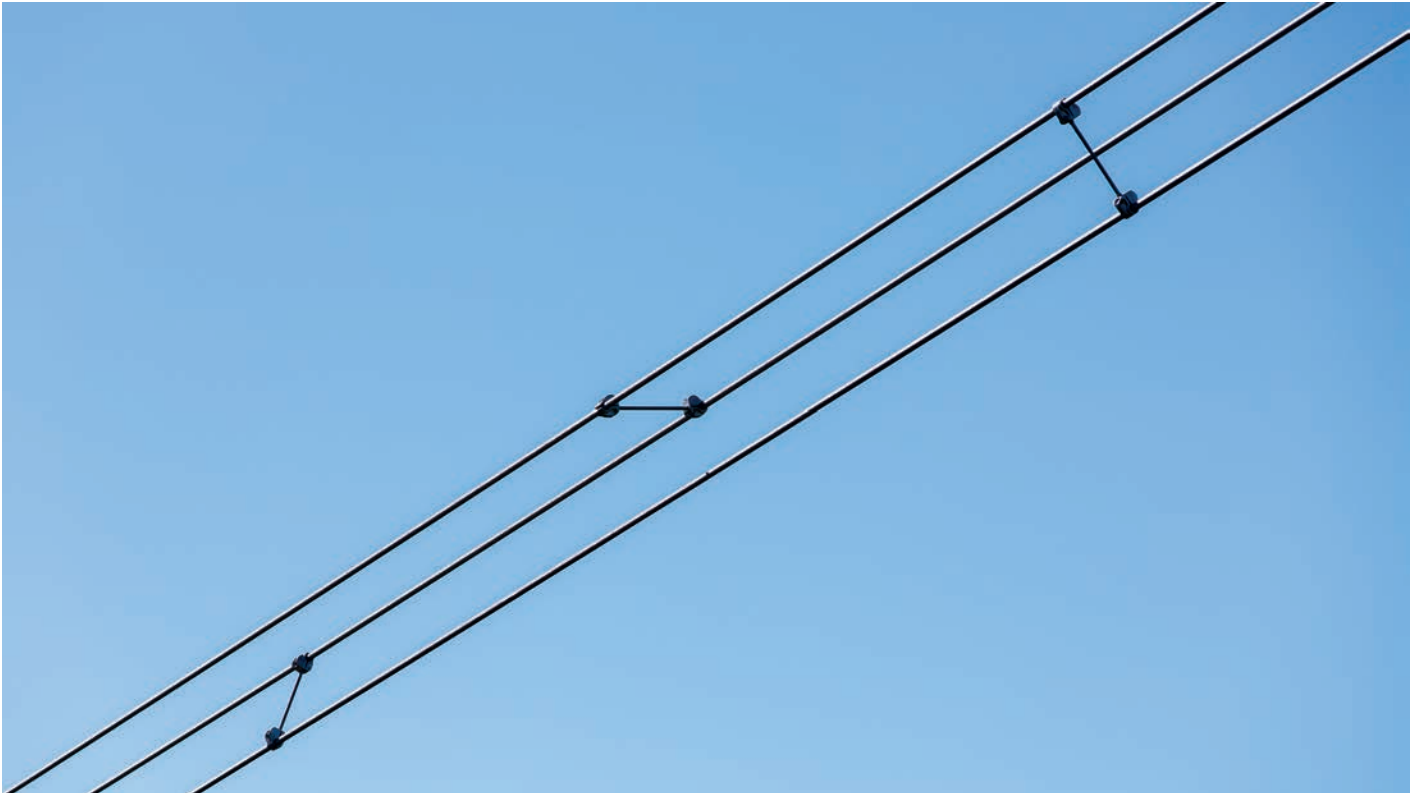


FOTO: TOMAS ÅREMO

En hörnsten i ramverket är ett bindande mål att till 2030 minska EU:s interna utsläpp av växthusgaser med minst 40 procent jämfört med 1990 års nivå. Detta är ett delmål mot det långsiktiga målet att EU:s utsläpp ska minska med 80 – 95 procent fram till 2050.

Målet om minst 40 procent minskade utsläpp ska nås genom att sektorerna inom EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS) minskar sina utsläpp med 43 procent jämfört med 2005 och att sektorerna utanför EU ETS minskar sina utsläpp med 30 procent jämfört med 2005. Ansvaret för utsläppsminskningarna kommer att fördelas mellan EU:s medlemsländer och Europeiska rådet har enats om de viktigaste principerna för detta.

Europeiska rådet enades om att målet att öka andelen förnybar energi med minst 27 procent ska vara bindande på EU-nivå men målet är inte fördelat på medlemsländerna. Det är en skillnad mot det nuvarande klimat- och energipaketet till 2020, som innehåller bindande mål fördelat på alla medlemsländer. Målet om minst 27 procent energi-effektivisering ska ses över 2020.

3.1.4 Energiunionen

Integreringen av EU:s energimarknader har enligt kommissionen gett en del konkreta resultat. Till exempel har grossistpriserna för el minskat med en tredjedel. Konsumenterna har fått större valmöjligheter, eftersom energileverantörer konkurrerar med lägre priser och bättre tjänster. Den

rättsliga ramen har förbättrat konkurrensen inom sektorn.

Trots detta och trots arbetet med nätkoderna återstår mycket att göra innan målet om en fullt integrerad europeisk elmarknad kan nås. Importberoende, föråldrad infrastruktur med brist på investeringar är skäl som anförs för att styra EU:s energipolitik mot en energiunion. Andra skäl som framförs är höga energipriser för konsumenterna, bristande konkurrens samt behovet att gå över till en koldioxidsnål ekonomi för att hindra klimatförändringarna.

Mot denna bakgrund godkände Europeiska rådet i mars 2015 kommissionens förslag att skapa en energiunion med en framåtblickande klimatpolitik. De fem områden som förslaget omfattar är försörjningstrygghet, en helt integrerad europeisk energimarknad, energieffektivisering, minskade utsläpp av växthusgaser samt forskning och innovation. Inom varje område finns förslag på åtgärder som direkt berör systemoperatörernas verksamhet:

- > påskyndande av prioriterade infrastrukturprojekt och transmissionsnätets förstärkning,
- > fullständigt genomförande och strikt verkställande av befintlig energilagstiftning,
- > förstärkning av de rättsliga ramarna för en trygg elförsörjning,
- > effektivare och mer flexibel utformning av marknaden som ska följas av ökat regionalt samarbete som kan bidra till integration av förnybar energi,



FOTO: TOMAS ÅREMO

- > ökad och fördjupad koordinering mellan systemoperatörer och en större roll för ENTSO som organisation,
- > stärkt europeisk lagstiftning med utökat legalt mandat för ACER för ökat oberoende och särställning mot de nationella tillsynsmyndigheterna,
- > översyn och ny lagstiftning som avser utsläppsminskningar, energieffektivitet och förnybar energi i syfte att stödja målen för 2030.

EU:s institutioner och medlemsländer kommer att arbeta vidare med att ta fram konkreta förslag inom de ovan nämnda områdena.

Den 15 juli 2015 presenterade kommissionen som ett led i detta ett meddelande om en ny elmarknadsdesign och ett meddelande om slutkundsmarknader för el. Kommissionen anger i meddelandet om ny elmarknadsdesign en rad områden och förslag som rör systemoperatörernas ansvar. Kommissionen vill vidta åtgärder för att nå målsättningen om en gränslös europeisk elmarknad med fokus på konsumentens nytta och nämner bl.a. följande.

- > Harmoniserade stödsystem för förnybar elproduktion.
- > Ökade möjligheter för förbrukare att agera aktivt på marknaden och närmare drifttimmen.
- > Självständiga regionala kontrollcentra med europeiskt fokus.

- > Kapacitetsmekanismer och ökad riskmedvetenhet.
- > Gemensamma metoder för effektprognoiser.
- > Närmare samarbete mellan TSO:er och DSO:er².
- > Utökade och förstärkta mandat för ACER och ENTSO.
- > Sammantaget ser kommissionen framför sig ett styrningssystem som ska komplettera det ordinarie lagstiftningsarbetet och syfta till att koordinera arbetet på nationell, regional och EU-nivå så att energiunionens mål uppnås.

Ministerrådet ska rapportera om arbetet med energiunionen till Europeiska rådet senast i december 2015.

3.1.5 Infrastrukturförordningen

Under 2013 trädde Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 347/2013 om riktlinjer för transeuropeiska energiinfrastrukturer – den s.k. infrastrukturförordningen – i kraft. Förordningen syftar till att säkerställa att de infrastrukturerna som krävs för att nå EU:s 20-20-20-mål³ genomförs.

Förordningen prioriterar tolv strategiska, transeuropeiska korridorer och områden för energiinfrastruktur. Den fastställer också regler för att identifiera projekt av gemensamt intresse, s.k. Projects of Common Interest (PCI), för att nå målen. Förordningen etablerar vidare ett system för tillståndsgivningen till sådana projekt. En behörig myndighet i varje medlemsstat tilldelas ett särskilt ansvar för att över-

2. TSO - Transmission System Operator, DSO - Distribution System Operator.
3. Fram till 2020 ska utsläppen av växthusgaser minska med 20 procent jämfört med 1990, energiförbrukningen minska med 20 procent och andelen förnybar energi höjas till 20 procent av all energikonsumtion.

vaka tillståndsprocesserna. En längsta tillåten tid för tillståndsprovning införs också.

Förordningen tillhandahåller en metod för att skapa en harmoniserad kostnadsnyttoanalys för PCI-projekt och fastställer villkor för att avgöra om projekten är berättigade till ekonomiskt stöd.

I december 2014 påbörjades arbetet med att uppdatera de nätinvesteringar som ska ha status som PCI. Beslut förväntas i november 2015.

3.1.6 EU:s målsättning om sammanlänkning av elnät år 2020

Energiinfrastruktur har länge stått högt på den europeiska energidagordningen och 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 om 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.

I en rapport från Europaparlamentet⁴ har framförts stark kritik mot processen för att ta fram PCI-projekten. Rapportören ansåg att stamnätsföretagen har en alltför stark position i detta arbete. Rapporten bygger, enligt Svenska kraftnäts mening, till stor del på en överdriven uppfattning om den roll som stamnätsföretagen/systemoperatörerna har i praktiken. De nationella reglermyndigheterna, ACER, kommissionen, parlamentet och rådet utövar alla en långt gående kontroll över processerna och över det arbete som ENTSO utför. Urvalet av projekt som tas upp på PCI-listan tas ytterst fram av kommissionen och beslutas av parlamentet och rådet.

Sverige ligger väl till när det gäller sammanlänkning med grannländerna. Med NordBalt inräknad 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 om 28,6 procent.

Eftersom rådsslutsatserna talar om installerad **elproduktionskapacitet** bör dock noteras att denna är lägre än den installerade effekten. Man kan t.ex. inte släppa allt vatten samtidigt förbi kraftverken i en älvsträcka. Därav följer att vattenkraftens totalt installerade effekt aldrig kommer att kunna användas för elproduktion samtidigt. För vindkraft räknar Svenska kraftnät med att 11 procent av den installerade effekten finns tillgänglig under 90 procent av tiden.

Om den teoretiskt installerade effekten är 39 500 MW så är den över tid normalt tillgängliga effekten ca 28 000 MW. Det

innebär att Sverige i praktiken har en sammanlänkingsgrad (inkl. NordBalt) med omvärlden som uppgår till 40 procent.

Tolv medlemsstater, huvudsakligen i utkanten av EU, ligger idag under målet på 10 procents sammanlänkning av elnäten i sina planer. Kommissionen har därför aviserat en intensifiering av arbetet i de regionala grupper som inrättats enligt förordningen om transeuropeiska energinät.

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.

3.1.7 EU:s strategi för Östersjöområdet

EU:s strategi för Östersjöområdet beskrivs i ett dokument som identifierar övergripande utmaningar, politikområden och arbetssätt. Strategin syftar till att stärka EU:s engagemang för regionens framtid och knyta samman samsamarbetsstrukturer på nationell och regional nivå.

Till strategin finns fogad en handlingsplan som är indelad i 15 prioriteringsområden med åtgärder. Av dessa är ett 80-tal högprofilerade åtgärder s.k. flaggskeppsprojekt. Ett sådant flaggskeppsområde är att förbättra tillgänglighet, effektivitet och säkerhet på energimarknaderna.

Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP)

För Östersjöregionen ska strategin bidra till att förbättra såväl försörjningssäkerheten som effektiviteten för energimarknaderna i regionen. Detta prioriteringsområde har en nära koppling till den särskilda plan för regionens energimarknader – Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) – som under kommissionens ledning har beretts parallellt med arbetet med strategin. Här ingår bl.a. strategiska åtgärder som att utvidga den nordiska elmarknadsmodellen till de tre baltiska staterna.

I handlingsplanen utgör genomförandet av BEMIP en strategisk åtgärd. En högnivågrupp övervakar genomförandet av BEMIP med avseende på samordning mellan BEMIP och strategin. I handlingsplanen framhålls också vikten av förnybara energikällor som biobränslen, solenergi och vindkraft – i synnerhet genom forskning, utveckling och demonstration. Mer samarbete fordras också för att uppnå en bättre samordning av fysisk planering av elnät, regeltillämpning när det gäller investeringar i överföringsförbindelser och miljökonsekvensanalyser av vindkraftsparker.

Under våren 2015 har kommissionen uppdaterat samsamarbetsavtalet och handlingsplanen för BEMIP. Ambitionen är att bredda samarbetet, vid sidan av infrastruktur och elmarknad, och bl.a. inkludera förnybart, energieffektivisering och ett eventuellt samarbete kring 2030-målen. Den nya handlingsplanen kommer att kräva ett utökad samarbete och engagemang mellan myndigheter och departement inom energisektorn med fokus på Baltikum.

4. Draft report on achieving the 10 % electricity interconnection target - Making Europe's electricity fit for 2020.



FOTO: SVENSKA KRAFTNÄT

Genomförandet av BEMIP berör också Sverige och Svenska kraftnät genom ett antal infrastrukturprojekt. Hit hör kabelförbindelsen NordBalt mellan Sverige och Litauen. Syftet med NordBalt är att länka samman en framväxande baltisk elmarknad med den nordiska.

Sverige och Svenska kraftnät har en hög ambition i arbetet med strategin och handlingsplanen.

3.2 Från Norden till Europa

Det nordiska perspektivet har under många år varit vägledande för arbetet med att utveckla elmarknaden, systemdriften och nätutbyggnaden. Utvecklingen av ett europeiskt regelverk inom dessa områden innebär ett vidgat perspektiv.

Det nordiska samarbetet utgör grunden för Svenska kraftnäts agerande och är av stor betydelse när EU:s gemensamma elmarknad utvecklas. För att nå målen på klimat- och energiområdet fordras en effektiv och gränslös elmarknad. Investeringar i infrastrukturen kommer att vara avgörande för att uppnå detta. För att investeringarna ska kunna genomföras krävs effektiva planerings- och beslutsprocesser.

3.2.1 Från planering inom Nordel till ENTSO-regioner

Inom den dåvarande samarbetsorganisationen Nordel var det nordiska perspektivet styrande. I de två systemutvecklingsplaner⁵ som Nordel tog fram angavs de nätinvesteringar som var strategiskt viktiga för att förbättra den nordiska

elmarknadens funktionssätt, stärka de nordiska stamnäten i syfte att öka driftsäkerheten samt åtgärda begränsningar i överföringskapaciteten mellan länderna. I den sista systemutvecklingsplanen identifierades också nyttovärdena med att förstärka förbindelserna från Norden till kontinenten.

Överföringskapaciteten mellan de nordiska länderna är av stor betydelse för en väl fungerande nordisk och regional elmarknad. En ökad integration med omvärlden utanför Norden och ökad andel förnybar elproduktion ställer nya krav på överföringsnätet. Den ökande volymen icke planerbar elproduktion fordrar högre överföringskapacitet och mer flexibilitet i elnäten.

Som ett led i anpassningen av det svenska och nordiska överföringsnätet till den europeiska energi- och miljöpolitiken pågår ett omfattande arbete med att ytterligare öka överföringskapaciteten och driftsäkerheten. Planeringen av kraftnätet har därmed gått från att vara nationell och nordisk till att bli regional och europeisk.

3.2.2 ENTSO

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) skapades 2009, samtidigt som Nordel upplöstes. Inom ENTSO samarbetar 41 europeiska stamnätsföretag från 34 länder. Utöver EU-länderna ingår Norge, Schweiz, Island, Serbien, Bosnien-Hercegovina, Montenegro och FYROM (Makedonien) i samarbetet.

Arbetet bedrivs inom områdena nätplanering, drift och marknad. ENTSO har även arbetsgrupper inom områdena

5. Nordic Grid Master Plan (NSUP2004), 2004 och Nordic Grid Master Plan 2008, mars 2008.

juridik, kommunikation samt forskning och utveckling.

Arbetet inom ENTSO är mycket omfattande och bedrivs i ett 100-tal arbetsgrupper med representanter från systemoperatörerna. Det har vuxit påtagligt sedan organisationen etablerades.

Inom nätplaneringen är Svenska kraftnät engagerat i den regionala Östersjögruppen, Regional Group Baltic Sea. Där ingår Sverige tillsammans med övriga nordiska länder, de baltiska länderna samt Polen och Tyskland. Svenska kraftnät är representerat i ca 50 arbetsgrupper inom ENTSO.

3.2.3 Ten Year Network Development Plan (TYNDP)

Ett av de största åtagandena för ENTSO är att svara för den europeiska nätutvecklingsplanen, Ten Year Network Development Plan (TYNDP).

Rapporteringen av framtida nätutveckling regleras i förordningen (EG) 714/2009, som föreskriver att TYNDP ska tas fram vartannat år. Syftet är att redovisa underlag, analyser och projekt för den europeiska nätutvecklingen i syfte att öka transparensen i nätplaneringen. Planen utgör också beslutsstöd på regional och europeisk nivå men den är inte formellt bindande.

Planen anger aktuella och kommande nätförstärkningsprojekt av europeiskt intresse och sammanställer den senast tillgängliga informationen. Den utgör underlag för samråd med externa intressenter om utvecklingen av det europeiska elnätet. Dessutom är planen ett viktigt led i rapporteringen av arbetet med den integration av förnybar energi som fordras för att nå EU:s klimat- och energimål.

Grunden för TYNDP är gemensamma europeiska energibalansscenarier tio till femton år framåt i tiden. I planen för 2014 och 2016 används fyra scenarier. Scenarierna speglar olika utvecklingar av elmarknaden.

Scenarierna analyseras i syfte att identifiera de samhälls-ekonomiskt mest effektiva investeringarna för att möta målen. De investeringsprojekt som ingår i planen är de som bedöms vara av europeiskt intresse enligt vissa givna gemensamma kriterier. Investeringarna grupperas också för att visa att det i många fall är flera förstärkningar som tillsammans ger den önskvärda ökningen av kapaciteten.

Utvärderingskriterierna utgörs bl.a. av elmarknadsnytta, integration av förnybar elproduktion, förluster och tillståndsfrågor. Alla kriterier är inte uttryckta i ekonomiska termer, varför någon regelrätt kostnads- och intäktsanalys inte görs i planen. Analyserna och identifieringen av möjliga nätförstärkningar, s.k. Project Candidates, i TYNDP 2016 görs inom ENTSO:s nätplaneringsregioner. För Sverige är detta Regional Group Baltic Sea.

De regionala grupperna publicerade dessa möjliga nätförstärkningar i en regional investeringsplan sommaren 2015. De regionala planerna utgör sedan grunden för en gemensam utvärdering av de möjliga projektens elmarknadsnytta och lönsamhet. Denna utvärdering görs centralt inom ENTSO för de olika scenarierna.

Regionerna kan också analysera egna scenarier utöver de som presenteras i TYNDP. Dessa kan alltså skilja sig åt beroende på hur olika regioner har genomfört sina analyser.

För svensk och nordisk del kan man särskilt notera följande faktorer som kommer att få stor påverkan på nätens framtida utveckling.

- > Ett fortsatt stort nordiskt energiöverskott, speciellt i Sverige och Norge, som behöver nå marknader utanför Norden.
- > En stor andel icke planerbar elproduktion i både Norden och de närmaste grannländerna, i första hand i form av vindkraft och solkraft, medför stora behov av handelsmöjligheter mellan länderna och regionerna för att balansera variationerna i produktionen.
- > Frågan om svensk och nordisk försörjningssäkerhet blir alltmer aktuell.
- > Framtiden för den svenska kärnkraften får stor påverkan på både energibalansen och försörjningssäkerheten.

3.2.4 Europeiska nätkoder

I samband med det tredje inre marknadspaketet ansåg kommissionen att det finns behov av gemensamma europeiska nätkoder. I förordningen (EG) 714/2009 anges ett antal områden inom vilka det behöver utvecklas nätkoder samt processen för att ta fram dem.

De senaste åren har det pågått ett intensivt arbete inom ENTSO med utgångspunkt från ACER:s ramriktlinjer. Förslag till nätkoder utarbetas av ENTSO inom de tre huvudområdena anslutning, marknad och drift och överlämnas till kommissionen för beslut.

Efter hörande av ACER lägger kommissionen fram lagförslag och medlemsstaterna beslutar sedan genom s.k. kommittologiförfarande. Under denna beslutsprocess har vissa nätkoder skrivits om till kommissionsriktlinjer (guidelines). Den legala statusen för riktlinjerna är dock densamma som för nätkoderna dvs. besluten blir direkt bindande för medlemsstaterna. Hädanefter används i denna plan begreppet nätkoder. Det rör sig totalt sett om tio nätkoder.

Anslutningskoder

- > RfG – Requirements for Generators med tekniska krav för generatorer som vill ansluta till systemet.
- > DCC – Demand Connection med funktionskrav på större elanvändare och distributionsnät som ansluts till systemet.
- > HVDC – High Voltage Direct Current Connections med krav på likströmsförbindelser och likströmsanslutna produktionsanläggningar som t.ex. havsbaserad vindkraft.

Driftkoder⁶

- > OS – Operational Security med gemensamma driftsäkerhetsprinciper och koordinering av systemdriften mellan länderna.

6. De tre driftkoderna OS, OPS och LFCR kommer av allt att döma att slås samman till en nätkod.

- > OPS – Operational Planning & Scheduling med regelverket för en koordinerad systemdrift genom att bestämma skyldigheter och ansvarsfördelning mellan de olika aktörerna med fokus på tiden före driftögonblicket.
- > LFCR – Load Frequency Control & Reserves med krav på frekvenskvalitet och krav på olika former av frekvensregleringsreserver.
- > ER – Emergency and Restoration med procedurer och åtgärder för driftsituationer med allvarliga störningar eller kollaps.

Marknadskoder

- > CACM – Capacity Allocation and Congestion Management med metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för dagen-före-handeln och intra-dag-handeln.
- > FCA – Forward Capacity Allocation med metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för marknaderna med längre tidshorisont än dagen-före.
- > EB – Electricity Balancing med regelverken för en väl fungerande marknad för balanskraft.

Den första kod som trädde i kraft var CACM som beslutades som kommissionsriktlinje den 24 juli 2015. För övriga nätkoder pågår beslutsprocessen med målsättningen att samtliga ska bli godkända senast under 2016. Därefter ska de implementeras i alla berörda stater.

3.3 Energipolitiken i Sverige

Den svenska energipolitiken bygger på samma tre grundpelare som energisamarbetet i EU dvs. miljömässig hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet. Riksdagen beslutade 2009 om en sammanhållen klimat- och energipolitik⁷, som har sin grund i 20-20-20-målen inom EU och innebär att ett antal mål och strategier har satts upp för Sverige.

Sverige ska enligt EU-överenskommelsen om nationell bördefördelning av målet om förnybar energi nå en andel av förnybar energi på 49 procent år 2020. Sverige har ytterligare höjt ambitionen till att andelen förnybar energi ska uppgå till minst 50 procent av den totala energianvändningen. De svenska utsläppen av växthusgaser ska minska med 40 procent till 2020 jämfört med 1990. Målet omfattar verksamheter utanför EU:s system för handel med utsläppsrätter. Visionen för 2050 är att Sverige inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären.

För att nå dessa mål har Sverige i första hand använt generellt verkande styrmedel. För de förnybara energislag som inte är kommersiellt lönsamma men som bedöms viktiga skapas ytterligare stöd. Utöver ekonomiska styrmedel finns i Sverige en rad ”mjuka” styrmedel i form av informationsinsatser, planer och program.

3.3.1 Sveriges nationella handlingsplan för förnybar energi

Sverige införde i maj 2003 ett elcertifikatsystem för att främja förnybar elproduktion. Elcertifikaten är ett marknadsbaserat stödsystem där handel sker mellan producenter av förnybar el och kvotpliktiga. Elcertifikatsystemet, som gäller t.o.m. utgången av 2035, syftar till att öka elproduktionen från förnybara energikällor på ett kostnadseffektivt sätt och ska bidra till att Sverige får ett mer ekologiskt hållbart energisystem. Det sker genom att konkurrens uppstår mellan de förnybara energikällorna.

Målet är att öka produktionen av el från förnybara källor med 25 TWh från 2002 års nivå fram till 2020. Sverige har till utgången av 2014 ökat den förnybara elproduktionen med 19,2 TWh jämfört med 2002. Elcertifikatsystemet är sedan 2012 gemensamt med Norge.

Insatserna för att nå målet om minst 50 procent förnybar energi till 2020 består bl.a. av följande komponenter.

- > Förslag om att elcertifikatsystemet utvecklas och målnivån höjs.
- > En nationell planeringsram för vindkraft fastställs till motsvarande en produktionskapacitet på 30 TWh år 2020, varav 20 TWh på land och 10 TWh till havs.
- > Villkoren för anslutning av förnybar elproduktion till elnätet förbättras.
- > Utveckling av biogas för fordon stimuleras.

Det är dock viktigt att notera att den ovan nämnda planeringsramen inte är en målsättning för utbyggnaden av vindkraft (se avsnitt 3.3.2).

Svenska kraftnät har en viktig roll när det gäller att lägga till rätta förutsättningarna för Sverige att fullfölja målsättningarna. En kraftig utbyggnad av vindkraften kräver ett flexibelt och starkt stamnät. Vidare krävs att villkoren för anslutning av förnybar elproduktion är ändamålsenliga – både till transmissionsnätet och till lägre spänningsnivåer.

Enligt artikel 22 i det s.k. förnybarhetsdirektivet (2009/28/EG) ska varje medlemsstat senast den 31 december 2011, och därefter vartannat år, rapportera till kommissionen hur främjandet och användningen av energi från förnybara energikällor utvecklas. Den sjätte och sista rapporten ska lämnas in 2021.

Samtliga nationella handlingsplaner⁸ för förnybar elproduktion som lämnades in till EU under 2011 innehöll stora ökning av de förnybara energikällornas betydelse i respektive lands kraftsystem. I första hand handlar det om sol- och vindkraft som skapar elenergiöverskott i många länder. Även Sveriges nationella handlingsplan för förnybar energi innebär ett stort elenergiöverskott, främst till följd av vindkraftsutbyggnad.

3.3.2 Planeringsramen för vindkraft

Planeringsramen är inte ett utbyggnadsmål, utan syftar till att

7. Prop. 2008/09:162 och prop. 2008/09:163.

8. <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>.

synliggöra vindkraften i den fysiska planeringen. Den anger i stället ramen för de nationella anspråk som vindintresset har på tillgång till mark- och vattenområden.

Dessa anspråk är betydande, eftersom 30 TWh vindkraftsproduktion motsvarar närmare 6 000 vindkraftverk beroende på effekt och lokalisering. Vid slutet av 2014 fanns cirka 3 000 vindkraftverk med en årlig produktion om 13,5 TWh⁹.

Dagens planeringsram är nationell men Energimyndigheten har gjort en regionalisering av ramen.

3.3.3 Elmarknadspolitiken

Målet för den svenska elmarknadspolitiken är att åstadkomma en effektiv elmarknad med väl fungerande konkurrens, som ger säker tillgång på el till internationellt konkurrenskraftiga priser. Samtidigt ska anslutning av förnybar produktion underlättas.

Sverige är en del av den europeiska elmarknaden. Spotpriset bestäms i dag av en gemensam auktion där länder från Finland till Portugal ingår. I Norden finns dessutom ett nära samarbete kring reglerresurser och systemdrift.

I regeringens uppdrag till Svenska kraftnät ingår att verka för en ökad integration och harmonisering av de nordiska och baltiska ländernas elmarknader och elnät samt för vidareutveckling av elmarknadssamarbetet inom Europa för att främja en inre marknad för el¹⁰.

3.3.4 Förtidsavvecklad kärnkraft

Årets beslut om förtida avveckling av fyra kärnkraftsreaktorer innebär en viktig precisering av planeringsförutsättningarna. Besluten medför att vi till 2020 kommer att få ett bortfall av 2 850 MW elproduktion i södra Sverige, som redan idag är ett underskottsområde.

De i utgångsläget goda energi- och effektbalanserna kommer att göra det möjligt för Sverige att hantera förtidsavvecklingen med tillräckligt väl bibehållen driftsäkerhet. Men marginalerna kommer att minska och systemets sårbarhet att öka.

Den stora utmaningen kommer när de sex återstående kärnkraftblocken ska fasas ut. Dagens planering är inriktad på att de ska användas med 60 års drifttid dvs. fram till mitten av 2040-talet. Även här kan tidigare stängningar dock komma att aktualiseras på rent företagsekonomiska grunder.

En utfasning av kärnkraftverken leder till en effektproblematik som måste kunna bemästras. Utbyggd förnybar elproduktion förbättrar märkbart energibalansen men har mindre påverkan på effektbalansen. Situationen kan därför inte hanteras endast med tillkommande förnybar elproduktion och utbyggda omvärldsförbindelser. Ökad efterfrågeflexibilitet och ny lagrings- och batteriteknik kommer också att bli viktiga medel.

Verkets bedömning är att det även kommer att behövas ett tillskott av ny elproduktion som är planerbar, dvs. inte väderberoende. Hur detta ska göras möjligt på en elmarknad där ingen ny produktion är lönsam utan subventioner kan sägas utgöra kärnan i Energikommisionens uppdrag.

9.Svensk Vindenergis statistik kvartal 4, 2014.

10. Regleringsbrev för budgetåret 2015 avseende Affärsverket svenska kraftnät inom utgiftsområde 21 Energi.

3.3.5 Energikommisionen

Energikommisionen tillsattes av regeringen våren 2015. Uppdraget är att ta fram underlag till en bred politisk överenskommelse om den långsiktiga energipolitiken.

Energikommisionen är parlamentariskt sammansatt och har tre huvuduppgifter. Den ska se över det framtida behovet av energi utifrån forskning och kunskap, identifiera utmaningar och möjligheter för den framtida energiförsörjningen samt skapa en bred uppgörelse om den långsiktiga energiförsörjningen.

Energikommisionen ska ta del av och närmare analysera tillgängliga bedömningar av hur det framtida behovet av energi förväntas mötas enligt olika prognoser och scenarier. Den ska även ta fram två eller flera scenarier för tillförsel, överföring, användning och lagring av energi på längre sikt.

Energikommisionen ska utifrån analyser och scenarier identifiera vilka förändringar i regelverken som kan komma att krävas för en samhällsekonomiskt effektiv utveckling av energisystemet och lägga särskild vikt vid elförsörjningen.

Slutligen ska Energikommisionen senast den 1 januari 2017 ta fram underlag för en bred överenskommelse om energipolitiken, med särskilt fokus på förhållandena för elförsörjningen efter år 2025 - 2030.

Energikommisionens arbete fokuserar alltså på en tids horisont som ligger bortom denna investeringsplan, vilket dock inte hindrar att resultaten av dess arbete kan komma att få stor påverkan på Svenska kraftnäts investeringsplaner redan under tioårsperioden.

3.3.6 Elområden

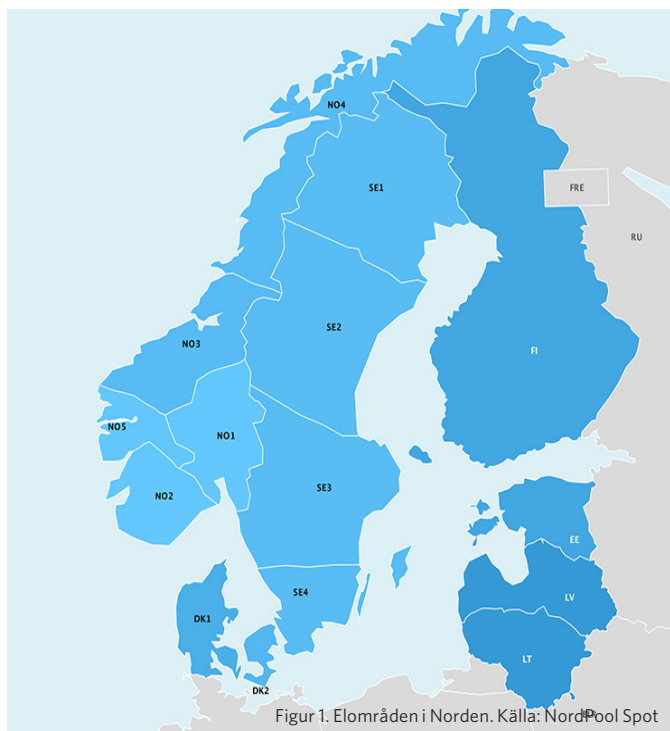
Den 1 november 2011 delade Svenska kraftnät in den svenska elmarknaden i fyra elområden. Därmed är den nordiska elmarknaden indelad i totalt 15 elområden - fem i Norge, fyra i Sverige, två i Danmark och ett i vardera Finland, Estland, Lettland och Litauen (Figur 1, nästa sida).

Det är ofrånkomligt att det stundtals uppkommer trånga sektioner, s.k. flaskhalsar, i elnäten. En anledning till detta är att efterfrågan på el varierar under året och dygnet. Följaktligen varierar även flödet genom elnätet, vilket i praktiken innebär att maximal belastning bara sker under en relativt liten del av tiden.

Frekvent återkommande flaskhalsar åtgärdas efter en samhällsekonomisk värdering genom investeringar i ny överföringskapacitet. Det är dock inte samhällsekonomiskt lönsamt att förstärka näten till en sådan nivå att flaskhalsar aldrig uppstår.

Att åtgärda flaskhalsar genom att förstärka nätets kapacitet är en långsiktig åtgärd. Samtidigt kan inte effektflödet - överföringen - tillåtas att överstiga nätets kapacitet. Därför måste också kortsiktiga åtgärder vidtas.

Genom marknadsmodellen med elområden - s.k. market splitting eller marknadsdelning - sätts gränser vid flaskhalsarna. Det leder till att marknaden genom prissignaler anpassar det största tillåtna handelsflödet efter den fysiska överföringskapaciteten. Under de timmar när överförings-



Figur 1. Elområden i Norden. Källa: NordPool Spot

kapaciteten är större än handelsflödena mellan två elområden bildas ett område med samma elpris.

I norra Sverige finns det normalt ett överskott av elproduktion. Där är den största delen av landets vattenkraft belägen, samtidigt som förbrukningen är relativt låg. Det motsatta förhållandet gäller i södra Sverige. Där finns landets befolkningscentra, en hög elförbrukning och relativt lite elproduktion.

Genom att priset på Elspot¹¹ blir högre i underskottsområden än i överskottsområden ges tydliga signaler till marknaden. Relativt högre priser i ett område ger incitament till ökad produktion och minskad förbrukning. I ett längre perspektiv kan det vara en faktor som kan påverka lokaliseringen av elproduktion och elförbrukning.

3.4 Samhällsekonomiska analyser

Samhällsekonomiska analyser görs av Svenska kraftnät som underlag för beslut om investeringar i nya anläggningar och reinvesteringar i stamnätet. Med samhällsekonomisk analys menas här en jämförelse av de samhällsekonomiska nyttovärden som en nätförstärkning medför och dess totala kostnader.

Sådana analyser är i praktiken förenade med betydande svårigheter. Svenska kraftnät gör inte anspråk på att basera verkets investeringar på en fullständig samhällsekonomisk **kalkyl**, eftersom detta skulle innebära att göra en ekonomisk värdering av alla de effekter som orsakas av en stamnätsinvestering. Detta är inte praktiskt möjligt, eller ens meningsfullt.

I stället är det en samlad **bedömning** av kvantifierade och

kvalitativt beskrivna samhällsekonomiska effekter som ligger till grund för Svenska kraftnäts investeringar. Den samhällsekonomiska analysen syftar till att identifiera de stamnätsinvesteringar som mest kostnadseffektivt uppfyller elsystemets behov och elmarknadens efterfrågan.

Det huvudsakliga syftet är inte att väga nyttovärden för elmarknaden mot nyttovärden för övriga delar av samhället. Denna avvägning görs i stället genom prövning av koncessionen och andra tillstånd för Svenska kraftnäts anläggningar.

Svenska kraftnät ansvarar dock för att minimera negativa intrångseffekter, såsom ianspråktagande av mark, påverkan på natur- och boendemiljöer m.m. Dessa effekter har mycket stor betydelse för exempelvis valet av sträckning för en ledning. Intrång vägs också in i Svenska kraftnäts investeringsbeslut, eftersom det inte är meningsfullt att gå vidare med projekt som inte kan förväntas få koncession och andra tillstånd.

De nätinvesteringar som Svenska kraftnät genomför kan delas upp i tre huvudgrupper efter drivkraften för investeringen (se vidare kapitel 5 för en mer ingående beskrivning av drivkrafterna).

Den första gruppen är de förstärkningar som följer av den tvingande skyldigheten för nätbolag att ansluta ny produktion. I dessa fall syftar den samhällsekonomiska analysen till att identifiera de nätåtgärder som till lägsta samhällsekonomiska kostnad möjliggör anslutningen av den nya produktionen med bibehållen driftsäkerhet. Här kan Svenska kraftnät inte göra någon egen bedömning av själva produktionsanslutningens samhällsekonomiska lönsamhet.

Den andra huvudgruppen är de nätförstärkningar som görs för att öka marknadsintegrationen. De härstammar från Svenska kraftnäts egna analyser av behov och efterfrågan på överföringskapacitet i stamnätet och till grannländerna. I huvudsak gäller dessa förstärkningar de interna huvudsnitten dvs. överföringskapaciteten mellan de fyra svenska



FOTO: TOMAS ÅRLENO

11. Börsen för dagen-före-handel (day ahead).

elområdena samt förbindelserna till utlandet. I dessa fall utgår analysen av en nätförstärkning i huvudsak från en beräkning av den samhällsekonomiska nytta som följer av den ökade överföringskapaciteten.

Den tredje huvudgruppen är reinvesteringar i ledningar och stationer. Delar av det svenska stamnätet behöver förnyas. Här görs i de flesta fall inte heller någon kvantifierad samhällsekonomisk analys, eftersom det oftast är helt uppenbart att reinvesteringen kan motiveras ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Däremot kan kvantitativa analyser göras för att bedöma om det finns andra åtgärder som bör vidtas i samband med en förnyelse, t.ex. kapacitetsökning genom spänningshöjning eller annan uppgradering.

Investeringar i det svenska stamnätet ger ofta effekter utanför Sverige, eftersom det svenska elsystemet är starkt sammanlänkat med det nordiska och europeiska. En del effekter av stamnätsinvesteringar, t.ex. minskade koldioxidutsläpp, har t.o.m. en global påverkan. Dessutom verkar många av elmarknadens aktörer i flera länder. Det är därmed svårt att göra en klar avgränsning mellan svensk och utländsk samhällsekonomisk nytta.

Svenska kraftnät har i uppdrag att främja en integrerad nordisk och europeisk elmarknad. Nordiska ministerrådet har gett tydliga direktiv om att de nordiska stamnätsoperatörerna ska genomföra sådana stamnätsinvesteringar som skapar samhällsekonomisk nytta för Norden. Sammantaget innebär detta att Svenska kraftnät även beaktar samhällsekonomiska effekter som uppstår utanför Sverige i bedömningen av vilka stamnätsinvesteringar som ska göras.

Svenska kraftnäts metoder för samhällsekonomisk analys

Den metod som Svenska kraftnät använder för samhällsekonomisk analys bygger på hur ett antal parametrar förändras till följd av en nätförstärkning.

Olika typer av modellsimuleringar är viktiga verktyg i analyserna. Med hjälp av simuleringar analyseras bl.a. stamnätsinvesteringarnas påverkan på elmarknaden, leveranssäkerheten och nätförlusterna. Dessa analyser utgår ifrån olika scenarier för elmarknadens utveckling. Genom känslighetsanalyser undersöks resultatens robusthet i förhållande till de största osäkerhetsfaktorerna i scenarierna.

Nyttovärdena beräknas i ekonomiska termer för de parametrar där detta är realistiskt och uttrycks sedan i form av årsmedelvärden. Dessa summeras till ett ekonomiskt nuvärde utifrån tillämplig kalkyltid och kalkylränta för den aktuella nätförstärkningen.

Det resulterande nyttovärdet ställs sedan mot investeringskostnaden i en kalkyl. Denna kalkyl utgör del av en samlad bedömning, vilken även innefattar effekter som inte kan kvantifieras ekonomiskt. Detta kan resultera i att en investering anses vara lönsam trots att investeringskalkylen visar på negativ lönsamhet. På samma sätt kan en investering som uppvisar en positiv kalkylerad lönsamhet anses vara olönsam om icke-kvantifierade nyttor/effekter bedöms ha en betydande negativ påverkan.

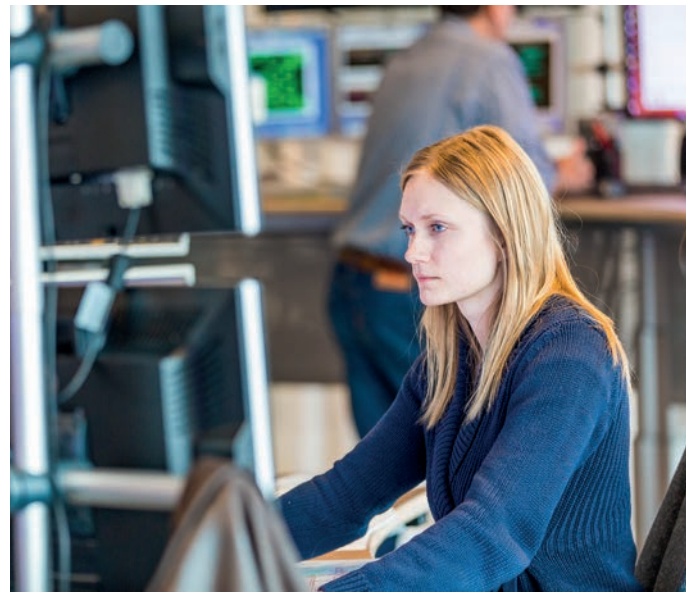


FOTO: TOMAS ÅREMO

Några huvudsakliga effekter som Svenska kraftnät analyserar i bedömningen av olika investeringar är påverkan på leveranssäkerheten, påverkan på överföringsförluster samt s.k. elmarknadsnytta. Med elmarknadsnytta avses nyttan av att el från billigare produktionsresurser i ett område kan exporteras till ett annat område och där ersätta dyrare produktion.

Elmarknadsnyttan delas upp i konsumentnytta, producentnytta och kapacitetsavgifter ("flaskhalsintäkter"). Kapacitetsavgifter uppstår vid prisskillnader mellan två elområden och tillfaller stamnätsoperatören. De används främst för att finansiera nätinvesteringar som förebygger flaskhalsar i nätet och går därigenom tillbaka till kundkollektivet genom en bättre fungerande elmarknad.

Svenska kraftnät beräknar elmarknadsnytta för stamnätsinvesteringar som påverkar handelskapaciteten mellan två elområden, inom Sverige eller mellan Sverige och utlandet. I Svenska kraftnäts analyser görs ingen värdering av den interna fördelningen av elmarknadsnytta mellan producenter, konsumenter och stamnätsoperatörer, utan elmarknaden ses som en "aktör" och nyttan utgörs helt enkelt av nettot av producentnytta, konsumentnytta och kapacitetsavgifter.

Svenska kraftnät använder också livscykelanalys för att bedöma den miljöpåverkan, i form av resursutnyttjande och skadliga utsläpp, som uppstår vid byggande, drift och avveckling av en stamnätsanläggning. Dessa effekter kan sedan ställas mot minskad miljöpåverkan tack vare ökad möjlighet att integrera förnybar elproduktion i systemet och/eller minskade överföringsförluster.

Andra effekter på elsystemet som analyseras när det är relevant är påverkan på kostnader för mothandel och reservhållning samt möjligheten att ansluta förnybar elproduktion. Även påverkan på elprisskillnader inom Sverige beaktas. Till detta kommer en kvalitativ analys av de intrångseffekter som en investering orsakar. Hit hör markinträng och lokal miljöpåverkan.

4. DRIVKRAFTER FÖR NÄTINVESTERINGARNA

Under 1990-talet och början av 2000-talet var drivkrafterna för investeringar i stamnätet få och investeringsnivåerna relativt låga. Under den senaste tioårsperioden har situationen successivt förändrats. I dag samverkar ett stort antal krafter för att driva på nätinvesteringarna.

Den förändrade energi- och klimatpolitiken utgör den största övergripande drivkraften för nätinvesteringarna idag och under det kommande årtiondet. Stamnätet måste byggas ut i takt med samhällsutvecklingen. Statsmakternas politiska ambitioner ska kunna fullföljas utan att nätet utgör en starkt begränsande faktor.

Dagens prognoser indikerar en fortsatt stor utbyggnad av den förnybara elproduktionen, vilket kommer att kräva investeringar i nya anslutningar och ökad överföringskapacitet. Tillräcklig överföringskapacitet i stamnäten är även förutsättningen för en väl integrerad, gemensam nordisk och europeisk elmarknad. De krav som detta medför på tillräcklig kapacitet och driftsäkerhet måste också tillgodoses. Det är Svenska kraftnäts uppgift att bygga ut stamnätet på ett samhällsekonomiskt och rationellt sätt för att möta dessa krav.

Samtliga nedan uppräknade drivkrafter – nyanslutningar, marknadsintegration och reinvesteringar – har bäring på Svenska kraftnäts grundläggande myndighetsuppdrag, nämligen att upprätthålla driftsäkerheten i det nationella elsystemet. De utmaningar som genereras av bl.a. den ökade andelen volatil elproduktion och utfasningen av fyra stora produktionsanläggningar beskrivs närmare i Kapitel 5.

4.1 Anslutning av ny elproduktion

Antalet nya anslutningar till stamnätet ökar. Den främsta drivkraften är den stora utbyggnaden av vindkraft. Denna ansluts till helt nya stationer eller genom ökad inmatning till befintliga anläggningar. Många gånger möter Svenska kraftnät inte vindkraftsproduktionen direkt, utan via nya nät dit flera mindre produktionsanläggningar ansluts.

Vindkraftexploatörernas utbyggnadsplaner är i ständig förändring. Det är många olika parametrar som sammantaget bidrar till detta, bl.a. tillståndprocesserna samt priserna på el och elcertifikat. Det är därför svårt att redovisa en säker bild av alla projekt i olika faser.

Svenska kraftnät har för närvarande förfrågningar om anslutning av vindkraft på i storleksordningen 18 000 MW.

Det är dubbelt så mycket som all svensk kärnkraft och motsvarar 75 procent av landets maximala effektbehov. Till detta kommer alla de ansökningar som finns hos landets regionnätbolag om anslutning av vindkraft till lägre spänningsnivåer.

Alla dessa projekt kommer inte att realiseras. Hur mycket som kommer att byggas avgörs ytterst av elcertifikatsystemets utformning. När i tiden utbyggnaden kan ske påverkas också i hög grad av de utdragna tillståndprocesserna.

Var utbyggnaden görs är också mycket viktigt från nätsynpunkt. Givet de ekonomiska incitamenten för att bygga vindkraft finns potentiella projekt som många gånger överstiger de nationella utbyggnadsambitionerna för den förnybara elproduktionen.

I dag finns ett stort intresse för att bygga vindkraft i norra Sverige. Goda vindförhållanden i kombination med förhållandevis låg befolkningstäthet underlättar möjligheterna att nå ekonomisk lönsamhet och att få nödvändiga tillstånd för att bygga större vindkraftsparker. Norra Sverige är ett överskottsområde, varför en utbyggnad med tyngdpunkt där medför behov av ökad överföringskapacitet i stamnätet. Den leder också till ökade överföringsförluster, vilket innebär ökade kostnader för elkunderna.

I södra Sverige finns den största potentialen för stora volymer vindkraft till havs. De höga kostnaderna gör det dock svårt att bygga havsbaserad vindkraft, annat än i mycket kustnära lägen. Generellt är det samhällsekonomiskt bättre att bygga ny produktion i södra Sverige, eftersom inmatningen då görs närmare konsumenterna och handelsförbindelser. En utveckling mot mer vindkraft i söder minskar därför i någon grad behovet av nätförstärkningar. Dock påverkar även en utbyggnad i söder stamnätet, eftersom vattenkraften i norr i ökad utsträckning kommer att behöva användas som reglerresurs för att hantera vindkraftens stora variationer.

En svagt styrande faktor är stamnätstariffens utformning. Den gynnar anslutning av produktion i södra Sverige, eftersom sådan produktion förläggs nära förbrukarna och följaktligen minskar stamnätsförlusterna och behovet av investeringar i ny transmissionskapacitet.

Elområdesreformen verkar i samma riktning. Den medför att överskottsområdena Luleå (SE1) och Sundsvall (SE2)



FOTO: TOMAS ÅREMO

under perioder med överföringsbegränsningar i stamnätet får ett lägre elpris än elområdena Stockholm (SE3) och Malmö (SE4). Detta försämrar marginellt investeringskalkylen för ny vindkraft i norr jämfört med ny vindkraft i söder.

Slutligen beror utformningen av nätförstärkningarna i Sverige även på hur och var ny produktion byggs i norra Norge och Finland. Ett större överskott i dessa områden kommer i hög grad att transporteras genom Sverige till förbrukning och exportförbindelser i södra Skandinavien.

Sammantaget innebär den omfattande vindkraftsutbyggnaden en betydande utmaning för Svenska kraftnät vid planeringen av nätets utbyggnadsbehov. Den stora utmaningen ligger i att kunna bedöma vilka utbyggnadsprojekt som kommer att realiseras. Det råder ofta stor osäkerhet om och när planerade investeringar kommer till stånd och hur omfattande de i slutändan blir. Detta förhållande understryks ytterligare av att tillståndsprocesserna för att bygga ut stamnätet normalt är väsentligt längre än motsvarande processer för att ge tillstånd till vindkraftsanläggningarna.

Under 1980- och 90-talen höjdes effekten i kärnkraftverken med i storleksordningen fem till tio procent. Därefter gjordes fortsatta effekthöjningar i form av åtgärder för ökad verkningsgrad. Under 2000-talet gjordes ansökningar om höjning av den termiska effekten i åtta av landets tio block.

Under de senaste åren har de rent företagsekonomiska förutsättningarna för svensk kärnkraft försämrats kraftigt. Låga elpriser pressar tillsammans med höjd effektskatt och ökande avgifter till kärnavfallsfonden lönsamheten. Det har

lett till att ägarna nu har beslutat om en förtida stängning av de fyra reaktorer som togs i drift på 1970-talet. Svenska kraftnät bedömer inte att några ytterligare nätinvesteringar behöver göras under tioårsperioden för att omhänderta en ökad effektinmatning från kärnkraftverken.

4.2 Flaskhalsar och marknadsintegration

För att åstadkomma en effektiv elmarknad som ger säker tillgång på el till internationellt konkurrenskraftiga priser har regeringen särskilt pekat på att den nordiska elmarknaden är nödvändig för ett effektivt utnyttjande av de gemensamma produktionsresurserna. Flaskhalsar i det nordiska elnätet och mellan Norden och kontinenten ska byggas bort¹².

Att tillhandahålla tillräcklig kapacitet för en ökad marknadsintegration är en drivkraft som fortlöpande analyseras. Med de mål som EU har satt för förnybar energi förväntas ett ökande elöverskott i Norden, främst i Norge och Sverige. Ny vindkraft planeras nästan överallt i Norden men framförallt vid kusterna och i norra Sverige och Norge. Ny småskalig vattenkraft planeras i Norge.

I Finland pågår bygget av ett nytt kärnkraftverk och ytterligare ett, lokaliserat i norra Finland, är aktuellt. I Sverige har det skett uppgraderingar av den befintliga kärnkraften. Dessa produktionskällor karaktäriseras av att de har låga marginalkostnader, höga kapitalkostnader samt att de är koldioxidfria.

12. Prop. 2008/09:163.



FOTO: TOMAS ÅREMO

För att skapa en bild av det framtida överföringsmönstret i stamnätet analyserar Svenska kraftnät hur de nya produktionsanläggningarna kommer att användas. Det är särskilt viktigt i ett kraftsystem som det svenska, där en stor del av produktionen ligger i norra Sverige medan förbrukningen är koncentrerad till södra Sverige.

Baltikum, Tyskland, Danmark, Polen och så småningom Storbritannien kommer att vara de största potentiella importörerna av el från Norden. Nya förbindelser möjliggör ersättning av fossilbaserad elproduktion på kontinenten med koldioxidfri el från Skandinavien. Utan nya utlandsförbindelser finns en risk för att produktion blir instängd i Sverige och Norge. Priserna i Norden och på kontinenten kommer att konvergera allt mer när nya utlandsförbindelser byggs.

Det nordiska kraftsystemet domineras av vattenkraft, främst i Sverige och Norge. Produktionen kan variera avsevärt från år till år, beroende på hydrologiska förhållanden. Det finns ett behov av att kunna balansera variationerna mot det kontinentala systemet, som huvudsakligen domineras av termisk kraft.

Generellt finns också en trend som innebär större och snabbare variationer i effektlödena i Europa. Detta är främst en följd av en ökad andel sol- och vindkraft. Behovet av reglerkraft ökar därmed påtagligt. I detta sammanhang är den nordiska vattenkraften en viktig tillgång genom sin förmåga att variera effektproduktionen. Det finns stora möjligheter att utnyttja detta i handeln med reglerkapacitet.

Nya utlandsförbindelser är viktiga för att produktionska-

paciteten i Sverige och Norge ska kunna utnyttjas fullt ut. En förbindelse mellan Sverige och Litauen, NordBalt, tas i drift vid årsskiftet 2015/2016 och Svenska kraftnät planerar även en ny förbindelse till Tyskland.

Nya utlandsförbindelser medför ökad överföring i stamnätet. Det sätter fokus på de interna svenska flaskhalsarna – de s.k. snitten – som i vissa driftsituationer kan vara begränsande. Svenska kraftnät ser därför över behovet av interna nätförstärkningar, inte bara över snitten, utan också lokalt i de områden där nya produktionsanläggningar och utlandsförbindelser ska anslutas. Till exempel ställer en ny förbindelse från Skåne till Tyskland inte bara krav på ökad överföringskapacitet mellan SE2, SE3 och SE4, utan medför också behov av nätförstärkningar i öst-västlig riktning i södra Sverige.

Ledningsnätet i södra Sverige klarar inte ökad överföring i någon större utsträckning, utan förstärkningar. En uppgradering av gamla ledningar kan göras genom att öka antalet linor per fas från två till tre och samtidigt öka tvärsnittsarean på varje faslina. Detta kräver dock i många fall ett byte till kraftigare ledningsstolpar. Samtidigt är det svårt att ta avbrott, eftersom ledningarna har hög belastning under stora delar av året och är viktiga för driftsäkerheten.

I flera fall är det enda alternativet att bygga en ny ledning för att ersätta den gamla. Det är dock svårt att komma fram med nya ledningar i södra Sverige, som är tätt befolkat och har många skyddsvärda områden.

Svenska kraftnät genomför åtgärder för att höja kapacite-

ten mellan SE3 och SE4. Hit hör SydVästlänken och en ny ledning mellan Ekhyddan (Oskarshamn) och Hemsjö. Svenska kraftnät utreder även behovet av ytterligare kapacitet mellan SE1 och SE2 samt mellan SE2 och SE3. Drivkraften bakom dessa förstärkningar är även kopplad till behovet av att kunna ta gamla ledningar ur drift för upprustning, utan att detta får alltför stor negativ inverkan på elmarknaden.

Det är viktigt att rätt åtgärder vidtas vid rätt tidpunkt så att driftsäkerheten kan upprätthållas, samtidigt som marknadens behov av överföringskapacitet kan tillgodoses.

De norska nätutvecklingsplanerna spelar en viktig roll. Statnett har planer på flera nya utlandsförbindelser. Det första steget mot ökad handelskapacitet togs när förbindelsen Skagerrak 4 mellan Norge och Jylland togs i drift i början av 2015 med en kapacitet på 700 MW.

Därefter planerar Statnett att bygga förbindelser till Tyskland (NordLink) och Storbritannien (North Sea Link). Nord-Link om 525 kV och 1 400 MW är 570 km lång och ska tas i drift 2020. North Sea Link med samma kapacitet är 730 km och ska tas i drift 2021. Därtill vill fyra kommersiella aktörer – Vattenfall, Agder Energi, E-CO och Lyse – bygga en 650 km lång förbindelse om 1 400 MW mellan Norge och Skottland (NorthConnect).

Denna höjning av handelskapaciteten från södra Norge sätter stor press på det interna norska nätet och Statnett gör bedömningen att ytterligare utlandsförbindelser, däribland en ny kabel till Holland, inte är möjliga att genomföra innan ytterligare interna förstärkningar finns på plats.

4.3 Behovet av reinvesteringar

Stamnätet har en betydelsefull roll för elförsörjningen och utgör en central del av samhällets infrastruktur. Samhällets allt större elberoende ställer allt högre krav på stamnätet och försörjningssäkerheten.

Stamnätets förmåga att tillgodose kundernas önskemål om överföring får därför inte minska till följd av anläggningarnas ökande ålder. Under 2015 närmar sig de äldsta delarna av stamnätets 400 kV-system 65 års ålder och delar av 220 kV-systemet är ännu äldre. Svenska kraftnäts ansvar är att se till att anläggningarnas kvalitet och prestanda upprätthålls för att tillgodose samhällets behov av ett robust stamnät.

Att reinvestera i befintliga anläggningar är därför lika viktigt som att investera i nya. Hög drift- och personsäkerhet är centrala mål i Svenska kraftnäts verksamhet och en kontinuerlig förnyelse av åldrande anläggningar är nödvändig för att nå dem.

I Sverige utgör elanvändningen en stor andel av den totala energianvändningen bl.a. genom att Sverige har en stor el-intensiv industrisektor. Det gör landet mer sårbart vid elavbrott. Viktiga samhällsfunktioners stora elberoende gör att omfattande och långvariga elavbrott slår hårt mot alla sektorer och funktioner i samhället.

Anläggningar förnyas av tekniska skäl dvs. när risken för fel blir alltför stor. En viktig insikt i detta sammanhang är att fel på stamnätet kan få stora konsekvenser för underliggande nät och kunder anslutna till dem. I värsta fall kan störningar av stor omfattning i både tid och antal drabbade inträffa som en konsekvens av fel i stamnätet. Mot bakgrund av detta kan Svenska kraftnät inte avvakta med investeringsåtgärder till dess ett haveri inträffar, utan måste planera och genomföra investeringar innan anläggningarnas tekniska livslängd uppnås.

För att kunna vidta åtgärder i tid behöver anläggningarnas status löpande bedömas. Nuvarande reinvesteringåtgärder baseras på en inventering som gjordes för drygt tio år sedan. Eftersom många stamnätsanläggningar är nära sin tekniska livslängd fordras en mer långsiktig reinvesteringplan. Sedan ett par år pågår därför en omfattande inventering med statusbedömning av alla stamnätsanläggningar. Detta har legat till grund för det detaljerade program och de prioriteringar av nödvändiga reinvesteringar i stationer och ledningar som nu föreligger. Statusbedömning av anläggningar är ett komplext område som ständigt utvecklas, vilket då får till följd att också planerna ändras för att ta hänsyn till nya rön.

Det är slutligen värt att notera att för att kunna förnya ledningar så måste man i de flesta fall ersätta dem med helt nya. Det ställer stora krav på rationella metoder för att genomföra åtgärderna – dels ur ett tillståndsperspektiv, dels för att minimera den påverkan ett längre avbrott får på elmarknaden. Det är inte uteslutet att det i vissa kritiska områden kan vara motiverat med ytterligare en ledning för att behålla nuvarande marknadskapacitet under den mångåriga processen att förnya ledning efter ledning.



FOTO: TOMAS ÅREMO

5. UTMANINGAR

Nedan återges en del av de stora utmaningar som Svenska kraftnät ställs inför under den kommande tioårsperioden. Utmaningarna är av såväl teknisk, som marknadsmässig och tillståndsmässig art.

5.1 Driftsäkerhet

Enligt förordningen (1994:1806) om systemansvar för el har Svenska kraftnät systemansvaret för el enligt 8 kap. 1 § ellagen. Som systemansvarig myndighet har Svenska kraftnät det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el.

Dagens tekniska dimensionering av stamnätet är baserad på Nordels nätdimensioneringsregler från 1992. Reglerna baseras på N-1-kriteriet, ett internationellt allmänt vedertaget kriterium för nät- och driftplanering. Det är ett deterministiskt kriterium som innebär att ett system med N komponenter ska ha full funktionalitet även om systemet drivs med N-1 komponenter, dvs. bortfall av en godtycklig komponent ska inte påverka systemets funktionalitet. Inom 15 minuter efter ett dimensionerande fel ska driften vara återställd inom normala gränser och förberedd för att klara ett nytt fel.

Under 2004 genomfördes en översyn och utvärdering av de nordiska nätdimensioneringsreglerna och driftsäkerhetskriterierna. Slutsatsen var att det inte förelåg motiv för att ändra eller frångå dessa regler, utan att i stället arbeta för att säkerställa att reglerna följs.

Den 4 september 2009 fastställde Svenska kraftnät formellt de mål för driftsäkerheten¹³ som regeringen därefter har godkänt¹⁴.

Nätdimensioneringsreglerna syftar till en avvägning mellan driftsäkerhet och ekonomi och beaktar både avbrott på primäranläggningar för underhåll och risken för störningar. I första hand beaktas krav som rör det sammankopplade nordiska kraftsystemet. De nordiska dimensioneringsreglerna är rekommenderade att tillämpas som underlag för beslut om utbyggnader av såväl de interna stamnäten i Norden som utlandsförbindelserna.

Det nordiska kraftsystemets tålighet mot störningar prövas enligt fastställda kriterier vilka är uppställda med beaktande

av en riskbedömning (risk = sannolikhet * konsekvens).

Ett system vars funktion ska vara opåverkad av varje enskild händelse måste ges en utformning som är tålig mot störningar. För att erhålla hög driftsäkerhet i den nationella elförsörjningen är det svenska transmissionsnätet, stamnätet, utformat med maskor där knutpunkterna är anslutna via flera ledningar, vilket innebär att elen vid bortfall av en ledning flyter en annan väg utan några manuella ingrepp.

För att förhindra att svaga partier byggs in måste systemet även ges en standardiserad utformning. Beroenden mellan olika komponenter måste reduceras så att konsekvenserna vid störningar blir rimligt små i ett nationellt perspektiv.

Ett exempel på ett sådant beroende är sambyggnad av ledningar där sannolikheten ökar för att båda ledningarna fränkopplas vid t.ex. extrema väderförhållanden. Då systemet inte är dimensionerat för sådana händelser kan det innebära en allvarlig risk för att hela eller delar av systemet slås ut. Av detta skäl undviks sambyggnad av stamnätsledningar. Även sambyggnad av stamnätsledningar och kraftledningar i regionnäten kan innebära en allvarlig risk, eftersom stam- och regionnäten är starkt kopplade till varandra.

Varje objekt som ansluts till stamnätet utgör också en potentiell källa till fel. Därför måste antalet anslutna objekt hållas inom rimliga gränser och även anslutas på ett betryggande sätt. Stamnätet kan sägas utgöra elförsörjningens motorväg och en motorväg kan inte ha en mängd små på- och avfarter. En ytterligare aspekt att beakta är att systemets förmåga att motstå störningar måste vara uppfyllt under perioder när delar av systemet är taget ur drift för underhåll. Detta medför att det utöver uppfyllt N-1-kriterium vid intakt stamnät, även måste finnas förutsättningar för att driva stamnätet enligt N-1-kriteriet när delar av systemet är ur drift.

Elkraftsystem måste underhållas för att bibehålla driftsäkerhet och tålighet. Underhåll av ledningar, stationer och anläggningsdelar fordrar avbrott. Med bibehållen driftsäkerhet måste som regel handelskapaciteten reduceras vid avbrott på anläggningar. Detta innebär att nödvändigt underhåll på kort sikt kan medföra negativ inverkan på elmarknaden genom tillfälligt lägre handelskapaciteter.

13. Dnr 2009/1058.

14. Regeringsbeslut N2009/6944/E.

5.2 Systemutmaningar

I takt med att den förnybara produktionen ökar och elpriset ligger på fortsatt låga nivåer kommer alltmer konventionell elproduktion att bli utkonkurrerad och tas ur drift. Det har blivit en realitet genom E.ON:s och Vattenfalls tillkännagivanden under de två senaste åren att man avser inleda stängningen av två block i Oskarshamn och två block i Ringhals före 2020. Den ökande andelen icke planerbar elproduktion och kärnkraftverkens avveckling medför att kraftsystemets egenskaper successivt kommer att förändras.

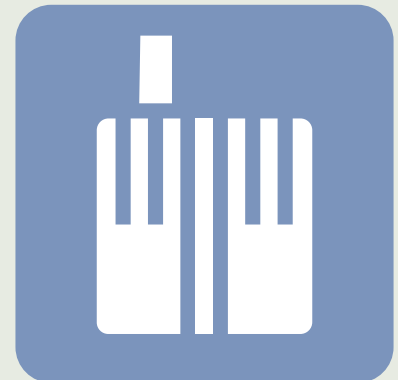
Väderberoende, förnybar elproduktion är inte planerbar och därmed endast begränsat styrbar. Väderprognoserna är samtidigt osäkra, särskilt mer än ett dygn i förväg. Den väderberoende elproduktionen bidrar i dagsläget heller inte med mekanisk svängmassa, frekvens- eller spänningsreglering och skapar därför sammantaget stora utmaningar för den framtida driften av kraftsystemet.

Några av dessa utmaningar redovisas nedan och kommer

att innebära behov av åtgärder för att hantera och medföra investeringar för att säkerställa kraftsystemets fortsatta driftsäkerhet och kapacitet.

Effektillgång

Svenska kraftnät har ansvaret för att balansen mellan produktion och förbrukning upprätthålls i driftögonblicket, dvs. att det i varje givet ögonblick finns tillräckligt med effekt för att tillgodose förbrukningens behov. Historiskt har tillgången på effekt varit kritisk vid hög förbrukning i kombination med låg tillgänglighet i kärnkraften. Nu ökar den icke planerbara elproduktionen mer än vad den konventionella minskar och med en stor andel elproduktion som är väderberoende kommer förutsättningarna att förändras. Det medför en bättre energibalans men en sämre effektbalans. Antalet tillfällen med hög förbrukning och samtidigt låg elproduktion kommer att öka till följd av produktionens volatilitet. Successivt riskerar den icke planerbara elproduktionen också att konkurrera



NYA UTMANINGAR I KRAFTSYSTEMET NÄR SVÄNGMASSAN BLIR MINDRE

Ett balanserat kraftsystem

Svenska kraftnät har ansvar för att upprätthålla balansen i elnätet och säkerställa en stabil eltillförsel till de regionala och lokala näten. Balansen kan brytas av till exempel kortslutningar och nätkopplingar, som orsakar svängningar och störningar i systemet. Storleken på svängmassan i kraftsystemet är en faktor som påverkar dess förmåga att tåla störningar.

Naturlig tröghet gör nätet driftsäkert

Svängmassa syftar på en naturlig tröghet i kraftsystemet. Det fungerar ungefär som en roterande axel som har en tyngd i vardera änden. Ju kraftigare tyngderna är, desto svårare blir det att störa eller stoppa axelns rotation.

Stamnätets kraftledningar utgör axeln och binder ihop kraftverken, som fungerar som tyngder.

Mindre svängmassa i nya produktionsanläggningar av el

Idag är kraftsystemet anpassat efter kärnkraft och vattenkraft, som av naturliga skäl har stor svängmassa, eftersom de har stora generatorer och turbiner.

Kraftsystemet utvecklas hela tiden och nya energikällor kopplas till stamnätet, t.ex. vind- och solkraft. Dessutom ansluts fler utlandsförbindelser med hjälp av likström. Dessa förändringar bidrar inte med någon svängmassa och skapar därför ett känsligare kraftsystem.

Samordning med kunder och forskning för ökad stabilitet

För att upprätthålla överföringskapaciteten och säkerställa driftsäkerheten i kraftsystemet måste spänningen hållas inom sina gränser i varje punkt i kraftsystemet. Samordning med Svenska kraftnäts kunder är av betydelse för detta arbete. Här finns också ekonomiska värden eftersom en optimering av resurserna medför minskade förluster och därmed kostnader.

Det pågår även forskning, bl.a. hos Energiforsk, kring hur stabiliteten i nätet på bästa sätt kan upprätthållas när andelen sol- och vindkraft i systemet ökar.

ut planerbar elproduktion av konventionellt slag. Då ökar risken för effektbristsituationer och att elkonsumenterna ofrivilligt kan behöva fränkopplas.

Denna frågeställning är aktuell i Tyskland och andra länder på kontinenten där de omfattande subventionerna till förnybar elproduktion tränger ut konventionell elproduktion. Den senare är inte lönsam att upprätthålla, eftersom den efterfrågas under så korta tidsperioder men produktionen behövs vid dessa tillfällen. Detta har fått till följd att nya subventioner och olika slag av kapacitetsmekanismer inrättats i flera länder. Den diskussionen är ännu inte aktuell i Sverige men kan bli det när svensk kärnkraft börjar fasa ut.

I Sverige finns sedan 2003 vad som benämns en strategisk reserv, den s.k. effektreserven. Lagen (2003:436) om effektreserv trädde i kraft den 1 juli 2003 och innebar att Svenska kraftnät fick i uppdrag att handla upp högst 2 000 MW. Detta var tänkt som en övergångslösning. Effektreservlagen skulle enligt sin ursprungliga lydelse ha upphört att gälla den 1 mars 2008. Giltighetstiden har dock förlängts, först till den 15 mars 2011 och därefter till den 15 mars 2020. En tredje förlängning, nu till 2025, har nyligen aviserats.

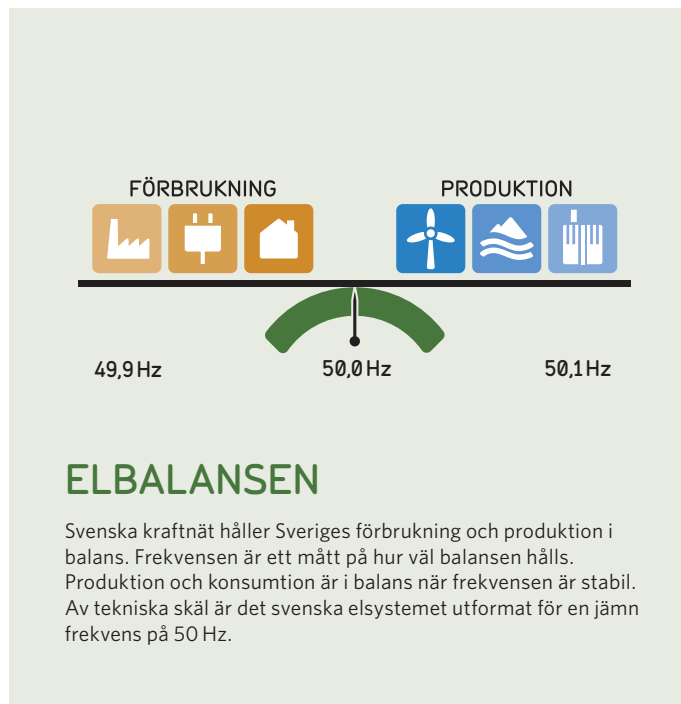
Balansreglering

Svenska kraftnät har ansvaret för effektbalansen i driftögonblicket. I planeringsskedet sköts balanshållningen av ett antal balansansvariga företag vars uppgift är att planera så att all produktion och förbrukning av el i Sverige är i balans under kommande dygn. Svenska kraftnät övertar ansvaret för balansen under drifttimmen och justerar eventuella obalanser genom att avropa bud om upp- eller nedreglering av produktion eller förbrukning.

Balanshållningen bygger på att aktuell obalans indirekt följs via kraftsystemets frekvens och att frekvensen kontinuerligt återförs mot 50,0 Hertz. Kvaliteten på frekvensen är ett mått på kraftsystemets förmåga att hantera störningar och upprätthålla stabil drift vid de förändringar av konsumtion och produktion som skapar obalanser. Den är också ett kvalitetsmått på hur väl elmarknadens aktörer håller sig till gällande regelverk och ytterst på Svenska kraftnäts och de övriga nordiska stamnätsoperatörernas arbete. Frekvensen ska vid normal drift hållas inom intervallet 49,9 till 50,1 Hertz, vilket är ett driftsäkerhetsmål för Svenska kraftnät.

Historiskt har variationerna främst härrört från förändringar i förbrukningsmönstren och aktuella väderförhållanden. Förbrukningsmönstren följer återkommande cykler under både årets olika säsonger och inom dygnet, varför planeringen och kraven på balanshållningen hittills varit relativt förutsägbara.

Den väderberoende elproduktionen varierar stokastiskt och introducerar därmed en ytterligare variation i både ett kort och långt tidsperspektiv. Denna variation i produktionsledet följer således inga mönster och komplicerar därför balansregleringen.



Mekanisk svängmassa

Konventionell elproduktion, som t.ex. vatten- och kärnkraft, sker med synkrongeneratorer som är direkt kopplade till elnätet och sammankopplade via elnätet. Synkrongeneratorernas roterande massa utgör en upplagrad rörelseenergi, s.k. svängmassa.

Den starka kopplingen mellan maskinerna innebär att de kan ses som en stor synkronmaskin vars svängmassa medför en tröghet mot förändringar i balansen mellan det drivande vridmomentet från turbinerna och det bromsande vridmomentet från den elektriska belastningen.

Stor svängmassa kan erhållas antingen genom att generator och turbin har hög rotationshastighet eller stor vikt. Denna rörelseenergi utgör en första och mycket viktig del i en enkel och robust balansreglering av sammankopplade växelströmssystem. Om en produktionsanläggning frånkopplas ökar uteffekten på de övriga som då bromsas något. Frekvensen sjunker, vilket får de automatiskt frekvensreglerande kraftverken att öka sin produktion. Om elsystemets totala svängmassa är stor, bromsas maskinerna mindre och frekvensfallet blir mindre. Omvänt medför liten svängmassa i systemet att bromsningen och frekvensfallet blir större och att det går snabbare.

När konventionell elproduktion ersätts av stora mängder icke planerbar produktion med dagens egenskaper kommer systemets svängmassa att minska. Det beror på att dessa produktionslag inte använder synkronmaskiner som är direktkopplade till elnätet. Den minskande svängmassan medför att trögheten och den första balansregleringen av systemet försvinner, vilket gör att hastigheten på frekvens-

förändringen vid en störning ökar. Detta utgör en framtida driftsäkerhetsrisk eftersom systemet blir känsligare för störningar, vilka kan få betydligt större konsekvenser än tidigare.

Systemets svängmassa är således en parameter som blir mer betydelsefull att ha kontroll på i framtiden när andelen sol- och vindkraft ökar i kraftsystemet.

Spänningsreglering

Spänningshållningen i kraftsystemet är viktig både för kapaciteten i överföringssystemet vid normal drift och för driftsäkerheten vid störningar. På stamnätet är spänningsregleringen starkt beroende av hur mycket nätet är belastat och av produktionsanläggningarnas förmåga att producera eller konsumera reaktiv effekt. Vid ostörd drift är det stor skillnad på den reaktiva effektbalansen vid ett lågt lastat nät (låg överföring av aktiv effekt) och ett nät som har en hög belastning (hög överföring av aktiv effekt).

I nätet finns shuntreaktorer och shuntkondensatorer installerade för att hantera dessa variationer i den reaktiva effektbalansen. Lika viktiga är produktionsanläggningarnas möjligheter att konsumera reaktiv effekt vid överskottssituationer, som att producera vid underskott, för att spänningen ska hållas inom tillåtna gränser. Överföringsförmågan i ett växelströmsnät är beroende av att spänningsnivåerna i nätets olika delar kan hållas tillräckligt höga.

Spänningshållningen vid hög överföring är beroende av en tillräcklig förmåga att upprätthålla den reaktiva effektbalansen i samtliga punkter. Kraftsystemets uppbyggnad och

utbyggnad av produktion och nät har därför historiskt koordinerats så att anslutna generatorer utgör en viktig del i att upprätthålla den reaktiva balansen och därigenom kunna reglera spänningen i systemet.

Vid störningar i kraftsystemet är generatorernas förmåga att leverera reaktiv effekt ännu mer betydelsefull. Om de inte gör det kan en spänningskollaps inträffa i den ände av överföringssystemet som är svagast kompenserad. I de flesta av stamnätets överföringssnitt är också spänningskollaps dimensionerande för överföringskapaciteten. För att inte riskera en sådan spänningskollaps är de anslutna generatorerna inställda för att automatiskt stötta spänningen vid fel som kan uppstå i systemet.

I södra Sverige råder ett starkt samband mellan kärnkraftverkens förmåga att leverera reaktiv effekt och överföringskapaciteten i stamnätet.

Anläggningar för förnybar elproduktion bidrar i dagsläget i regel inte till att automatiskt stötta spänningen i systemet. De vindkraftverk som anslöts tidigare hade inte den förmågan men de flesta större vindkraftanläggningar som nu installeras har den möjligheten. När nätkoderna träder i kraft kommer kravbilderna för spänningsreglering av förnybar elproduktion att öka.

En stor del av vindkraften ansluts till nät på lägre spänningsnivåer. Det innebär på sikt att stora mängder produktion flyttas från stamnätet till underliggande nät. Detta minskar det reaktiva stödet på stamnätet, vilket förstärker problemet.

5.3 Marknadsutveckling

För att hantera de utmaningar kraftsystemet står inför och säkerställa att målen i EU:s energipolitik uppfylls krävs en snabb implementering av EU:s målmodell för elmarknader. Den ökade marknadsintegrationen med övriga Europa och implementeringen av den kommande europeiska lagstiftningen genom nätkoderna, är viktig för denna utveckling. Det kommer att ställa krav på Svenska kraftnät att anpassa sin verksamhet till den europeiska. Därför har ett omfattande harmoniseringsarbete påbörjats, som kommer att omfatta harmoniserade marknadsregler för alla europeiska elmarknader.

Marknadsintegration

De senaste åren har präglats av en ökad marknadsintegration mellan den nordiska elmarknaden och elmarknader på kontinenten. I februari 2014 priskopplades dagen-före-marknaderna i Norden och nordvästra Europa (NWE). Det innebär att elbörser och systemoperatörer i nordvästra Europa nu beräknar marknadspriser och handelsvolymerna för dagen-före-handeln med samma marknadsalgoritm dvs. gemensamt vid samma tillfälle.

Med en priskopplad marknad kan de samlade produktionsresurserna och den tillgängliga överföringskapaciteten användas bättre. Därmed kan en ökad effektivitet och försörjningstrygghet inom och mellan länderna i regionen uppnås. På senare tid har även Spanien, Portugal, Italien och



FOTO: TOMAS ÅREIMO

Slovenien anslutit sig till priskopplingen. Det medför att priskopplingen omfattar 85 procent av Europas elkonsument, från Finland i nordost till Portugal i sydväst.

För närvarande pågår även ett projekt som syftar till att fördjupa integrationen mellan intradag-marknaderna i Norden, centrala och västra Europa, Schweiz samt Storbritannien genom att etablera en gemensam plattform för den gränsöverskridande intradag-handeln. I takt med att den icke planerbara produktionskapaciteten, såsom vind- och solkraft, ökar i Europa finns det ett ökat behov för marknadsaktörer att justera sin balans närmare drifttimmen. I och med att den gemensamma plattformen för intradag-handel etableras kommer marknadsaktörer att få möjlighet att handla inom hela regionen och på så vis en förbättrad möjlighet till att justera sin balans inför drifttimmen.

Ökat behov av flexibilitet hos produktion och förbrukning

Behovet av flexibel elproduktionskapacitet kommer att öka för att kunna parera de svängningar i produktionen som den förnybara icke planerbara elproduktionen ger upphov till. För att ge marknadsaktörer tillräckliga incitament för att investera i sådana anläggningar krävs att pristopp på elmarknaderna under enskilda timmar tillåts för att det ska bli lönsamt att investera.

För att möjliggöra en mer effektiv hantering av dessa svängningar i den väderberoende elproduktionen kan behov av bud med högre upplösning än en timme förutses. Genom att skapa möjligheter för detta blir det enklare för aktörer att planera sin produktion och förbrukning i balans liksom för den systemansvarige att hålla balansen under drifttimmen.

Ökad flexibilitet är inte bara något som behövs för produktionsanläggningar utan även för förbrukare av el. Genom att få förbrukare att bli mer aktiva och vara delaktiga på elmarknaden genom att minska och öka förbrukningen efter aktuell drift- och marknadssituation så kan effektiviteten öka och behovet av produktionsreglerresurser minska. Det krävs även för förbrukningsanläggningar att det finns korrekta incitament för att få fler förbrukare att bli mer flexibla i sin elanvändning. I ett första steg handlar det om ett ökat deltagande från större förbrukningsanläggningar inom industrin men på längre sikt kan även ett ökat deltagande från mindre förbrukare inkluderas.

Balanspriser bör reflektera verkliga systemkostnader

Elmarknadens sätt att fungera ska överensstämma med behovet för driften av kraftsystemet. Ju mer resultatet tar hänsyn till behovet för kraftsystemet desto mindre korrigeringar behöver göras av den systemansvarige. De balansansvariga har ansvar för att affärsmässigt planera sig i balans inför drifttimmen men kravet blir över tid svårare att uppfylla.

Genom att skapa starkare incitament för de balansansvariga att vara i balans kan deras agerande i större utsträckning bringas att överensstämma med kraftsystemets behov. Därför är det viktigt att systemkostnaden för obalanser reflekteras i balanspriserna som aktörerna betalar för sina obalanser.

Det ger aktörer ökade incitament att hålla sin produktion och förbrukning i balans.

Långsiktig effektbalans

Den långsiktiga effektbalansen bör marknadsaktörerna ta ett ökat ansvar för. För att detta ska ske krävs en utformning av marknadslösningar som kan hantera stora inslag icke planerbar produktion och ändå ge stabila, tydliga incitament för ny kraftproduktion. Det bör också finnas tillräckliga möjligheter för aktörer att prissäkra sig. I dagsläget finns det inte tillräckliga prissignaler för aktörer att investera i icke subventionerad kraftproduktion.

De senaste åren har flera länder i Europa diskuterat eller redan introducerat kapacitetsmekanismer, för att säkerställa att kapacitet finns tillgänglig och för att undvika att konventionella elproduktionsanläggningar tas ur drift. I Sverige kommer effektreserven att förlängas fram till 2025 mot bakgrund av den utveckling som pågår med en nära förestående stängning av några kärnkraftsblock och allt större volymer icke planerbar elproduktion.

Den inre elmarknaden i Europa bör ge liknande förutsättningar för alla aktörer och därför bör en ökad koordinering av försörjningstrygghet ske på såväl regional som europeisk nivå och nationella sårbarhetslösningar bör undvikas. Risken är annars att de långsiktiga investeringssignalerna från marknaden störs och att investeringar endast sker i länder med ersättningslösningar för produktionskapacitet.

5.4 Teknikval vid stamnätets utveckling

Vid planeringen av investeringar i stamnätet är utgångspunkten Svenska kraftnäts uppdrag att utveckla ett kostnads- effektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverförings- system. De lösningar som väljs för att förstärka stamnätet måste också vara flexibla, så att de kan användas i olika utvecklingsscenarier.

5.4.1 Växelström och likström

Det svenska stamnätet, liksom alla stamnät i världen, är utformat som ett växelströmsnät och ska som nationellt transmissionsnät för el kunna överföra stora volymer el- energi över långa avstånd. Växelströmstekniken är helt dominerande inom elförsörjningens alla led och i stort sett all el produceras och konsumeras som växelström. Det är en teknisk utformning som ger stor flexibilitet och robusthet.

I ett synkront växelströmssystem motsvaras generatorernas varvtal av en gemensam frekvens. Frekvensen är densamma i varje del av systemet. Därmed utgör frekvensen en effektiv storhet i en decentraliserad arbetsfördelning för att reglera den fysiska balansen i elsystemet. Balansregleringen har därför kunnat byggas upp på ett enkelt och mycket robust sätt i det nordiska synkrona elsystemet, utan behov av ett komplicerat och sårbart centraliserat styrsystem.

Möjligheterna att med växelström anpassa spänningsnivåerna i elnäten är också en värdefull egenskap på det lokala och kundnära planet. Ett stort antal likströmsförbindelser finns installerade över hela världen och i det nordiska elsystemet. I dag går det att bygga likströmsförbindelser med mycket hög kapacitet och avancerad styrbarhet.

Den grundläggande förutsättningen för att använda likströmsteknik för överföring med hög kapacitet över stora avstånd är att förbindelserna kan anslutas till växelströmsnät med tillräcklig styrka för att kunna mata in och ta emot de stora elmängderna. De höga likspänningar som krävs kan endast åstadkommas om växelströmsnäten har tillräckligt hög spänning eller genom transformering från dessa nät. Likströmstekniken kan således användas för att knyta ihop skilda stora synkrona växelströmssystem samt att för att komplettera dem med styrbar överföringskapacitet. Däremot kan inte likströmstekniken ersätta växelströmssystemen som den fysiska ryggraden i elförsörjningen.

5.4.2 Luftledning eller markkabel

En särskild egenskap hos växelströmstekniken är att den – på 400 kV-nivån – inte är möjlig att använda i mark- eller sjökablar för överföring på stora avstånd. Närheten mellan ledarna i en kabel medför att det uppstår extrema fasförskjutningar mellan ström och spänning. Det gör att den el som kan nyttiggöras minskar med kabelns längd. Eftersom stamnätet är ett växelströmssystem sker utbyggnaden följaktligen i huvudsak med luftledningar.

Utöver kostnaderna och svårigheterna att underhålla medför markkabel en försämrad tillgänglighet och därmed försämrad driftsäkerhet jämfört med luftledning.

Sammantaget innebär ovanstående att Svenska kraftnät bygger 400 kV växelströmsförbindelser som luftledning. Endast där några andra alternativ inte finns kan växelströmsförbindelser kabelförläggas och då endast på kortare sträckor (enstaka mil). På lägre spänningsnivåer har det däremot under senare år genomförts omfattande vädersäkring genom att ersätta luftledningar med kablar.

Som beskrivits ovan kan det i vissa fall vara motiverat att använda likström av tekniska skäl. Det gäller t.ex. vid överföring av stora volymer elenergi över långa avstånd, vid elöverföring över vatten eller om man vill ha en ökad styrbarhet av kraftflödet. Likströmsteknik används därför i sjökablarna till Finland, Jylland, Polen, Tyskland och Litauen. I projektet Syd-Västlänken används likström för att maximera kapacitetsökningen i snitt 4 och för en ökad möjlighet att styra flödet över snittet.

Oavsett om växelström eller likström väljs så är alltid luftledning Svenska kraftnäts förstahandsalternativ.

5.5 Avbrottsplanering

Vid arbete där det finns elektrisk fara ska säkerhetsåtgärder vidtas enligt god elsäkerhetsteknisk praxis, så att betryggande säkerhet uppnås för dem som deltar i arbetet. Säker-

hetsåtgärderna ska vara grundade på en riskbedömning.

Vid arbeten på stamnätets anläggningar är den övervägande arbetsmetoden arbete utan spänning, dvs. med anläggningen fränkopplad och jordad.

Begreppet driftsäkerhet är ett mått på elsystemets säkerhet och förmåga att motstå störningar. Begreppet tillräcklighet avser förmågan att dels upprätthålla balans mellan produktion och förbrukning, dels överföra el mellan produktion och förbrukning. Sammantaget utgör dessa begrepp mått på elsystemets tillförlitlighet. Driftsäkerheten omfattar förmågan hantera och motstå fel, tillgång till reserver och förutsättningar för driftåteruppbyggnad. Dessutom ingår krav rörande storheterna spänning och frekvens med avseende på säker drift av systemet.

Den operativa driften och driftplaneringen sker, som tidigare beskrivits, enligt det s.k. N-1-kriteriet. Det innebär att systemet ska klara ett fel på en enskild komponent utan att elförsörjningen påverkas. Enskilda fel på nivån N-1 i det svenska stamnätet ska alltså inte vara kritiska för elförsörjningen. Inom 15 minuter ska stamnätsdriften vara återställd inom normala gränser och förberett för att klara ett nytt fel.

Det finns delar av stamnätet där kriteriet inte kan uppfyllas där anläggningsdelar är anslutna via en radiell ledning. Det gäller i huvudsak 220 kV-ledningar. I dessa delar kan ett enskilt fel medföra att elleveranser inte kan upprätthållas. Vid avbrott på anläggningar i stamnätet reduceras överföringskapaciteten och driften anpassas för att upprätthålla driftsäkerhetsnivån.

Hänsyn till elförsörjningen och elmarknaden begränsar antalet samtidiga avbrott i stamnätet som får stor påverkan på överföringskapaciteten. Det kommer att utgöra en stor utmaning för möjligheten att genomföra den stora mängd investeringsprojekt och underhållsarbeten som nu planeras.

5.6 Tillståndsprocessen

Tillståndsprocesserna kommer att bli avgörande för hur snabbt de nödvändiga investeringarna i näten kan komma till stånd.

5.6.1 Koncessioner

Enligt ellagen krävs det koncession för att bygga och använda en kraftledning. Inför koncessionsbeslut prövas om en ledning är lämplig från allmän synpunkt, bl.a. utifrån miljöbalkens regler, plan- och bygglagstiftningen och de säkerhetskrav som måste ställas på kraftledningar. Vidare görs en prövning av om sökanden är lämplig att utöva nätverksamhet.

En ansökan om koncession ska, förutom att innehålla en miljökonsekvensbeskrivning och uppgifter om hur de allmänna hänsynsreglerna i 2 kap. miljöbalken iakttas, innehålla uppgifter om de överföringsbehov som ledningen ska tillgodose, alternativa ledningssträckningar som sökanden undersökt, resultatet av de samråd som föregått ansökan samt den spänning för vilken ledningen är avsedd.

Till ansökan ska bl.a. fogas en teknisk beskrivning av den



FOTO: SANDRA BJÖRGERDÖTTER

planerade ledningen, en kostnadsberäkning, karta över ledningens föreslagna sträckning och beskrivning av den mark som behöver tas i anspråk. Även bestyrkta förteckningar över ägare och innehavare av fastigheter som ledningen ska dras fram över eller av fastigheter som på annat sätt behövs för anläggningen och uppgift om de överenskommelser som träffats om upplåtelse av mark för ledningen eller de hinder som finns mot sådana överenskommelser samt redogörelse för sökandens organisation. Före beslut om koncession inhämtas yttranden från berörda länsstyrelser, kommuner, myndigheter, intresseorganisationer, fastighetsägare och andra sakägare.

Regeringen har bemyndigat Energimarknadsinspektionen (Ei) att pröva frågor om nätkoncession. För ärenden som avser stamnätsledningar fattar Ei beslut om tillstånd för ledningen. Regeringen kan efter överklagande överpröva Ei:s beslut om koncession. När det gäller utlandsförbindelser bereder Ei ärendet och gör sin bedömning men beslutet om koncession fattas av regeringen.

5.6.2 Elektriska och magnetiska fält

Ett viktig fråga i tillståndsprocesserna är den utbredda oro som finns för elektriska och magnetiska fält vid kraftledning.

Spänningen mellan en kraftlednings faslinor och marken ger upphov till ett elektriskt fält. Detta kan ibland medföra elektriska urladdningar i form av lättare stötar om man

befinner sig precis under en kraftledning. Fenomenet är obehagligt men inte farligt.

Vi omges ständigt av det statiska jordmagnetiska fältet men kring stamnätets växelströmsledningar finns ett magnetfält som ändrar storlek med strömmens frekvens 50 Hertz.

Detta är inte unikt för kraftledningar. Alla elektriska apparater som vi använder genererar magnetfält. Den magnetiska flödestätheten mäts i enheten mikrotesla (μT). En hårtork ger $30 \mu\text{T}$ mot användarens huvud och den som lagar mat vid en induktionsspis utsätts för ett magnetfält på $1,2 \mu\text{T}$. Magnetfältet sjunker mycket snabbt med avståndet från källan.

Det finns inte några vetenskapliga underlag som gör det möjligt att fastställa exakta gränsvärden för hur höga magnetfälten får bli. I brist på sådana gränsvärden tillämpar Svenska kraftnät en försiktighetsprincip som innebär att verket vidtar åtgärder för befintliga ledningar om magnetfältet överstiger ett årsmedelvärde på $4 \mu\text{T}$ där människor varaktigt vistas.

Vid projektering av nya ledningar har Svenska kraftnät en väsentligt högre ambitionsnivå. Där används målsättningen att magnetfältet som ett genomsnittligt årsmedelvärde aldrig ska överstiga $0,4 \mu\text{T}$. Det finns tre anledningar till detta.

Den första är att Svenska kraftnät av erfarenhet vet att det över decennierna sker ny exploatering som gör att bebyggelse kommer allt närmare ledningarna. Den andra är att målsättningen tar höjd för ev. framtida forskningsrön. Och den tredje är att det oftast är förenat med relativt marginella merkostnader när man ska bygga helt nya ledningar.

Det blir allt vanligare att t.ex. kommuner i detaljplane-sammanhang eller Boverket i remissvar – utan vetenskaplig eller annan grund – kräver att magnetfältsnivåerna inte ska få överskrida t.ex. 0,2 μT . Svenska kraftnät vill därför uppmärksamma risken för en icke sakligt grundad praxisglidning i tillståndsgivningen.

Svenska kraftnät uppskattar att det finns ca 2 800 bostäder vid stamnätet som har magnetfält överstigande 0,4 μT och att det skulle kosta i storleksordningen 17 miljarder kronor att åtgärda dem.

EU har antagit en rekommendation¹⁵ som är det närmaste vi kan komma en europeisk standard när det gäller påverkan på allmänheten. Här rekommenderas medlemsstaterna att tillämpa de gränsvärden som International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) publicerade 1998.

ICNIRP-gränserna är satta med betydande säkerhetsmarginal i syfte att förhindra såväl kända som oförutsedda effekter av magnetfält på människokroppen. Rekommendationen säger också att den p.g.a. sina stora säkerhetsmarginaler även täcker tänkbara långtidseffekter för hela frekvensspannet.

Sommaren 1999 antog EU rekommendationen (1999/519/EG) om begränsning av allmänhetens exponering för elektromagnetiska fält. På grundval av den har Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) utfärdat allmänna råd om begränsning av allmänhetens exponering för elektromagnetiska fält (SSMFS 2008:18). Här anges som en grundläggande restriktion att strömtätheten inte ska överstiga 2 mA/m² i frekvensintervallet 4 – 1 000 Hertz. Därtill anges ett referensvärde för yttre magnetfält så att man lättare ska kunna göra en utvärdering på 100 μT vid den frekvens om 50 Hertz som gäller i det svenska elnätet.

Vid likströmsledning uppstår statiska magnetfält. De är av samma typ som det jordmagnetiska fältet, som ständigt omger oss. Även för dessa statiska magnetfält har ICNIRP givit speciella rekommendationer. Här är gränsvärdena flera tiopotenser högre än för vanliga 50 Hertz växelströmsfält.

De flesta stamnätsföretagen i Europa följer ICNIRP:s rekommendationer men ett tiotal – däribland stamnätsföretagen i Finland, Norge och Nederländerna – tillämpar liksom Svenska kraftnät betydligt mer restriktiva nivåer. Andra länder tillämpar gränsvärden som 10 eller 40 μT .

5.6.3 Lokala och globala miljöintressen

Processerna för tillstånd och markåtkomst vid byggande av nya ledningar tenderar att bli allt mer tidskrävande. Anledningen är oftast intressekonflikter mellan lokala och globala miljöintressen.

Varje ny kraftledning medför ingrepp i miljön och möter regelmässigt stort motstånd från dem som berörs. Ett annat skäl till de långa tillståndprocesserna är det faktum att det för att bygga en ledning krävs många tillstånd, som beslutas av olika myndigheter. Flera av tillstånden rör markåtkomst och miljöpåverkan.

Handläggningstiderna hos berörda myndigheter och instanser är svårbedömda och ofta mycket långa. Ledtider på tio år från investeringsbeslut till drifttagning är inte ovanliga, när det gäller utbyggnader i stamnätet. Det beror framför allt på den långa processen för att bevilja koncession.

Enligt Svenska kraftnäts uppfattning är det tillståndsgivningen för nya ledningar som kommer att bli gränssättande för hur snabbt stora volymer förnybar elproduktion kan introduceras i det svenska elsystemet. Det är redan idag ett faktum för flera pågående vindkraftsprojekt.

Även på europainivå har tillståndprocesserna identifierats som en gränssättande faktor för att klara EU:s klimat- och energimål och de ingår därför som en viktig del i den förordning om riktlinjer för transeuropeisk energiinfrastruktur som antogs 2013.

De tidskrävande tillståndprocesserna och begränsade möjligheter till finansiering av projekt anges av kommissionen vara de största hindren för att få erforderliga investeringar på plats till 2020.

5.6.4 Lagstiftning i konflikt

Som nämnts ovan krävs det koncession enligt ellagen för att bygga och använda en kraftledning. I varje koncessionsärende görs det en fullständig miljöprövning enligt reglerna i miljöbalken.

En koncession utgör dock inte bara en rättighet, utan även en skyldighet att överföra el enligt vad som anges i koncessionen. Ett föreläggande eller förbud enligt miljöbalken kan därför vara oförenligt med de skyldigheter som följer av den koncession som beviljats enligt ellagen.

I ett avgörande¹⁶ från Mark- och miljööverdomstolen den 26 augusti 2011 har denna lagkonflikt mellan ellagen och miljöbalken blivit uppenbar. Där har Svenska kraftnät ålagts att flytta en ledning som verket under mer än 40 år haft koncession för.

Dagens ordning i koncessionsärenden innebär att regeringen efter en samlad bedömning avväger motiv för ledningen och motstående intressen som kan finnas mellan nätägaren och t.ex. en berörd kommun. Med Mark- och miljööverdomstolens prejudicerande utslag ges nu varje kommunal miljönämnd möjlighet att ifrågasätta denna avvägning.

Detta oklara förhållande mellan olika lagstiftningar kan medföra hinder för Svenska kraftnät att fullgöra de uppgifter inom klimat- och energipolitiken som regering och riksdag har ålagt verket. Svenska kraftnäts möjligheter att verkställa intentionerna i denna tioårsplan torde förutsätta att konflikten mellan lagarna undanröjs.

15. EU Recommendation (1999) on Public Exposure Limits for EMFs.

16. M4127-10 Döshultsmålet.

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

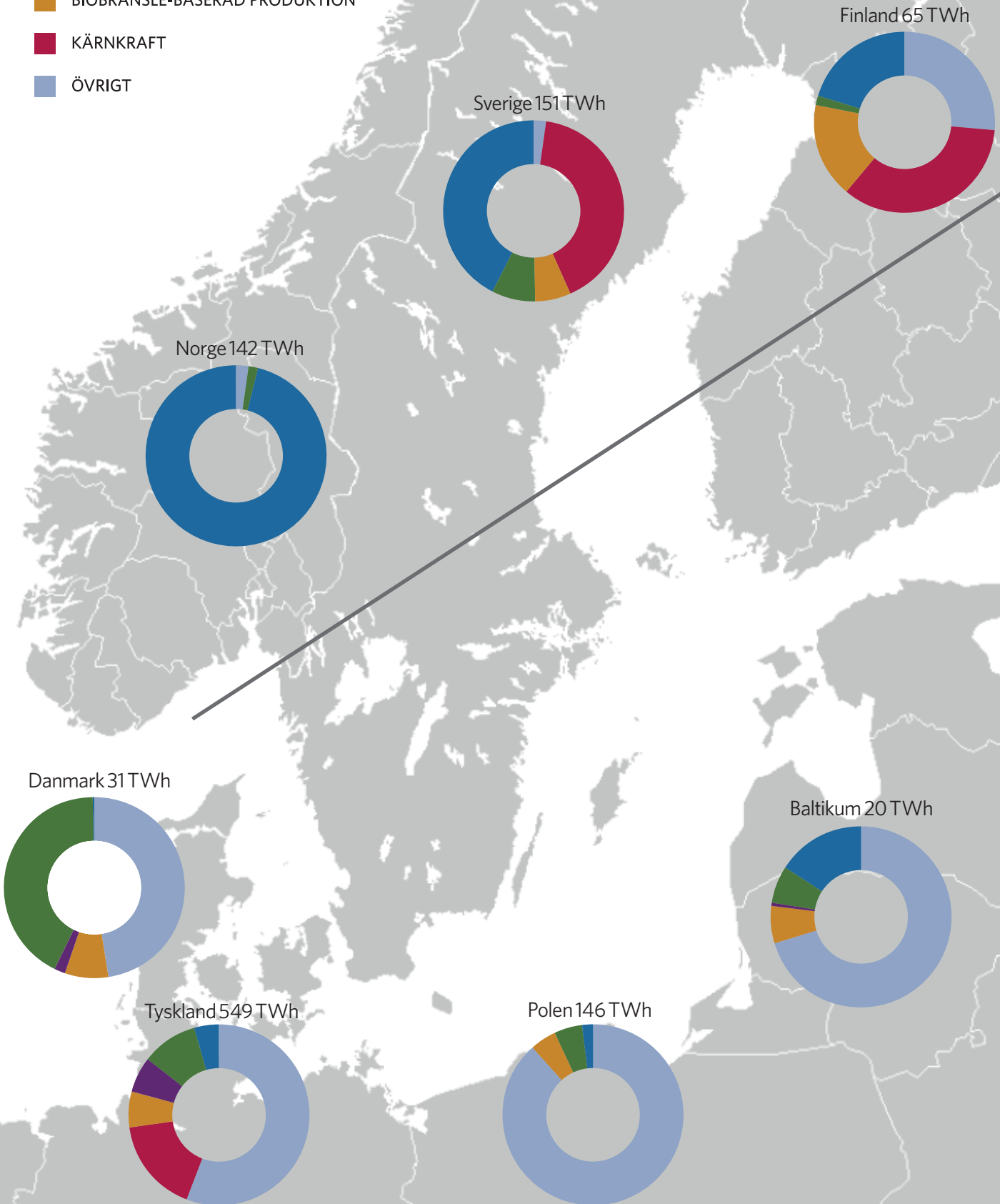
- 400 kV ledning
- 275 kV ledning
- 220 kV ledning
- HVDC (likström)
- Samkörningsförbindelse för lägre spänning än 220 kV
- - - - - Planerad/under byggnad
- Vattenkraftstation
- ▲ Värme kraftstation
- ⚡ Vindkraftpark
- Transf./kopplingsstation
- Planerad/under byggnad



Figur 2. Det nordiska elkraftsystemet.

Figur 3. Skiljelinjen mellan vattenkrafts- och värmekraftsdominerade områden i Norden och elproduktionen under 2014. Källa: ENTSO-E.

- VATTENKRAFT
- VINDKRAFT
- SOLKRAFT
- BIOBRÄNSLE-BASERAD PRODUKTION
- KÄRNKRAFT
- ÖVRIGT



6. ELSYSTEMET

6.1 Det svenska och nordeuropeiska elsystemet

Det svenska elkraftssystemet är en del av det synkrona nordiska systemet, bestående av Sverige, Norge, Finland och östra Danmark (Själland). De nordiska länderna är i ett internationellt perspektiv starkt sammankopplade med många inbördes förbindelser, vilket har varit en viktig förutsättning för utvecklingen av den nordiska elmarknaden. Den starka sammankopplingen innebär även att utvecklingen i ett land får stor påverkan på de övriga nordiska länderna.

Överföringen av el i de nordiska stamnäten bestäms av olika fysiska och elmarknadsmässiga förhållanden. Behovet av överföring bestäms av utbud (produktion) och efterfrågan (användning) på el i olika elområden i kraftsystemet. Det förväntade nordiska elenergiöverskottet kommer att medföra en ökning av det nord-sydliga flödet till kontinentala Europa.

Överföringen i det svenska stamnätet – och därmed även behovet av förstärkningar – beror på flera faktorer:

- > Omfattning och geografisk lokalisering av framtida vindkraftsutbyggnad.
- > Framtida svensk kärnkraftsproduktion.
- > Planerna på ytterligare ett nytt kärnkraftverk i norra Finland (Pyhäjoki).
- > Överföringskapaciteten i Norge och Finland.
- > Elpriset på kontinenten.
- > Exportkapaciteten till kontinenten från Sverige och övriga nordiska länder.
- > Den framtida nordiska förbrukningens storlek och variationsmönster.

6.1.1 Elproduktionen under de senaste åren

Det nordiska kraftsystemet är ett kombinerat vatten- och värmekraftsystem. I Norden går en skiljelinje mellan det vattenkraftsdominerade området i norr och området i söder där värmekraftproduktionen dominerar.

Figur 3 illustrerar denna skiljelinje genom mellersta Finland, mellersta Sverige söder om Dalälven samt söder om Norge och norr om Danmark. I figuren visas även produktionen 2014 i de nordiska länderna samt i Tyskland, Polen och Baltikum.

Den höga andelen vattenkraftsproduktion varierar i stor omfattning med nederbörd och tillrinning. I Sverige ger ett normalår ca 65 TWh el men tillrinningsenergin kan variera mellan 50 och 80 TWh. I hela Norden motsvarar tillrinningen ett normalår knappt 200 TWh. Under 2014 var vattenkraftsproduktionen 64 TWh i Sverige och 214 TWh i Norden¹⁷.

Den norska elproduktionen består huvudsakligen av vattenkraft, främst belägen i sydvästra Norge men till del även i de norra delarna av landet. I Finland är produktionen diversifierad med vattenkraft i norr, kärnkraft, kondenskraft och ett stort inslag av kraftvärme.

Den danska produktionen består till stor del av fossileldad kondenskraft, kraftvärme med en ökande andel biobränsle samt vindkraft. I Danmark är den installerade effekten vindkraft knappt 5 GW och drygt 1 GW av denna kapacitet är havsbaserad. Under 2014 uppgick den danska vindkraftsproduktionen till ca 13 TWh och utgjorde därmed 43 procent av den totala danska elproduktionen.

Den tyska elproduktionen domineras av fossilbränslebaserad värmekraft men även förnybar produktion i vind och sol ger betydande bidrag till elförsörjningen. Under 2014 var vindkraftsproduktionen i Tyskland närmare 55 TWh och solkraften ca 35 TWh.

Kärnkraftsproduktionen har tidigare utgjort närmare en fjärdedel av den tyska elproduktionen. Efter kärnkraftsolyckan i Fukushima den 11 mars 2011 har flera tyska kärnkraftverk tagits ur drift och all tysk kärnkraft planeras vara avvecklad till 2022. Under 2014 uppgick den tyska kärnkraftproduktionen till ca 92 TWh.

Den polska elproduktionen består huvudsakligen av fossilbränslebaserad värmekraft. Polen har även en liten andel vind- och vattenkraft.

De baltiska länderna är synkront sammankopplade med Ryssland, Vitryssland och Ukraina. Den totala baltiska elproduktionen reducerades kraftigt 2009, när det litauiska kärnkraftverket i Ignalina stängdes för gott. Den baltiska elproduktionen utgörs idag till stor del av värmekraft. I Narva i Estland finns de två största kraftverken i Baltikum. Där består bränslet av oljeskiffer.

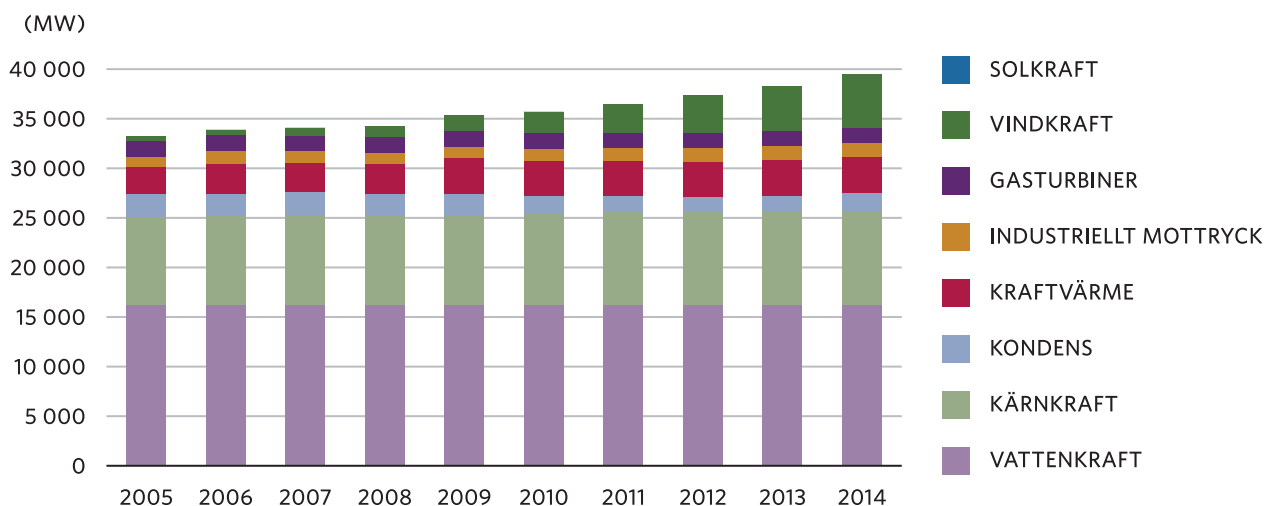
Den baltiska vattenkraften finns huvudsakligen i Lettland längs floden Daugava och till viss del i Litauen. Den baltiska vindkraftsproduktionen uppgick 2014 till drygt 1 TWh.

17. Källa: ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/data/Pages/default.aspx>.

TABELL 1. INSTALLERAD EFFEKT (MW) I SVERIGE PER PRODUKTIONSSLAG OCH ELOMRÅDE I SLUTET AV 2014.

INSTALLERAD EFFEKT	SE1	SE2	SE3	SE4	SVERIGE
Vattenkraft	5 176	8 040	2 591	348	16 155
Kärnkraft			9 528		9 528
Vindkraft	478	1 467	1 986	1 489	5 420
Övrig kraftvärme	282	586	4 625	2 868	8 361
Solkraft	i.u	i.u	i.u	i.u	79
Övrigt	1	1	1	2	6
HELA RIKET	5 937	10 094	18 731	4 707	39 549

Källa: Elåret 2014, Svensk Energi.



Figur 4. Installerad produktionskapacitet i slutet av respektive år 2005 - 2014. Källa: Svensk Energi.

Tabell 1 visar installerad effekt i Sverige per produktionslag och elområde vid årsskiftet 2014/2015. Produktionskapaciteten för vattenkraften finns till stor del i SE1 och SE2, medan kärnkraftverken ligger i SE3. Det mesta av vind- och värmekraftsproduktionen är lokaliserad till SE3 och SE4.

Vattenkraft och kärnkraft har den största installerade effekten. Vindkraften utgör ca 14 procent av den totalt installerade effekten. Sett till den årliga produktionen svarar vindkraften dock för en lägre andel, eftersom produktionen per installerad effekt enhet vindkraft är förhållandevis låg. Under 2014 svarade vindkraften för åtta procent av den totala elproduktionen.

Den kraftiga ökningen av förnybar elproduktion, framför allt i form av vindkraft och biobränslebaserad produktion, framgår av Figur 4 där installerad effekt i Sverige per produk-

tionsslag visas. Den installerade vindkraften i Sverige har ökat från drygt 500 MW år 2005 till drygt 5 400 MW i slutet av år 2014.

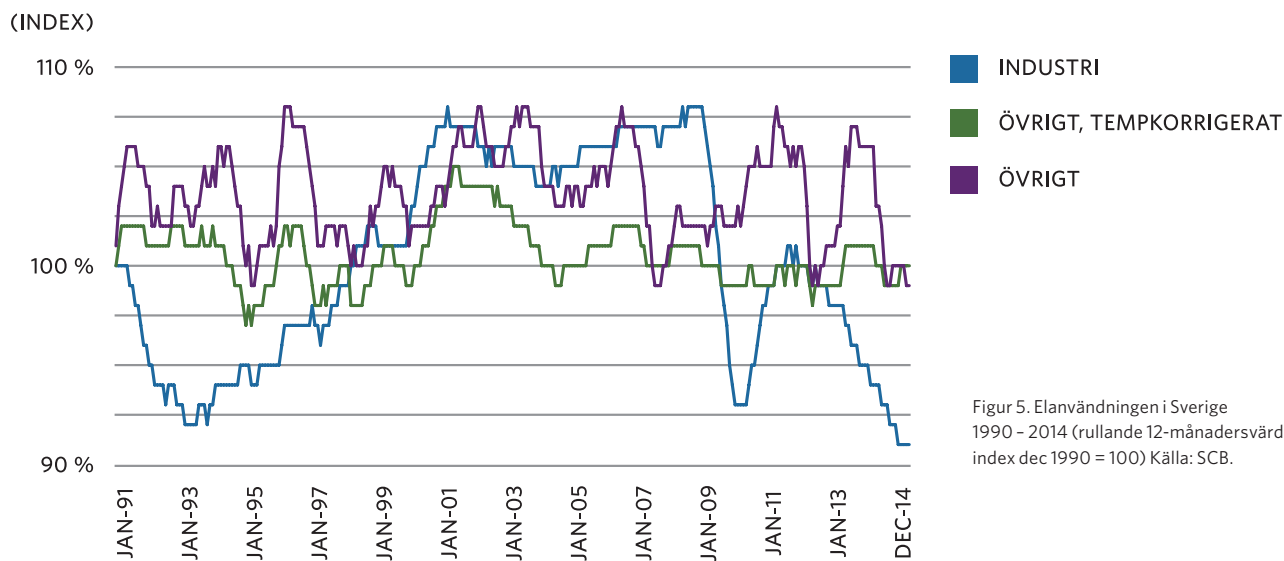
Den havsbaserade vindkraften har inte slagit igenom i Sverige, framför allt beroende på den högre installationskostnaden. Energimyndigheten har på regeringens uppdrag utrett hur stöd till havsbaserad vindkraft skulle kunna utformas, om ett sådant stöd skulle anses vara önskvärt. Uppdraget redovisades av Energimyndigheten i juni 2015¹⁸.

6.1.2 Elanvändningen under de senaste åren

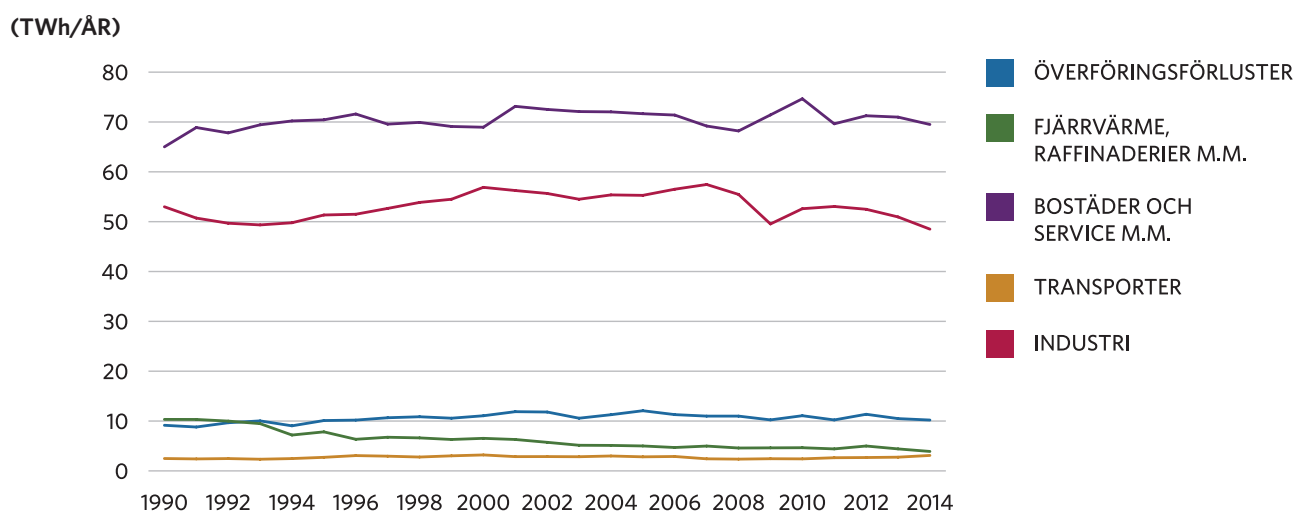
Den svenska elanvändningen

Sverige har en hög elanvändning, vilket beror på dels vårt geografiska läge med kalla vintrar, dels en stor elintensiv basindustri. I Sverige används ca 14 400 kWh el per invånare

18. <http://www.energimyndigheten.se/Press/Pressmeddelanden/Stod-till-havsbaserad-vindkraft-har-utretts/>.



Figur 5. Elanvändningen i Sverige 1990 – 2014 (rullande 12-månadersvärde, index dec 1990 = 100) Källa: SCB.



Figur 6. Årlig elanvändning, (rullande 12-månaders värde) per sektor 1990 - 2014. Källa: SCB.

och år (2011), vilket placerar oss på sjätte plats i världen¹⁹. God tillgång på vattenkraft har historiskt bidragit till låga priser och möjlighet till uppbyggnad av den elintensiva industrin. El är en effektiv energibärare, varför el också i stor utsträckning använts för uppvärmning.

Under 2014 uppgick elanvändningen i Sverige till ca 135 TWh. Av detta användes i storleksordningen 30 TWh till uppvärmning, varav 20 TWh utgjordes av temperaturberoende elvärme²⁰. Elvärmens temperaturberoende avspeglas i den tydliga säsongsvariationen med högre elanvändning på vintern och lägre på sommaren. Andelen elvärme har dock minskat stadigt under de senaste 20 åren.

Figur 5 visar slutlig elanvändning i Sverige fr.o.m. 1990, uppdelat på industri och övrig elanvändning. Inom industrin är elanvändningen starkt konjunkturberoende, vilket avspeg-

lar sig i den minskade elanvändningen under finanskrisen 2008. Efter en återhämtning 2010 har industrins elanvändning fortsatt att minska.

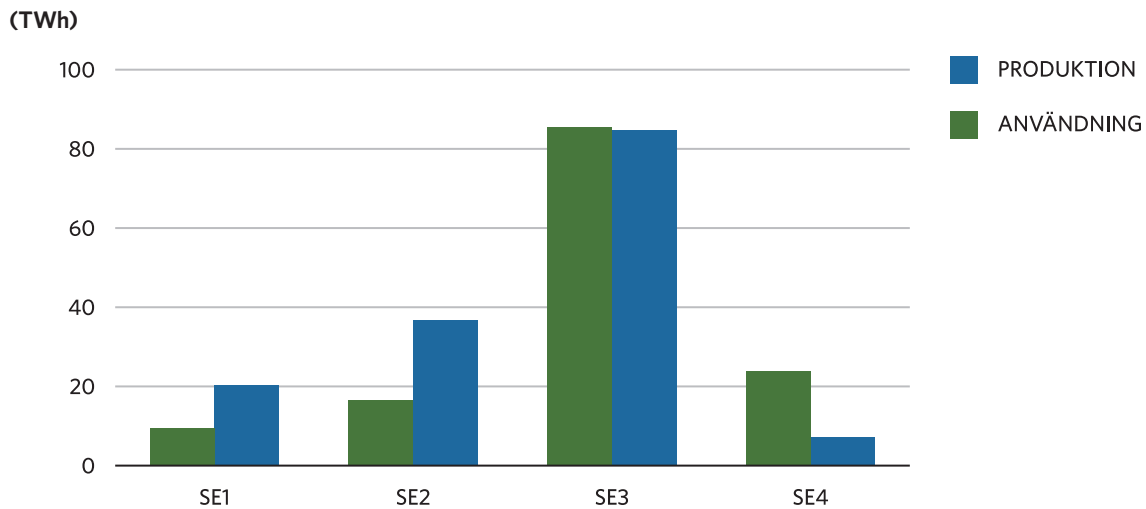
Av Figur 6 framgår den svenska elanvändningen mellan 1990 och 2013, uppdelat på olika sektorer. Industrin har minskat sin elanvändning något under det senaste decenniet. Elanvändningen inom bostäder och service har ökat något, medan elanvändningen för fjärrvärmeproduktion och i raffinaderier har minskat.

Transporter – till största delen järnvägstransporter – utgör en liten del av elanvändningen och förbrukningen har legat på ungefär samma nivå sedan 2000. Distributionsförlusterna har i princip varit oförändrade och uppgår till ca 7,5 procent av den totala elanvändningen.

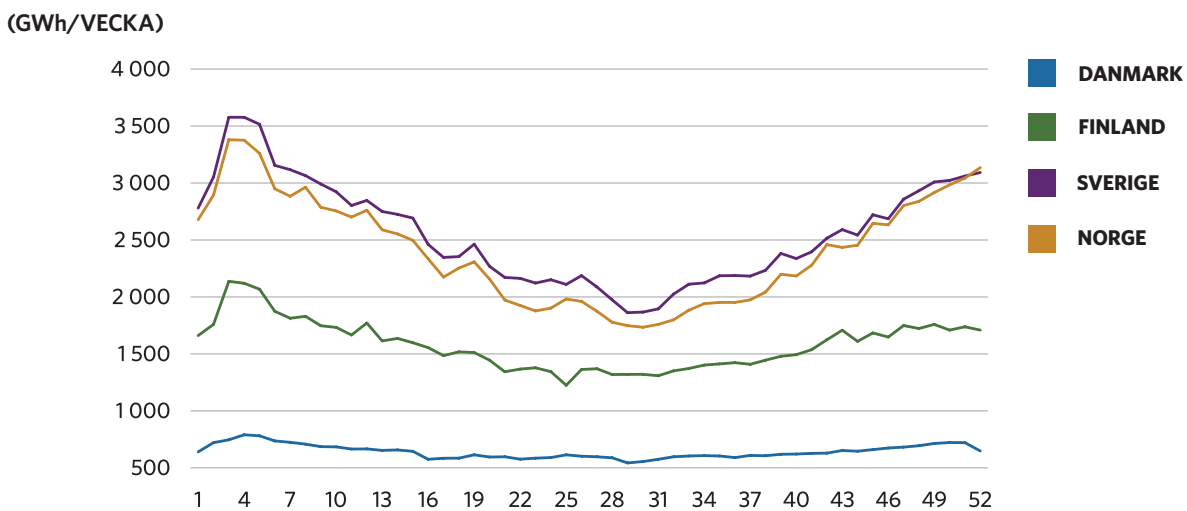
Den svenska elförbrukningen är koncentrerad till mellersta

19. <http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elanvandning/>.

20. <http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elanvandning/>.



Figur 7. Förbrukning och produktion fördelat på de fyra elområdena, medelvärde 2013 - 2014. Källa Nord Pool Spot.



Figur 8. Elanvändning i de nordiska länderna under 2014. Källa: Nord Pool Spot.

och södra Sverige och främst till SE3. Detta framgår av Figur 7, som visar genomsnittlig elförbrukning 2013 - 2014 fördelat på de fyra elområdena. Figuren visar även årlig produktion per elområde.

Elområdena SE1 och SE2 har betydligt större produktion - främst genom vattenkraft - än förbrukning och utgör överskottsområden. SE3 har en stor produktion från kärnkraft, vattenkraft och kraftvärme. SE4 har mycket låg produktionskapacitet efter nedläggningen av Barsebäck och ett stort underskott i balansen mellan produktion och förbrukning.

Elanvändningen i Norden

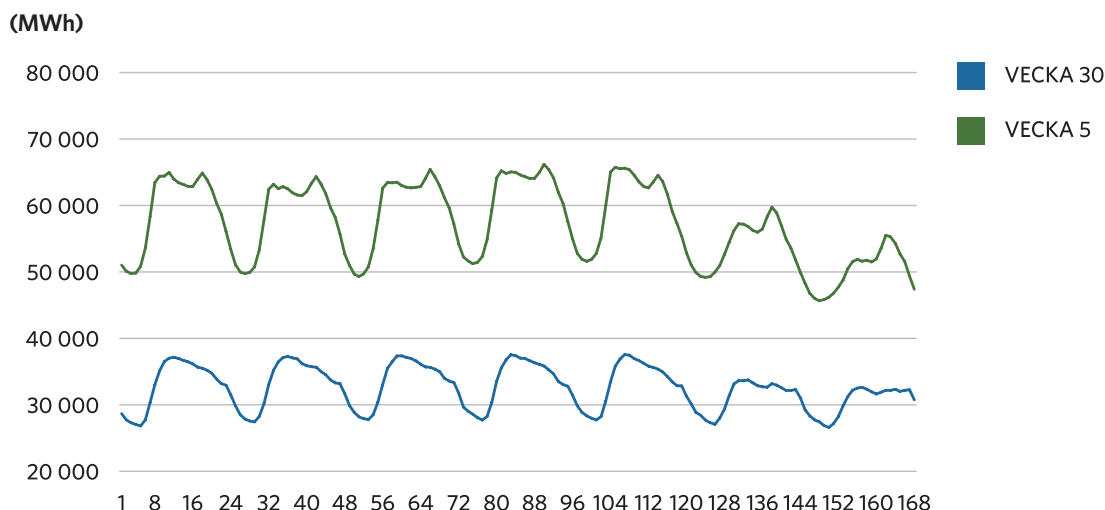
Figur 8 visar elanvändningen per vecka i de nordiska länderna under 2014. Sverige har den högsta elanvändningen. Norge och Finland har dock en högre elanvändning per capita än Sverige.

Den norska elanvändningen är lägre än den svenska men i

förhållande till folkmängden är förbrukningen hög - 125 TWh under 2014. Norge har i likhet med Sverige en omfattande gruv-, kemi- och skogsindustri och därtill en stor petroleumindustri som också förbrukar mycket el. I likhet med Sverige använder Norge även mycket el till uppvärmning, varför årstidsvariationerna är tydliga i den norska elanvändningen.

Elanvändningen i Finland uppgick till 83 TWh under 2014. Industrin, och då främst skogsindustrin, står för en stor del av denna användning. Elvärme utgör en del av elanvändningen även i Finland men årstidsvariationerna är inte lika stora som i Sverige och Norge.

I Danmark är vintrarna varmare än i övriga Norden och andelen elvärme är relativt låg. Det medför mindre säsongsvariationer i elanvändningen. Danmark har en relativt liten elintensiv industrisektor och den totala elanvändningen är därför låg i jämförelse med Finland och Norge, som har ungefär lika stor befolkning. Under 2014 förbrukades ca 33 TWh i



Figur 9. Förbrukning per timme i Norden under vecka 5 och vecka 30 2014.

Danmark och totalt 377 TWh i Norden.

Sammantaget har den nordiska elanvändningen både tydliga säsongsvariationer och en tydlig dygnsprofil. Figur 9 visar timvis förbrukning i Norden under en vecka i februari och en vecka i juli 2014. Förbrukningen är som högst under dagtid på vardagar och som lägst under natt mot lördag och söndag. På vintern syns också förbrukningstopparna under morgontimmarna och eftermiddag/kväll.

Skillnaden mellan lägsta och högsta förbrukning under samma vecka kan vara närmare 20 GWh per timme. Dessa stora skillnader mellan olika årstider samt mellan natt och dag avspeglas tydligt i överföringsmönstret på stamnätet. Förutsättningarna för driften av stamnätet skiljer sig mycket mellan högläst- och låglästtid.

6.1.3 Effektbalansen under de senaste åren

Med effektbalans avses förmågan att upprätthålla den momentana balansen i elkraftsystemet dvs. möjligheten att med tillgänglig produktion möta den aktuella förbrukningen. I Sverige och Norden är effektbalansen mest ansträngd under vintern, när det är som kallast.

Vid avregleringen i mitten av 1990-talet fanns ett produktionsöverskott i Sverige. Vid den tidpunkten fanns ett stort antal kondenskraftverk med fossila bränslen och höga marginalkostnader.

Med den marknadsprissättning som följde efter omregleringen²¹ av elmarknaden kunde den totala driftkostnaden inte längre föras över till konsumenterna. Anläggningar som endast under ett fåtal timmar kan påräkna ett pris som överstiger marginalkostnaden blir olönsamma. Många av dessa anläggningar har därför tagits ur drift och lagts ner. Utbyggnaden av subventionerad, förnybar elproduktion i både Norden och på kontinenten har accelererat detta förlopp.

Detta har – tillsammans med stängningen av kärnkraftverket i Barsebäck – medfört att skillnaden mellan produktionskapacitet och användning minskat och att marginalerna

mot effektbrist blivit mindre. Om planerna att stänga två block i Oskarshamn och två i Ringhals realiserats kommer det att minska marginalerna ytterligare.

Effektbalansen vintrarna 2011 – 2015

Efter två mycket kalla vintrar präglades vintern 2011/2012 av mild väderlek och tillgången på vatten i de nordiska vattenmagasinen var mycket god. Kärnkraften hade dock ännu en vinter med tidvis låg tillgänglighet. Elpriserna var låga och Sverige nettoexporterade el under praktiskt taget hela vintern, bortsett från första halvan av februari när vinterns enda köldknäpp och den högsta förbrukningen inträffade.

Vid den förbrukningstoppen var endast sex av tio kärnkraftsblock i drift. Samtidigt producerade den svenska vattenkraften nära maximal tillgänglig kapacitet. Det fanns få kommersiella bud för uppreglering på reglerkraftmarknaden och Svenska kraftnät aktiverade därför effektreserven.

Från den 1 november 2011 delades Sverige in i fyra separata budområden (elområden) vid handeln på den nordiska elbörsen. Skillnaderna i pris mellan de olika elområdena var små under större delen av vintern. Undantaget var den första delen av november, när låg tillgänglighet i kärnkraftverken i Ringhals och Oskarshamn reducerade överföringskapaciteten över snitt 4 till Sydsverige.

Vinterns högsta elförbrukning om 26 035 MW inträffade på morgonen den 3 februari. Den inhemska elproduktionen uppgick då till 23 516 MW, medan resterande 2 519 MW täcktes genom import från Norge, Danmark och kontinenten. Effektreserven behövde inte aktiveras under vintern för att utbud och efterfrågan skulle kunna mötas i börshandeln på Nord Pool Spot. Däremot aktiverades reserven av nätskäl – dvs. för att säkerställa tillräckliga marginaler för att upprätthålla frekvensen – under fem dagar i februari.

Vintern 2012/2013 får betraktas som en normalvinter, även om det var ovanligt kallt och nederbördsrikt i december. Vinterns högsta elförbrukning om 26 760 MW inträffade på

21. Till vardags talar vi om att marknaden är avreglerad. Faktum är dock att dagens marknadsaktörer omges av betydligt fler regler än före "avregleringen".

morgonen den 25 januari. Då uppgick den inhemska produktionen till 25 761 MW och nettoimporten från Norge, Danmark, Tyskland och Polen till 999 MW.

Vattentillgången var god och kärnkraften hade hög tillgänglighet – i genomsnitt 90 procent och upp till 94 procent vid förbrukningstopparna. Kalenderåret 2012 sattes såväl produktionsrekord (drygt 160 TWh) som exportrekord (20 TWh netto). Under vintermånaderna förekom nästan inga prisskillnader mellan de olika svenska elområdena.

Inte heller detta år behövde effektreserven aktiveras för att utbud och efterfrågan skulle kunna mötas i börshandeln på Nord Pool Spot. Däremot aktiverades delar av den på reglerkraftmarknaden den 3 december och hölls startklar 3 – 4 februari och 25 januari. Syftet var då att säkerställa tillräckliga marginaler för att upprätthålla frekvensen.

Vintern 2013/2014 var mild med få perioder med mycket låga temperaturer. Särskilt i februari var temperaturen ovanligt hög. Sammantaget ledde detta till en för årstiden låg efterfrågan på el och relativt låga priser på den nordiska elbörsen. Vinterns högsta förbrukning inträffade den 13 januari och uppgick till 24 760 MW, vilket var 2 000 MW (!) lägre än vintern 2012/2013.

Vattenkraften producerade mindre än under föregående år. Trots det nettoexporterade Sverige 10 TWh under kalenderåret 2013, delvis som resultat av att både vindkraften och kärnkraftverket i Forsmark slog nya produktionsrekord. Effektreserven behövde aldrig aktiveras.

Vintern 2014/2015 var även den mycket mild, med inslag av några oväder och kortare perioder med lägre temperaturer. Vinterns högsta förbrukning inträffade den 29 december och uppgick till 23 390 MW, vilket var cirka 1 300 MW lägre

än den högsta förbrukningen vintern 2013/2014.

Elpriserna låg under hela vintern på en relativt låg nivå, vilket kan förklaras av det milda vädret, en stark elproduktion och en vikande elanvändning. Under större delen av vinterperioden var Sverige nettoexportör av el, med undantag för några kortare perioder i slutet av december och i mitten av januari.

I mitten av december drog ovädret lvar in över landet. Inför stormen valde Svenska kraftnät att sätta delar av effektreserven i två timmars beredskap. Ovädret blev dock inte så kraftigt som förväntat och effektreserven behövde aldrig aktiveras. Tack vare den milda vintern och en god produktionstillgång i Sverige förblev effektreserven outnyttjad även under återstående tid av vinterperioden.

6.1.4 Överföringsmönster

Nord-sydligt flöde och nordiska snitt

Flödet genom det svenska stamnätet går huvudsakligen i sydlig riktning från SE1 och SE2 som är överskottsområden till SE3 och SE4 som är underskottsområden. Under dagtid går flödet sedan oftast vidare söderut via utlandsförbindelserna till Danmark, Tyskland och Polen.

Under normalår sker nettoimport från norra Norge till SE1. Flödet går huvudsakligen söderut genom Sverige. Flöden kan även förekomma från norra Norge genom snitt 1 och via SE2 till mellersta Norge, som är ett underskottsområde.

Utbytet mellan norra Norge och norra Sverige är mindre än det mellan södra Norge och södra Sverige. Medan det södra flödet mellan Norge (NO1) och Sverige (SE3) – det s.k. Hasle-snittet – huvudsakligen går i riktning från Norge till Sverige uppträder oftare variationer i flödesriktningen mellan norra Norge och norra Sverige.

I Norge är överföringsmönstret dels ett sydligt flöde från norra Norge, dels ett östligt flöde från överskottsområden i södra och sydvästra Norge till Oslo-området. Den maximala handelskapaciteten i Hasle-snittet utnyttjas under en stor del av tiden under normalår och våttår. Liksom de svenska förbindelserna till kontinenten används de norska huvudsakligen för export till Danmark och Nederländerna.

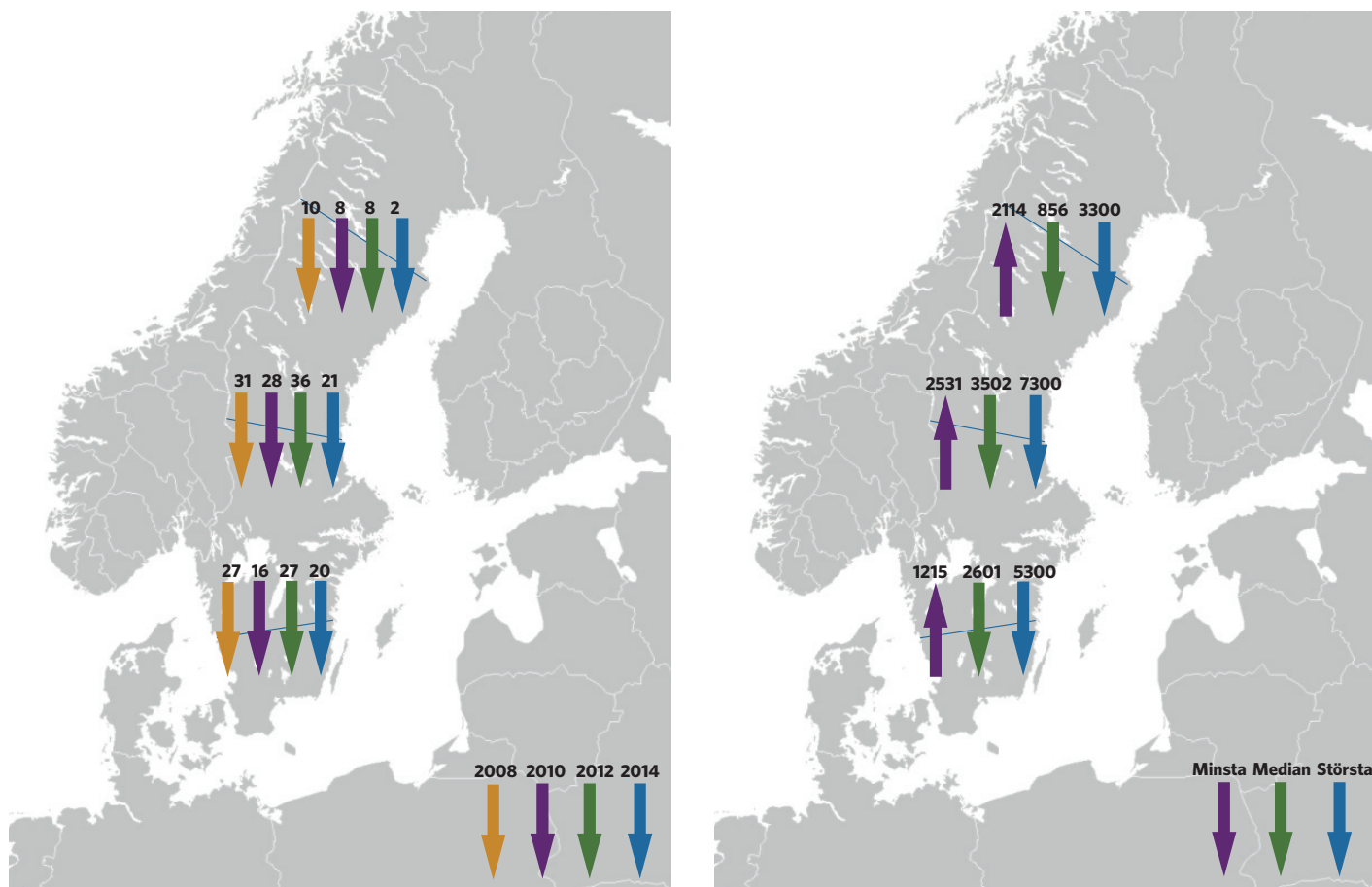
Under torrår har Norge importbehov och för att kunna utnyttja sin potential som europeisk reglerresurs och exportera el under dagtid behöver Norge ta tillbaka energi under låglasttid. Under dessa perioder går flödet från kontinenten till Norge.

Ett nord-sydligt flöde präglar även överföringen i det finska stamnätet. Flödet genom det finska snittet P1 går vanligen i sydlig riktning. Förbindelserna mellan SE1 och norra Finland används under vått- och normalår för export från Sverige. Under torrår kan det omvända förekomma. Det förekommer även transiterande flöden från SE1 genom Finland och tillbaka till SE3 via Fenno-Skan.

I Baltikum går flödet vanligtvis från Estland söderut till Lettland och Litauen. Estland har även en nettoimport från Finland under ett normalår. De baltiska länderna har de senaste åren importerat el från Ryssland och Vitryssland.



FOTO: TOMAS ÅRLEMO



Figur 10. Nettoflöden (TWh/år) genom de svenska snitten under 2008, 2010, 2012 och 2014 till vänster. Minsta, största och medianflödet (MW) genom de svenska snitten under 2005-2014 till höger.

Under våttår blir flödet större söderut. Exporten från Norge och Sverige till kontinenten och Finland ökar då. Under torrår minskar det sydliga flödet och exporten.

I Baltikum har Lettland ett kraftunderskott på årsbasis. Dock kan Lettland exportera till både Litauen och Estland vid vårfloren under våttår. Nettoflödet som vanligen går från Estland till Litauen kan då byta riktning och importen från Ryssland och Vitryssland reduceras också. Under torrår ökar i stället importen från Ryssland och Vitryssland till Baltikum. Då förstärks även flödet söderut från Estland till Lettland och vidare till Litauen, vilket kan leda till överföringsbegränsningar mellan Estland och Lettland.

Import, export och nettoflöden genom de svenska snitten

De många förbindelserna mellan de nordiska länderna skapar möjligheter för export av el från områden med mycket vattenkraft när det finns god tillgång på vatten till dem som i huvudsak har värmekraftproduktion. Omvänt kan import ske när tillrinningen och vattentillgången är låg. Denna möjlighet till elutbyten mellan länder och områden har inneburit att risken för elenergi-brist är liten i de nordiska länderna.

Figur 10 visar på den vänstra kartan nettoflöden genom de svenska snitten under 2008, 2010, 2012 och 2014. Den högra kartan visar minsta, största och medianflöde under åren 2005 – 2014.

Tabell 2 på nästa sida visar produktionen per kraftslag jämte förbrukning och export/import under respektive år. Flödet genom de svenska snitten är normalt sydligt från överskottsområdena i norr till underskottsområdena i söder. Som Figur 10 visar var det sydliga flödet genom de svenska snitten störst under 2012. Det berodde framför allt på att vattenkraftsproduktionen under det året var relativt stor och att Sverige hade en stor nettoexport.

Under 2010 var förbrukningen hög. Överföringen till SE4 motsvarade underskottet i SE4 och nettoexporten till kontinenten var liten. Under 2014 var exporten stor, framförallt till Finland. Detta förklarar den låga överföringen över snitt 1.

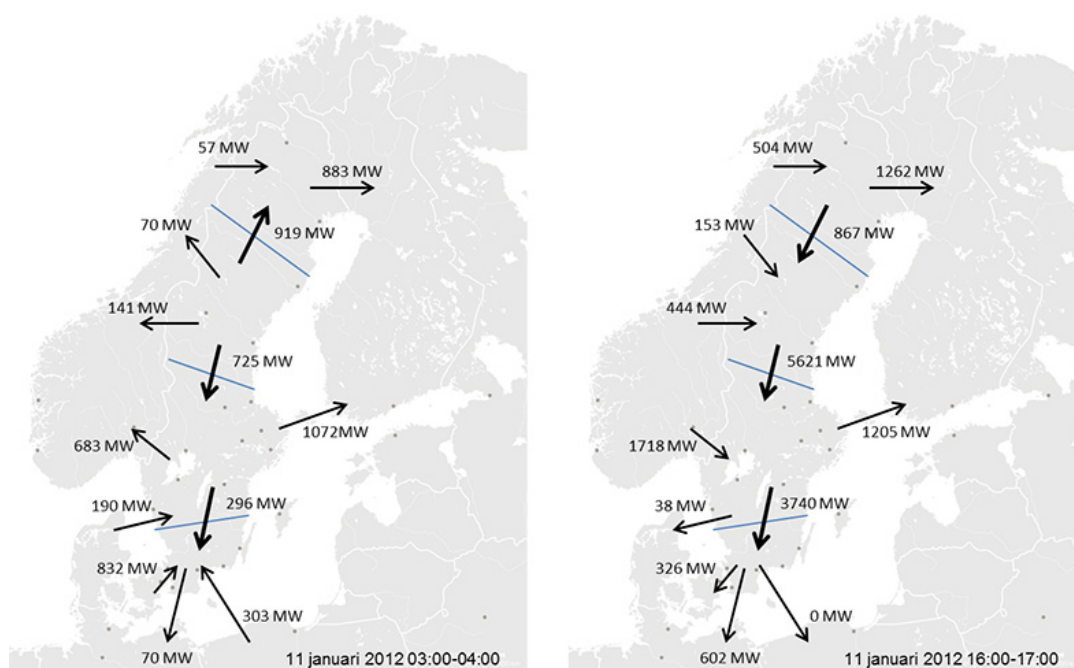
Stora dygnsvariationer

På den vänstra kartan i Figur 11 (nästa sida) visas flödet den 11 januari 2012 mellan klockan 03 och 04. På den högra kartan visas flödet samma dag mellan klockan 16 och 17.

TABELL 2. PRODUKTION, FÖRBRUKNING OCH NETTOEXPORT/NETTOIMPORT UNDER ÅREN 2008 - 2014 (TWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Vattenkraft	68,8	65,1	66,7	66,6	78,4	60,9	63,9
Vindkraft	2,0	2,5	3,5	6,1	7,2	9,8	11,5
Kärnkraft	61,3	50,0	55,6	58,0	61,4	63,6	62,2
Kraftvärme	14,0	15,8	18,9	16,8	15,4	14,8	12,8
Övrig värmekraft	0,1	0,1	0,3	0,0	0,2	0,0	0,5
TOTAL PRODUKTION	146,2	133,5	145,0	147,6	162,6	149,2	150,9
Import minus export	-2,0	4,7	2,1	-7,2	-19,6	-10,0	-15,6
ANVÄNDNING	141,6	138,2	145,4	139,9	142,8	139,6	135,2

Källa: Svensk Energi, Energiläget i siffror 2015 plus preliminär statistik för 2014.



Figur 11. Flödet mellan kl. 03 och 04 (till vänster) och mellan kl. 16 och 17 (till höger) den 11 januari 2012.

Figuren illustrerar variationerna i flödet mellan natt och dag. Överföringen nattetid och till viss del även under helger, när förbrukningen är lägre, karaktäriseras av ett mindre sydligt flöde än under dagtid. Flödet under natten genom snitt 1 kan t.o.m. vända och gå i nordlig riktning under vissa timmar. Flödet genom förbindelserna mellan SE1 och norra Finland går normalt i riktning mot Finland även under natten.

Under natten, när förbrukningen är låg, blir elpriset lägre. Det ger incitament till vattenkraftsproducenterna – som kan reglera sin produktion snabbt och till ett lågt pris – att minska sin produktion. Värmekraftverken på kontinenten stängs däremot inte av under natten, varför det under natten ofta

sker import via de kontinentala förbindelserna. En stor vindkraftsproduktion på kontinenten kan förstärka detta importdominerade överföringsmönster.

När flödet går från kontinenten till Sverige och sedan vidare till Norge kan västkustsnittet begränsa det nordliga flödet. Produktionen i Ringhals blir då avgörande för om snittet blir begränsande eller inte.

Årstidsberoende variationer

Vårfloden börjar i södra Norge, vilket ökar exporten från Norge till kontinenten och Sverige. Därefter kommer vårfloden till norra Norden. Då förstärks det sydliga flödet särskilt i Sverige



FOTO: TOMAS ÅKLEMO

men även genom Norge och Finland. Anledningen är att vattenkraftproducenterna då i högre grad är tvungna att producera el även under perioder med låga priser. Under denna tid på året ökar exporten från Sverige och Norge till kontinenten.

Under sommaren är förbrukningen låg. Då görs underhåll av nät och produktionsanläggningar. Det sydliga flödet brukar vara stort under sommarhalvåret, när de svenska kärnkraftverken har sina revisionsavställningar. Under sommaren går flödet genom förbindelserna mellan Norden och kontinenten dagtid vanligtvis i riktning mot kontinenten och Sverige importerar el från södra Norge.

Under hösten blir det sydliga flödet lite lägre än under sommaren. Flödet är dock starkt väderberoende. Mycket regn men också underhållsåtgärder i kärnkraftverken som drar ut på tiden medför ett större sydligt flöde.

Under vintern är förbrukningen hög och det sydliga flödet är då relativt stabilt.

6.2 Utvecklingen av elsystemen till 2025

EU:s klimatomål innebär bl.a. utbyggnad av förnybar elproduktion i Europa. Denna utbyggnad består av både ny kapacitet (vind-, sol- och vattenkraft) och konvertering av befintlig produktion till nya bränslen.

6.2.1 Svenska kraftnäts grundscenariot

Nätutvecklingsplan 2016 – 2025 baseras på ett grundscenariot som beskriver vad som idag uppfattas som en

trolig/rimlig utveckling fram till 2025 och som varierar beroende på vilken frågeställning som undersöks. Detta scenario ska dock inte uppfattas som en prognos. Tabell 3 (s. 47) visar installerad produktionseffekt samt årlig elanvändning i de svenska elområdena i grundscenariot för 2025.

Uppdaterade antaganden

Sedan Perspektivplan 2025 utarbetades har vissa antaganden uppdaterats. De scenarier som användes i Perspektivplan 2025 är dock fortfarande gångbara i den meningen att de väl beskriver variationerna kring grundscenariot.

De nya antaganden som gjorts sedan Perspektivplan 2025 fastställdes avser främst kärnkraften, vindkraften och elanvändningen.

I Perspektivplan 2025 antogs att kärnkraften skulle fortsätta att producera på samma nivå som tidigare. I dag vet vi att ägarna vill ta fyra block ur drift tidigare, redan före 2020. För övriga sex block, byggda på 1980-talet, antas i denna plan att de producerar el under 60 års tid dvs. fram till mitten av 2040-talet.

Ett kärnkraftverk har inte en definierad teknisk livslängd. Det är i stället ytterst en ekonomisk fråga hur länge en anläggning kommer att drivas. Över tid behöver allt större reinvesteringar göras för att upprätthålla säkerhet och tillgänglighet.

Vindkraften har byggts ut snabbare än vad som antogs i Perspektivplan 2025. Dessutom förläggs en större del av de planerade vindkraftsparkerna till SE1 och SE2, jämfört med



FOTO: TOMAS ÅREMO

existerande parker som huvudsakligen finns i SE3 och SE4.

Elanvändningen förväntas också bli klart lägre än vad som antogs i Perspektivplan 2025. I Energimyndighetens långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem 2014 är bedömningen en oförändrad elanvändning fram till 2025.

Osäkerheter

Ett scenario tio år framåt innehåller många osäkerheter. De största osäkerheterna bedöms vara samma faktorer som i föregående avsnitt dvs. kärnkraft, vindkraft och elanvändning.

Osäkerheten om kärnkraften gäller när blocken slutligen kommer att tas ur drift. Anläggningarna kommer att drivas så länge de fungerar och är lönsamma men idag talar flera faktorer för försämrade lönsamhet. Det beror på en energibalans som fortsatt ser ut att vara stark, vilket håller ner spotpriset.

Vindkraftsutbyggnaden styrs till stor del av elcertifikatssystemet även om produktionskostnaderna nu börjar nå nivåer där vindkraften kan konkurrera även utan subventioner. Osäkerheten är dels om spotpriset kan falla ytterligare så att investeringarna fryser inne, dels i vilken utsträckning elcertifikatssystemet och andra eventuella stödsystem kommer att fortsätta att föra in förnybar kraft i marknaden.

Elanvändningen påverkas av flera drivkrafter som kan motivera såväl ökad som minskad användning. Här ser vi en blandning av marknadsmässiga och politiska beslut och det är inte tydligt vilka som väger tyngst.

Vattenkraft

Vattenkraften i Sverige och Finland anses vara fullt utbyggd. De utbyggda svenska älvarna är skyddade från exploatering genom lagstiftning och någon väsentlig ökning av den svenska vattenkraftsproduktionen är därför inte möjlig utan lagändringar.

Förnyelse av äldre kraftverk kan ge viss höjning av effekten, men inte något större energitillskott. I Norge förväntas däremot en utbyggnad av vattenkraften, framför allt i norra Norge och på Vestlandet. Koncessioner har beviljats för cirka 3,7 GW och ytterligare cirka 3,6 GW finns under ansökan eller är under utredning²².

Förändrat klimat anses kunna ge ökad tillrinning och därmed ökad årlig produktion²³. Å andra sidan finns intresse att förbättra den lokala miljön längs älvar och vattendrag. Dessa åtgärder kan leda till cirka 1,5 TWh lägre årsproduktion i den svenska vattenkraften²⁴.

Vindkraft

För vindkraften finns omfattande utbyggnadsplaner. Sverige har idag identifierade vindkraftsplaner på i storleksordningen 31 GW installerad effekt²⁵. Endast en del av dessa kommer att realiseras och stor osäkerhet råder om den geografiska lokaliseringen.

Indelningen i elområden medför relativt högre priser i södra Sverige och relativt lägre i norra. Detta bör långsiktigt stimulera utbyggnad av produktionskapaciteten i södra delen

22. <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vannkraft/>.

23. <http://www.smhi.se/forskning/forskningsnyheter/fornybar-energi-gynnas-av-andrat-klimat-1.20256>.

24. I vått och torrt - förslag till ändrade vattenrättsliga regler, SOU 2014:35, sid538.

25. <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2015/05/Statistik-och-prognos-vindkraft-20150504.pdf>.

av landet. Vindförutsättningarna är dock bättre i norra Sverige och en glesare bebyggelse kan underlätta tillståndsprocesserna. Den största installerade effekten finns i SE3 men de flesta nya projekten är lokaliserade till SE2²⁶. Enligt Svensk Vindenergis kartläggning av vindkraftsprojekten var motsvarande 760 MW under byggnad i början av 2015. Projekt motsvarande knappt 500 MW var lokaliserade i SE2. Enligt samma kartläggning har ytterligare ca 1 000 MW vindkraft alla tillstånd färdiga. Av dessa projekt har ca 300 MW kapaciteten lokaliserad till SE2.

I Energimyndighetens långsiktiga scenarier för Sveriges energisystem 2014²⁷ uppskattas elproduktionen från vindkraft till 16 TWh år 2020. Det fanns även ett högsenario med 19 TWh vindkraft till 2020. Andra aktörer gör andra framskrivningar av vindkraftsutbyggnaden. Svensk Vindenergi tog i januari 2015 fram tre scenarier för vindkraften 2018. Där uppskattades produktionen till mellan 15 och 22 TWh med en prognos på 19 TWh. I Svenska kraftnäts grundscenario förväntas svensk vindkraftsproduktion öka till ca 23 TWh 2020 och 28 TWh 2025.

Havsbaserad vindkraft utgör en mycket liten andel av den installerade effekten i Sverige. Två viktiga faktorer för utbyggnaden av havsbaserad vindkraft är teknikutveckling för att få ner anskaffningsvärdena samt tillståndsprocesserna, där målen för förnybar energiproduktion krockar med exempelvis naturskyddsområden till havs och Försvarsmaktens intressen.

Vindkraftsparker längre ut till havs behöver anslutas till stamnätet med likströmsförbindelser. Sådana investeringar är inte möjliga att räkna hem, utan att ett särskilt stöd införs till havsbaserad vindkraft. Givet att det finns bra vindlägen kustnära och på land kan det starkt ifrågasättas om ett sådant stöd är samhällsekonomiskt motiverat.

Även i Norge, Finland och Baltikum planeras många nya vindkraftverk²⁸. Utbyggnaden förväntas dock inte bli lika stor som i Sverige. I Norge konkurrerar den småskaliga vattenkraften, den svenska vindkraften och biobränslebaserad kraft om utrymmet i det svensk-norska elcertifikatsystemet. I Finland ges stöd via inmatningstariffer, upp till maximalt 2 500 MW.

I Tyskland förväntas en fortsatt ökning av både den land- och havsbaserade vindkraften. Det tyska systemet med feed-in-tariffer ger även dyra vindkraftsprojekt god lönsamhet. Också i Danmark finns planer på mer utbyggnad av vindkraften både på land och till havs.

Biobränslebaserad värmekraft

I Sverige förväntas en viss utbyggnad av biobränslebaserade kraftvärme- och mottrycksanläggningar till följd av ekonomiska incitament genom elcertifikaten. Hur den biobränslebaserade elproduktionen utvecklas beror också i stor utsträckning på de framtida bränslepriserna. Om priserna stiger på utsläppsrätter och fossila bränslen blir biobränslebaserad produktion mer fördelaktig.

Konventionell kraftvärmeproduktion styrs i stor utsträck-

ning av värmebehovet. Ökad lönsamhet för biobränslebaserad elproduktion kan leda till ökad utbyggnad av mer flexibla produktionsanläggningar med större möjlighet att variera elproduktionen oberoende av värmebehovet.

Samtidigt finns en debatt om biobränslenas miljöpåverkan där meningarna går isär om fördelarna med en biobränsleeldad elproduktion. Skogsindustrin svarar idag för 93 procent av elproduktionen från industriellt mottryck. I Energimyndighetens långsiktiga scenarier²⁹ antas kraftvärmeproduktionen 2020 bli 21,2 TWh, varav 7,2 TWh från kraftvärme i industrin och 14 TWh från kraftvärme i fjärrvärmesystem.

I Finland, Danmark och Baltikum finns planer på att bygga ut den biobränslebaserade värmekraften.

Solkraft

El som produceras i solkraftsanläggningar ökar snabbt på kontinenten, särskilt i Tyskland. Tekniken har förbättrats men det främsta skälet till den snabba utvecklingen i Tyskland är mycket förmånliga stöd till solbaserad elproduktion. Den tekniska utvecklingen är snabb och solceller kan snart bli tillräckligt billiga för att solkraft ska bli konkurrenskraftig utan subventioner.

Sveriges geografiska läge gör att nyttjandetiden för solkraft är kortare i Sverige, Norge och Finland än på kontinenten. Det gör solkraften mindre attraktiv här. Trots det har solkraften i Danmark byggts ut och producerade 476 GWh under 2014.

I Sverige finns 79 MW installerat. Ur systemsynpunkt är en fortsatt utbyggnad av solkraft i Sverige inte angelägen. Det beror på att solkraften främst tillför el när den inte behövs dvs. under sommarhalvåret när efterfrågan är liten. Redan i dag har elsystemet problem med för mycket produktion under denna tid. Från systemsynpunkt är ytterligare subventioner till installation av solkraft därför inte önskvärda.

Kärnkraft

Utvecklingen av den svenska kärnkraften har nu inletts. Ägarna har meddelat att processerna har påbörjats för att stänga de fyra 1970-talsblocken Oskarshamn 1 och 2 och Ringhals 1 och 2. Exakta slutår har inte meddelats men till 2020 kan dessa fyra block vara tagna ur drift.

En sådan stängning skulle motsvara en reduktion av den installerade effekten i systemet med 2 850 MW. De senaste fem åren har den genomsnittliga produktionen från dessa fyra block varit 14,6 TWh, att jämföra med kärnkraftens totalt genomsnittliga produktion på 60 TWh.

Som konstaterats i det föregående har kärnkraften stor betydelse för försörjningssäkerheten. Eventuella ersättnings-etableringar i Sverige och eventuell nybyggnad i norra Finland får stor påverkan på det svenska stamnätet.

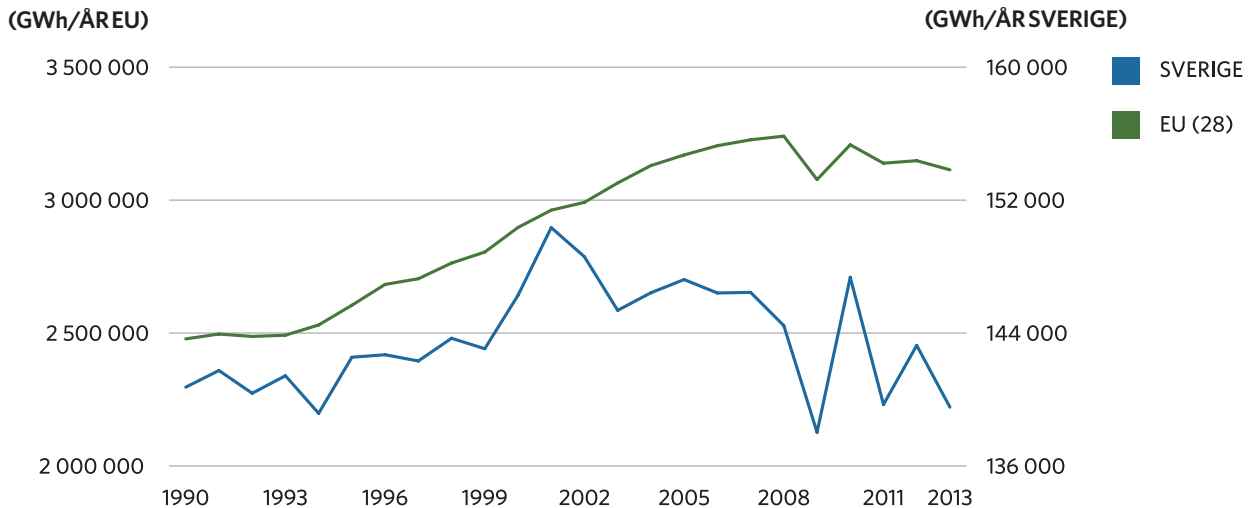
I Finland finns fyra kärnkraftsblock i drift – två i Lovisa och två i Olkiluoto. Ett tredje block byggs i Olkiluoto där det även finns planer på ett fjärde. Fennovoima planerar därtill att bygga ett block i ett nytt kärnkraftverk i Pyhäjoki i Norra Österbotten. Också i Litauen, Polen och ryska Kaliningrad

26. <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2015/02/Statistik-vindkraft-kvartal-4-2014-20150213.pdf>.

27. ER 2014:19; <http://www.energimyndigheten.se/Statistik/Overgripande-rapporter/>.

28. https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/TYNDP2014%20Visions%20data_v2.xlsx.

29. ER 2014:19.



Figur 12. Årlig elanvändning i Sverige (höger skala) respektive EU (vänster skala). EU28 är den totala elanvändningen för EU:s 28 medlemsstater.

finns planer på ny kärnkraft men inga beslut har tagits. Tyskland har fattat beslut om att avveckla sin kärnkraft till 2022.

6.2.2 Elanvändningen

Elanvändningen har historiskt påverkats av befolkningsökning och ekonomisk tillväxt. I Norden finns dessutom en relativt stor andel direktverkande el för uppvärmning, vilket även bidragit till ett stort temperaturberoende i elanvändningen.

Fram till finanskrisen 2008 ökade elanvändningen, såväl i Europa som i Norden och Sverige (Figur 12). Efter finanskrisen har det mönstret ändrats och elanvändningen har stabiliserats.

Vid bedömningen av den framtida elanvändningen är det några faktorer som brukar lyftas fram, nämligen energieffektivisering, transporter och uppvärmning/värmepumpar. När det gäller svensk elanvändning är Svenska kraftnäts bedömning att dessa faktorer i huvudsak kommer att balansera varandra under den kommande tioårsperioden.

Ökad effektivisering kan leda till minskad elanvändning. Historiskt har ökad energieffektivisering, särskilt i industrin, dock medfört en ökad elanvändning när olika industriella processer har konverterats från fossila bränslen till el. I Sverige är användningen av fossila bränslen idag relativt låg (förutom i transportsektorn), varför potentialen för ökad elanvändning är relativt begränsad.

För transporter finns en klar potential för ökad elanvändning. Dock bedöms inte någon större ökning ske under den kommande tioårsperioden. Sveriges järnvägsnät är redan väl utnyttjat och det tar tid att anlägga nya spår t.ex. för höghastighetsbanor. Antalet elbilar ökar men introduktionen kommer att ta lång tid, delvis till följd av en otillräcklig infrastruktur för laddning.

Ytterligare en faktor som påverkar elanvändningen är naturligtvis marknaden och hur användarna reagerar på

elpriset. Hushållen är idag relativt okänsliga för elpriset. Dels utgör elen bara en mindre del av beloppet på elräkningen. Dels tjänar hushåll visserligen på att förbruka mindre el men sällan på att flytta sin förbrukning i tiden.

Införande av timmätning ger elanvändarna incitament att förändra sina konsumtionsmönster över dygn och vecka. En nyligen publicerad rapport³⁰ pekar dock på att prisvariationerna är för små för att det rent pekuniärt ska vara värt besväret. Hushållens beredvillighet att bidra med samhällsnytta ska dock inte underskattas. Hushåll med elvärme har också alltid ett incitament att hålla nere sin elanvändning.

Större elanvändare, som industrier, baserar sina investeringar på långsiktigt stabila (och låga) prisnivåer. Trots dagens relativt låga spotpriser verkar intresset för elintensiva investeringar vara lågt. Prisnivån påverkas av politiskt beslutade styrmedel, som kan förändras med kort varsel. En kommande avveckling av svensk kärnkraft är också en osäkerhetsfaktor, såväl avseende energi- och effektbalansen som prisnivåer och leveranssäkerhet.

Den svenska elanvändningen har historiskt varit starkt korrelerad till den ekonomiska tillväxten. Prognoser för den ekonomiska utvecklingen spelar därför en viktig roll för bedömningar av den framtida elanvändningen. Andra viktiga faktorer är befolkningstillväxten, energi- och klimatpolitiken, livsstilsförändringar och teknisk utveckling.

6.2.3 Energibalans

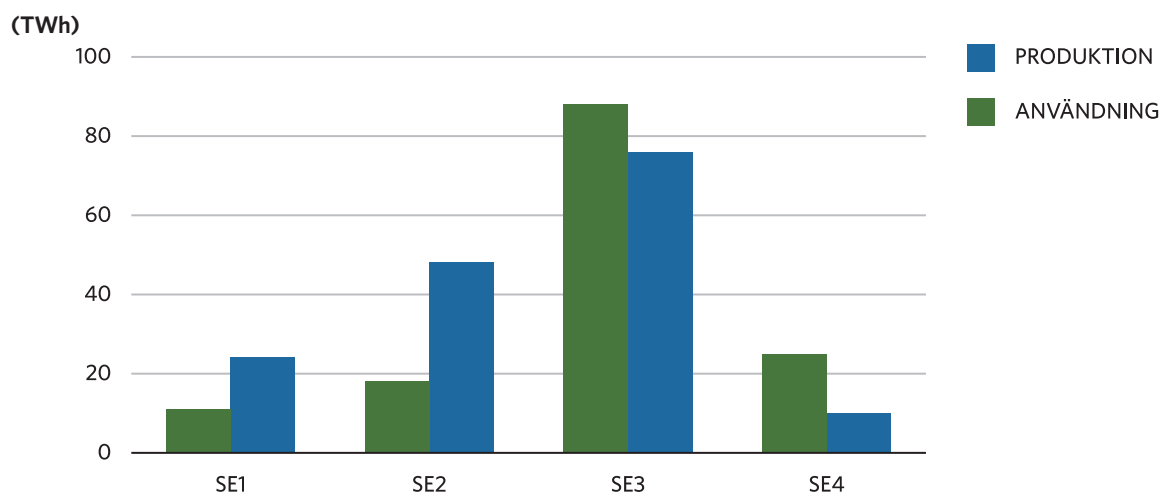
Med energibalans avses skillnaden mellan årlig producerad el och årlig förbrukning. En negativ energibalans innebär att Sverige måste importera el från utlandet medan en positiv innebär ett nettoöverskott som kan exporteras. Störst påverkan på elenergiebalansen i Sverige och Norden har tillgången på vatten i vattenkraftsmagasinen.

I Sverige, Norge och Danmark förväntas en positiv energi-

30. <http://ei.se/sv/Publikationer/Rapporter-och-PM/rapporter-2014/en-el-marknad-i-forandring-ar-kundernas-flexibilitet-till-salu-eller-ens-verklig/>.

TABELL 3. ANTAGEN INSTALLERAD KAPACITET PER ELOMRÅDE ÅR 2025 (MW)

	SE1	SE2	SE3	SE4	SVERIGE
Vattenkraft	5 200	8 000	2 600	300	16 100
Kärnkraft	0	0	6 700	0	6 700
Vindkraft	1 300	4 100	2 900	2 200	10 500
Kraftvärme	300	700	3 300	1 200	5 500
Solkraft	0	0	100	300	400
Kondenskraft och gasturbiner	0	0	1 700	1 600	3 300
HELA RIKET	6 800	12 800	17 300	5 600	42 500



Figur 13. Simulerad energibalans år 2025 för de svenska elområdena.

balans 2025. Finland uppvisar däremot ett underskott, som bl.a. förklaras av försenat kärnkraftprojekt och av att kondenskraft har lagts i malpåse.

Överskottet i Sverige och Danmark beror på utbyggnad av förnybar elproduktion. I Figur 13 visas den simulerade energibalansen 2025 för de svenska elområdena. Jämfört med dagens situation ökar överskottet i SE2 p.g.a. utbyggnad av vindkraft medan balansen i SE3 försämras efter den aviserade stängningen av flera kärnkraftsblock. Antagen installerad kapacitet 2025 framgår av Tabell 3.

Återigen är det viktigt att påpeka att utbyggnaden av vindkraft är osäker till både volym och placering, vilket påverkar bedömningen av framtida energibalanser.

Nettoflödena mellan de svenska elområdena (se Figur 14) visar liknande mönster som idag. Framförallt är det flödet mellan SE2 och SE3 som väntas öka p.g.a. utbyggnad av vindkraft i SE2.

6.2.4 Prognos för effektbalansen och sannolikheten för effektbrist

Effektbrist uppträder per definition när Svenska kraftnät behöver utnyttja störningsreserven för att klara elförsörjningen. Störningsreserven är avsedd att återställa kraftsystemet till normaldrift efter fel i produktionsanläggningar eller kraftledning. När störningsreserven behöver användas minskar kraftsystemets driftsäkerhet och ytterligare störningar kan leda till elavbrott.

I SE1 och SE2 utgörs den tillgängliga produktionskapaciteten huvudsakligen av vattenkraft och är betydligt större än förbrukningen. Här är sannolikheten för effektbrist mycket liten. Sannolikheten för effektbrist är för närvarande störst i SE4, eftersom produktionskapaciteten där är liten i förhållande till förbrukningen. Under kalla vintrar när förbrukningen är hög är SE4 beroende av import från omgivande områden

för att effektbrist inte ska uppstå. I takt med att kärnkraften avvecklas kommer effektfrågan att bli allt mer uppenbar även i SE3.

Ny produktionskapacitet är givetvis den primära åtgärden för att minska risken för effektbrist. Den viktigaste nätåtgärden är förstärkning av överföringskapaciteten i snitt 2. Även ökade importmöjligheter dvs. nya utlandsförbindelser kan stödja den svenska effektbalansen.

Nya utlandsförbindelser ökar möjligheterna till handel med omvärlden och bidrar på så sätt till försörjningssäkerheten. De utgör emellertid inte någon garanti mot att det aldrig uppstår effektbrist, i synnerhet inte när det är system med stora inslag av väderberoende elproduktion som kopplas samman. Det är t.ex. ofta lite vind i Danmark och norra Tyskland när det blåser lite i södra Sverige.

Ett sätt att uppskatta sannolikheten för effektbrist är att göra prognoser för effektbalansen. Det ger en indikation på Sveriges förmåga att klara den momentana elförsörjningen under vintern.

Svenska kraftnät lämnar årligen en kraftbalansrapport till regeringen. I rapporten utvärderas den gångna vintern och görs en prognos för energi- och effektläget under den kommande. Rapporteringen har begärts av regeringen allt sedan kärnkraftverket i Barsebäck stängdes. Syftet är att regeringen ska kunna bilda sig en uppfattning om hur Sverige ska klara elförsörjningen de kallaste dagarna under en kommande "normal" vinter respektive s.k. tioårsvinter.

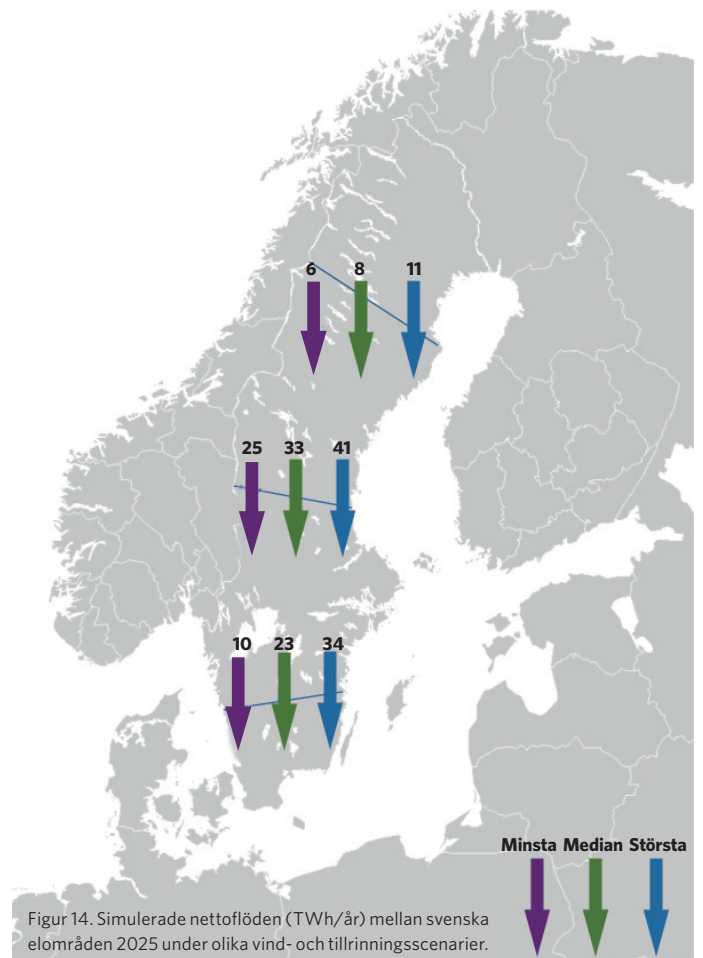
Eftersom all installerad effekt inte finns tillgänglig hela tiden gör Svenska kraftnät antaganden om vilken effekt som finns att tillgå. Här är skillnaderna stora mellan olika kraftslag.

Vindkraften är mycket volatil. Det gör att den effekt som levereras under timmen med den högsta förbrukningen varierar kraftigt. Det finns ingen objektiv sanning om vilken effekttillgänglighet som är den rätta. Men givet kraftbalansrapporternas yttersta syfte – att värdera hur vi ska klara de kallaste dagarna – så har det inte bedömts rimligt att använda ett medelvärde för vindkraftens produktion under en hel säsong.

Historiskt har Svenska kraftnät antagit att sex procent av den installerade effekten finns tillgänglig under 90 procent av tiden. Det tillgänglighetstalet är grundat i en utredning som en gång gjordes av plankommittén inom det dåvarande Nordel-samarbetet.

Inför kraftbalansrapporten 2013 gjorde Svenska kraftnät en ny värdering genom att studera vindkraftsproduktionens varaktighetskurvor under 2011 och 2012. Den energi som producerades under 90 procent av årets timmar motsvarade då sju procent av den installerade effekten. När effektreserven aktiverades under ett dygn var siffran knappt sex procent av installerad effekt, vilket sammantaget ledde till att verket inte fann skäl att frångå det gamla antagandet om sex procents tillgänglighet.

Hittills har tillgänglighetstalet beräknats efter vindkraftens produktion under hela året. Mer rättvisande bör dock



Figur 14. Simulerade nettoflöden (TWh/år) mellan svenska elområden 2025 under olika vind- och tillrinningsscenarier.

vara att bara se till de fyra vintermånader, som kraftbalansrapporterna avser. Eftersom det blåser mer på vintern än på sommarhalvåret har det föranlett en uppskrivning av tillgänglighetstalet.

I den kraftbalansrapport som Svenska kraftnät lämnade till regeringen i juni 2015 antogs därför att 11 procent av den installerade effekten finns tillgänglig. Detta nya tillgänglighetstal utgör medianvärdet av tionde percentilen för vindkraftens producerade effekt under de fem senaste vintersäsongerna (dvs. lägre värden förekommer under tio procent av tiden).

Inte heller antagandena för kärnkraftens tillgänglighet är självklara. I de senaste kraftbalansrapporterna har det varit i förväg känt att viss kärnkraftsproduktion skulle komma att vara avstängd under kommande vinter. Tillgängligheten har då beräknats utifrån denna kunskap jämte antagandet att övrig kärnkraft kommer att producera 90 procent av installerad effekt. I kraftbalansrapporterna 2013 och 2014 innebar detta ett antagande om totalt ca 84 procents tillgänglighet i kärnkraftverken. Om de äldsta blocken tas ur drift framstår ett antagande om 90 procents tillgänglighet för de återstående som rimligt.

Sammantaget leder detta, tillsammans med det nya antagandet om elva procents tillgänglighet i vindkraften, till att den prognostiserade effektbalansen försvagas med 1 700 MW till 2020 och med 7 000 MW till 2050.

Sverige har väl utbyggda handelsförbindelser med grannländerna. När det gäller effektfrågan är det dock viktigt att komma ihåg att förbindelserna inte är allt. Grannlandet måste även ha en överskottssituation som möjliggör export för att förbindelserna ska utnyttjas.

På elområdesnivå kommer SE1 och SE2 i norra Sverige att ha en fortsatt stark effektbalans. Däremot försämras effektbalansen i SE3 och SE4 när kärnkraft börjar avvecklas. Ny vindkraft tillför visserligen elenergi, men inte effekt i samma utsträckning och nödvändigtvis inte när den efterfrågas.

Energimyndigheten analyserar vart annat år energisystemets långsiktiga utveckling. Fyra alternativa scenarier redovisas för elsektorn. Utöver ett referensfall som bygger på nu kända förhållanden redovisas tre känslighetsfall (högre ekonomisk utveckling, högre fossilbränslepriser respektive lägre produktionskostnader för vindkraft).

I den senaste långtidsprognosen uppskattades att vindkraften 2020 kommer att producera 16 TWh, utom i scenariot med lägre produktionskostnad för vindkraften där produktionen i stället uppskattades till 19 TWh. Svenska kraftnäts antagna produktion om 23 TWh år 2020 skulle således innebära en ökning med ca 8 TWh jämfört med dagens nivå. Det motsvarar ytterligare 2 750 MW installerad effekt vid en nyttjandetid om 2 900 timmar per år.

Till 2050 kan större delen eller all kärnkraft förväntas vara tagen ur drift. Det innebär att en installerad effekt om i dag 9 385 MW försvinner. Vad vindkraften kan tänkas producera 2050 har vi idag ingen aning om. Men det finns förväntningar om att produktionen skulle kunna nå en storleksordning av 50 TWh, vilket i sådana fall skulle innebära en ökning med nästan 40 TWh jämfört med dagens nivå.

Teknikutvecklingen medför att vindkraftverken blir mer effektiva. Färre MW behöver då installeras för att nå en viss energiproduktion. Om nyttjandetiden kan öka med 20 procent – från 2 500 till 3 000 timmar per år – innebär det att nämnda 40 extra TWh skulle kunna produceras genom installation av ytterligare ca 13 000 MW vindkraft.

ENTSO har ambitionen att redovisa standardiserade effektbalansprognoser för samtliga medlemsstater. I dessa prognoser skiljer sig dock vissa antaganden och hur prognoserna presenteras från Svenska kraftnäts effektbalansprognoser.

Tabell 4 är hämtad från ENTSO:s effektbalansprognos för 2016 – 2025³¹. Den visar effektbalanserna i ett "best-estimate scenario". Balanserna gäller för tredje onsdagen i januari mellan klockan 18 och 19. Som tabellen visar förväntas den installerade produktionskapaciteten för vind- och biobränslebaserad kraft öka. Den tillgängliga kapaciteten ökar dock inte nämnvärt, eftersom vindkraften antas ha en tillgänglighet på nio procent i januari och sex procent på års-

TABELL 4. PROGNOSE FÖR EFFEKTBALANSEN I ETT "BEST ESTIMATE-SCENARIO" (GW)

	JANUARI 2016 KL. 19.00	JANUARI 2020 KL. 19.00	JANUARI 2025 KL. 19.00
Kärnkraft	9,1	6,9	6,9
Fossilbränslebaserad värmekraft och avfalls- eldad kraftvärme	5,5	5,5	5,5
Landbaserad vindkraft	5,8	8,0	9,9
Havsbaserad vindkraft	0,2	0,2	0,2
Solkraft	0,0	0,0	0,4
Biobränslebaserad kraftvärme	2,9	3,1	3,1
Vattenkraft	16,2	16,2	16,2
TOTAL PRODUKTIONS- KAPACITET	39,7	39,8	42,1
Otillgänglig kapacitet	9,8	10,5	12,6
Tillgänglig produktions- kapacitet	28,7	28,2	28,4
Last	22,2	22,8	23,1
Reserver i förbruknings- reduktion	0,3	0,8	0,0
"Remaining Capacity"	3,1	2,4	1,7
"Adequacy Reference Margin"	3,3	3,4	3,4
IMPORTKAPACITET	10,34	10,44	11,79
EXPORTKAPACITET	10,58	10,38	11,63

basis³². Det skiljer sig något från det värde som Svenska kraftnät numera använder i verkets årliga kraftbalansrapporter. Där antas elva procents tillgänglighet för vindkraften under vintermånaderna. Till 2020 antas i denna prognos att fyra av kärnkraftsblocken (O1, O2, R1 och R2) är tagna ur drift.

I ENTSO:s effektbalansprognoser³³ studerar man begreppen RC³⁴ och ARM³⁵. RC är den återstående kapaciteten efter det att förbrukningen dragits ifrån den tillgängliga kapaciteten och tillgänglig förbrukningsreduktion har adderats. ARM ska spegla den produktionskapacitet som bör vara tillgänglig för att garantera försörjningssäkerheten vid oförutsedda händelser i kombination med högre förbrukning. Om RC är större än ARM anses effektbalansen vara god.

Under hela denna tioårsperiod bedöms RC vara mindre än ARM under januari och februari. Det innebär att marginalerna för oförutsedda händelser är små. Bedömningen är dock att det finns tillräckligt med importkapacitet för att täcka behovet.

Utvecklingen av effektbalans och leveranssäkerhet illustreras av följande kartor från ENTSO. Länder markerade med

31. ENTSO-E Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) 2015.

32. Tillgänglighetssiffrorna tillhandahålls av ENTSO-E för att olika länder ska räkna med samma referenser.

33. <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>.

34. Remaining Capacity.

35. Adequacy Reference Margin.



Figur 15. Illustrationer av hur den europeiska effektbalansen bedöms förändras under den kommande tioårsperioden. Orange färg indikerar ett beroende av import under normala förhållanden. Källa ENTSO-E (fotnot 33).

orange har en situation där $RC < ARM$ dvs. de har antingen ett underskott under normalsituation eller kan få svårt att klara oväntade händelser utan stöd av import.

Samarbetet inom ENTSO syftar bland annat till att bygga ut överföringskapaciteten för att förbättra leveranssäkerheten. Trots det visar kartorna att effektbalansen försämras under de kommande tio åren. Den stora utbyggnaden av intermittent produktion är en bidragande orsak till detta förlopp.

6.3 Behovet av reglerkraft

När man betraktar effektbalansen i kraftsystemet är frekvensen densamma i det synkrona växelströmssystemet. Samma frekvensvariationer påverkar hela det synkrona systemet.

I kraftsystemet finns en naturlig tröghet mot frekvensändringar tack vare rörelseenergin hos synkront anslutna maskiner. Över 95 procent av den mekaniska rörelseenergin i kraftsystemet är koncentrerad till kraftverkens turbiner och generatorer. Rörelseenergin (svängmassan) är dock mycket liten jämfört med den energi som produceras i systemet.

En betydande påverkan på frekvensen sker även vid en måttlig obalans mellan produktionen i turbinerna och effektutmatningen från generatorerna. Om t.ex. generator-effekterna är en procent större än turbinpådragen kommer frekvensen att sjunka 0,1 Hertz på tre sekunder i det nordiska synkronsystemet.

Effektbalansen i ett kraftsystem är balansen mellan den samlade turbineffekten och den samlade uteffekten på generatorerna. Är dessa båda effekter lika kommer maskinerna att gå med konstant frekvens. I elnätet är i varje ögonblick utmatad elektrisk effekt från generatorerna lika med belastningen och förlusterna³⁶.

Hur kraftsystemets produktion ska köras vid en viss tidpunkt planeras utifrån prognoser för förbrukningen och all produktion. Eftersom en prognos är förknippad med osäkerhet behöver en viss andel av den samlade produktionen alltid reserveras och finnas tillgänglig för att kunna kompensera för eventuella prognosfel.

Det är dock inte bara prognosfel som kan ge upphov till obalanser mellan produktion och förbrukning. Även störningar – som ger upphov till exempelvis oförutsedd frånkoppling av produktion – kan ge upphov till obalanser som måste balanseras ut med hjälp av reserverad produktionskapacitet, s.k. reserver.

Två huvudsakliga typer av reserver förekommer, dels automatiska reserver som aktiveras automatiskt på frekvensavvikelse, dels reserver som aktiveras manuellt av operatörer i Svenska kraftnäts kontrollrum. De frekvensstyrda automatiska reserverna aktiveras i förhållande till momentan frekvensavvikelse från 50,0 Hertz och reserverna verkar för att återställa frekvensen till 50,0 Hertz.

De automatiska frekvensstyrda reserverna indelas i två delar. Den ena är den del som är avsedd att hantera normala obalanser som uppstår p.g.a. stokastiska variationer i förbrukning och väderberoende produktion – frekvensstyrd

36. Enligt Kirchhoffs strömlag är summan av strömmarna i en punkt noll.



FOTO: TOMAS ÅRLEBO

normaldriftsreserv (FCR-N). Den andra är den del som avser att hantera plötslig frångående av produktionsanläggningar eller HVDC-överföringar från angränsande system – frekvensstyrd störningsreserv (FCR-D).

För det nordiska kraftsystemet är kravet att det alltid ska finnas 600 MW automatisk frekvensstyrd normaldriftsreserv. Hur stor andel av den automatiska frekvensstyrda normaldriftsreserven som respektive land ska bidra med fastställs proportionellt mot den årliga elförbrukningen. Sveriges andel ligger i dagsläget på cirka 245 MW. Motsvarande krav för den automatiska frekvensstyrda störningsreserven är lika med storleken på det största infasade produktionsaggregatet minus 200 MW. Fördelningen mellan länderna sker i förhållande till största aggregatet per land. Sveriges andel är för närvarande ca 440 MW.

Efter en aktiviering av de automatiska, frekvensstyrda reserverna behöver de återställas. Detta sker genom manuell aktiviering av annan produktion – i första hand genom avrop av bud på reglerkraftmarknaden och i andra hand genom start av de gasturbiner som utgör den snabba störningsreserven. Den produktion som ska återställa de automatiska reserverna ska vara aktiverad inom 15 minuter från avrop. Kravet på Svenska kraftnät är att den snabba störningsreserven ska motsvara den största infasade produktionskällan, som mest cirka 1 450 MW (Oskarshamn 3).

Produktionsportföljerna i Sverige och Europa är under snabb förändring och trenden är fler mindre produktionsaggregat. Dessa är dessutom kraftigt distribuerade i systemen och ofta placerade i region- och lokalnät. Historiskt sett har osäkerheten i effektbalansen, förutom vid felfall, legat på förbrukningssidan. I takt med att väderberoende produktion har byggts ut, främst i form av vindkraft, har osäkerheten även ökat på produktionssidan.

Tillgängliga reglerresurser är kritiska för att på ett säkert och effektivt sätt kunna integrera stora volymer vindkraft. Analyser indikerar att det främst är behovet av manuella reglerresurser som ökar när andelen vindkraft ökar. En ökad möjlighet att använda förbrukning som reglerresurs kommer att spela en viktig roll när andelen icke planerbar produktion ökar.

Begränsad överföringskapacitet innebär en utmaning vid hög vindkraftsproduktion när reglerbud blir otillgängliga och produktionen avviker kraftigt från plan. Sådana situationer kan t.ex. uppstå i SE4, när överföringen norrifrån begränsas av snitt 4 och tillgängliga reglerbud är få i elområdet.

Genom att bygga ut överföringskapaciteten till grannländerna och bygga bort interna flaskhalsar, kan reglerresurserna användas mer flexibelt och göras tillgängliga även för mer avlägsna behov. Även en ökad möjlighet att utbyta kraft mellan angränsade elområden och länder skulle under-

lätta hanteringen av stora mängder vindkraft i Norden och norra Europa.

För att hantera stora volymer vindkraft är kontinuerliga uppdateringar av vindprognoser och central övervakning av vindkraftsproduktionen i realtid nödvändigt. Realtidsövervakning av vindkraftsproduktionen fordras bl.a. för att kunna verifiera vindprognoserna och för att övervaka obalanserna.

Det kan t.ex. vara svårt att med hög noggrannhet förutse när en väderfront når ett visst område men genom realtidsövervakning av faktisk produktion ges möjligheter att fortlöpande stämna av prognoserna mot utfallet. Noggranna och uppdaterade prognoser är av stor vikt för Svenska kraftnäts planering av kraftsystemets drift. De kan vara kritiska för att tillgängliggöra reglerresurser med längre starttid.

6.4 Smart grids

Smart grids är ett internationellt begrepp och samlingsnamn för en mängd olika applikationer inom elförsörjningen, såväl när det gäller produktion som inom överföring, distribution och användning. Det handlar om utrustningar, tillämpningar av nya regelverk och lösningar på problem som ny teknik ger möjlighet till.

Det är inte ett nytt nät som ska byggas och ersätta det befintliga, utan begreppet återspeglar de olika förväntningar

som finns på det framtida elsystemet. De sträcker sig från kundnära lösningar för mätare och intelligenta hushållsmaskiner till interkontinentala transmissionsnät som utnyttjar högre spänningsnivåer än dagens för att kunna överföra stora mängder förnybar elenergi.

Svenska kraftnät utvärderar kontinuerligt om ny teknik kan användas när åtgärder ska vidtas i stamnätet. Svenska kraftnäts syn på begreppet smart grids är att detta är det mest intelligenta, verkningsfulla och ekonomiska sättet att med hjälp av ny teknologi utveckla dagens elsystem för att möta de krav som ställs för en långsiktigt hållbar energiförsörjning. I ett stamnätsperspektiv handlar det om att använda ny teknik inom områden som balansreglering, överföringskapacitet, systemstabilisering, störningstålighet, störningshantering samt styrning och övervakning.

Exempel på ny teknik som är på väg in i transmissionsnäten är integrerade HVDC-system som kräver avancerade kontroll- och styrsystem för att interagera på ett optimalt sätt med växelströmsnätet. Svenska kraftnät installerar ett sådant system integrerat i SydVästlänken.

Ett annat exempel är det som går under benämningen WAMS (Wide Area Measurement System) som ger möjlighet att samla in stora mängder data för analys av händelser i kraftsystemet. I förlängningen ger det även möjligheter att utifrån dessa händelser styra komponenter för att förhindra störningar i elförsörjningen.

I de nya stationer som Svenska kraftnät nu bygger installeras Phasor Measurement Units (PMU). Det är fasvinkel-mätande enheter med noggrann tidsstämpling av informationen, som möjliggör sådana övervaknings- och styrsystem. Sedan tidigare har Svenska kraftnät utnyttjat systemvärn, som använder kommunikationssystemet för att koppla komponenter vid särskilda händelser för att antingen höja driftsäkerheten eller öka kapaciteten i kraftsystemet. På längre sikt kan energilager bli en användbar tillämpning även på transmissionsnivå. Idag är tekniken dock inte utvecklad för att klara tillräckligt stora energimängder.

Småskalig produktion (mindre än tio MW) måste bedömas i särskild ordning av den operativa balanstjänsten, eftersom den inte mäts eller ingår i de balansansvarigas produktionsplaner. Med ökade möjligheter för smart grids genom ny och förbättrad teknik och därtill lättnader i lagkraven på nätkoncessioner bedöms den småskaliga elproduktionen komma att öka. Det medför en ännu större utmaning för den operativa driften.

Ett sätt att öka möjligheterna att ha kontroll på den småskaliga produktionen och dessutom öka mängden reglerresurser vore att sänka dagens krav på tio MW per bud på reglerkraftmarknaden för SE1, SE2 och SE3 till fem MW. Det finns dock en del etableringshinder för de små aktörer som det är fråga om. Sålunda krävs det administration och system för att rapportera planer, bud, mätning etc. Sådana hinder på reglerkraftmarknaden bör kunna undanröjas med s.k. aggregatorer som samordnar den småskaliga produktionen till större enheter.



FOTO: TOMAS ÅRLEMO

7. INVESTERINGSPLANEN

Av de inledande kapitlen framgår att Svenska kraftnät i sin planering har att förhålla sig till en mycket komplex omvärld. Energi- och klimatpolitiken ger starka drivkrafter för omfattande investeringar i ny överföringskapacitet men det finns också stora behov av reinvesteringar i ett högspänningsnät, vilket är äldre i Sverige än i många andra länder.

De omgivningsfaktorer som påverkar nätplaneringen är dessutom snabbt föränderliga. Olika åtgärder som vidtas av producenter och nätägare i Sverige – men också i grannländerna – påverkar systemets flöden och förutsättningarna för Svenska kraftnäts investeringar. Härvidlag har Svenska kraftnät också ofta en reaktiv roll.

För att uppnå de politiska målen finns en stor enighet om att det krävs större investeringar i nätinfrastrukturen och en ökad sammankoppling mellan EU:s medlemsstater. Det skapar i sin tur behov av att analysera och identifiera nödvändiga åtgärder för att förstärka stamnätet där nya interna begränsningar då kan uppkomma.

Den svenska energipolitiken utövar förstärkt en stor påverkan. Elcertifikatsystemet har medfört en mycket snabb utbyggnad av förnybar elproduktion, som måste kunna överföras till kunderna. Nya anslutningspunkter behöver byggas och kapacitetshöjande åtgärder vidtas.

En snabbt ökande andel väderberoende elproduktion leder – tillsammans med successiv utfasning av planerbar elproduktion i bl.a. våra kärnkraftverk – till en rad systemmässiga utmaningar. Även dessa utmaningar kommer till del att behöva mötas med olika typer av investeringar i stamnätets anläggningar.

I detta kapitel redovisas de investeringar som i dag bedöms komma att bli aktuella och dra resurser under tioårsperioden 2016 – 2025. De projekt som redovisas i planen utgör dagens bästa bedömning. Nya projekt kommer successivt att tillkomma medan andra utgår eller justeras i tid och omfattning. Det är en ofrånkomlig följd av de många parametrar som påverkar förutsättningarna och drivkrafterna för investeringsverksamheten.

Det pågår också ett ständigt utvecklingsarbete kring de förutsättningar som ligger till grund för investeringsplanens antaganden om avbrottsmöjligheter, resursåtgång m.m. Generellt gäller att ju närmare ett projekt är att tas i drift dvs. ju längre det har kommit i genomförandeprocessen, desto säkrare är de uppgifter som anges i planen.

Investeringarna redovisas per elområde och indelade efter de tre kategorierna pågående, planerade och under övervägande.

Pågående projekt

Ett projekt klassas som pågående när Svenska kraftnäts styrelse har fattat beslut om att genomföra investeringen. Pågående projekt befinner sig i olika faser. Dessa faser följer samma ordning i alla projekt. Ett projekt som ligger i en senare fas har följaktligen genomgått de tidigare faserna. Faserna är:

Beslutat: Beslut har fattats, antingen om att inleda förprojekttering (inriktningsbeslut) eller om att genomföra projektet (investeringsbeslut).

Koncession: Arbete med att söka koncession pågår.

Upphandling: Projektet har fått koncession och arbete pågår med upphandling av entreprenader.

Byggskede: Projektet har upphandlats och byggande pågår.

Många pågående projekt behöver inte ny koncession och då finns den fasen följaktligen inte med. Pågående projekt kan i undantagsfall komma att utgå men normalt handlar justeringar i sådana projekt vanligen om ändringar i tidplaner eller kostnadsuppskattningar, ofta till följd av omprioriteringar, förseningar eller förbättrad information om kostnaderna.

Planerade projekt

Ett projekt klassas som planerat när det befinner sig mellan utredning och beslut. Här görs fördjupade tekniska förstudier för att ge bättre underlag för tidplaner och kostnadsbedömningar. I projekt med externa parter pågår arbete med att upprätta olika avtal.

Det förekommer att planerade projekt inte realiserar som tänkt. Det gäller oftast projekt som har sin drivkraft i anslutning av externa parter. I dessa fall styr inte Svenska kraftnät över hela beslutsprocessen, utan genomförandet kan i slutändan bero på om t.ex. en vindkraftsexploator får finansiering till sitt projekt och kan teckna anslutningsavtal med Svenska kraftnät.



FOTO: TOMAS ÅRELMO

Under övervägande

Ett projekt klassas som under övervägande när det fortfarande pågår utredning om förutsättningarna för att en investering ska genomföras. Här finns också projekt där utredning ännu inte påbörjats men där det har identifierats ett tydligt behov av att påbörja åtgärder under tioårsperioden. De flesta gäller reinvesteringar i anläggningar där den tekniska livslängden bedöms bli uppnådd under tioårsperioden. Som exempel kan också nämnas de anslutningar av vindkraft som ligger i planens borte tidsspann och där det ännu inte finns konkreta anslutningsförfrågningar.

Svenska kraftnät förutsätter att det kommer att genomföras ett antal sådana projekt även bortom den planeringshorisont på tre till fyra år som dessa projekt normalt har. Inom gruppen "under övervägande" finns den största osäkerheten kring om och när projekten kommer att genomföras.

I många fall är framtida anslutningsbehov inte konkretiserade, vilket gör att specifika stationsprojekt ännu inte har kunnat identifieras. De är i stället inlagda i planen med ett visst antal stationer per elområde. Antalet baseras på den mängd förnybar elproduktion som planeras inom respektive elområde. De ska alltså ses som en förväntad volym av projekt. De kommer med all sannolikhet att ändras vad avser tid, omfattning och lokalisering. Och om anslutning kan ske till befintliga stamnätsstationer kan det i stället bli fråga om framtida förnyelse av dem. Kostnadsuppskattningar och tidplaner är schabloniserade.

Förklaring till tabellerna

Tabellerna för respektive elområde och fas innehåller följande information:

Nr: Löpnummer som visas i kartbilden för respektive elområde.

Fas: Faserna Beslutat, Koncession, Upphandling och Byggskede enligt beskrivningen ovan. Detta gäller för pågående projekt.

Förstudiestart: Datum för beslut om en teknisk förstudie som mer utförligt beskriver investeringens omfattning och sätter ramarna för genomförandet.

Beslutsdatum: Bedömt datum för beslut om att genomföra investeringen.

Drifttagning: Planerad tidpunkt för att ta anläggningen i drift. Om detta sker i etapper anger datumet tidpunkten för den sista drifttagningen.

Kostnad: Den uppskattade kostnaden för investeringen. Osäkerheten i uppskattningen är större i tidigare projektskeden.

Drivkraft: Projektets främsta drivkraft (jfr kap 4).

7.1 Elområde Luleå (SE1)

7.1.1 Om SE1

Elområde SE1 omfattar Norrbottens och en del av Västerbottens län. SE1 är gles befolkat. De större städerna Kalix, Haparanda, Luleå, Piteå och Skellefteå svarar för merparten av elområdets förbrukning. Förbrukningen är också hög i Kiruna kommun, där en stor del av gruvnäringen är lokaliserad.

Snitt 1 utgör områdets södra gräns mot elområde Sundsvall (SE2). Snitt 1 går från kusten mellan Skellefteå och Umeå vidare mot nordväst, för att längre inåt landet följa länsgränsen mellan Norrbotten och Västerbotten fram till norska gränsen. Snitt 1 utgörs av fyra 400 kV-ledningar. Maximal överföringskapacitet i snittet är 3 300 MW.

Utöver 400 kV-nätet finns det i SE1 även ett 130 kV-nät längs Lule älv. Det nätet går parallellt med stamnätet tvärs över Sverige från den norska till den finska gränsen.

Från SE1 utgår idag fyra utlandsförbindelser. Det är två 400 kV-ledningar och en 220 kV-ledning till Finland samt en 400 kV-ledning till Norge. Under 2016 kommer 220-kV ledningen till Finland att avvecklas.

Som framgår av Tabell 5 kommer elproduktionen i SE1 till största delen från vattenkraft. De största kraftverken ligger i Lule älv och Skellefte älv. Områdets installerade effekt i vattenkraftverk är knappt 5 200 MW och deras produktion uppgår under ett normalår till ca 19 TWh. Den installerade effekten vindkraft i SE1 är knappt 500 MW.

Områdets effekt- och energibalans är god och SE1 har stora överskott (Tabell 5). Under 2014 uppgick elenergi-

överskottet till 10 TWh. Överskottet överförs huvudsakligen via stamnätet söderut till förbrukningscentra i södra Sverige och exporteras till Finland.

Detta behov av nord-sydlig överföring återspeglas mycket tydligt i stamnätets struktur. Mot slutet av tioårsperioden förväntas områdets energiöverskott öka något, som en följd av tillkommande vindkraft. Det förväntas också ske en viss förändring av energiflödet. Jämfört med dagens situation förväntas överskottet i högre grad gå söderut i Sverige än till utlandet.

Det framtida behovet av åtgärder i SE1 är starkt kopplat till den ökande mängd förnybar elproduktion som förväntas i norra Sverige, Norge och Finland. Detta leder till dels ett ökat behov av överföring av det allt större överskottet i SE1, dels ett högre utnyttjande av den reglerförmåga som finns i områdets vattenkraft. Svenska kraftnät har i dag förfrågningar om anslutning av mer än 5 000 MW vindkraft i SE1.

På sikt behöver Svenska kraftnät förnya ledningarna i området. I SE1 finns flera ledningar som är äldre än 50 år och där det föreligger behov av upprustning.

Sju ledningssträckor i 400 kV-nätet är planerade att rustas upp och byte av topplinor planeras på minst fyra ledningar. Under tioårsperioden ska upprustningen påbörjas på 100 mil av 400 kV-ledningarna i SE1.

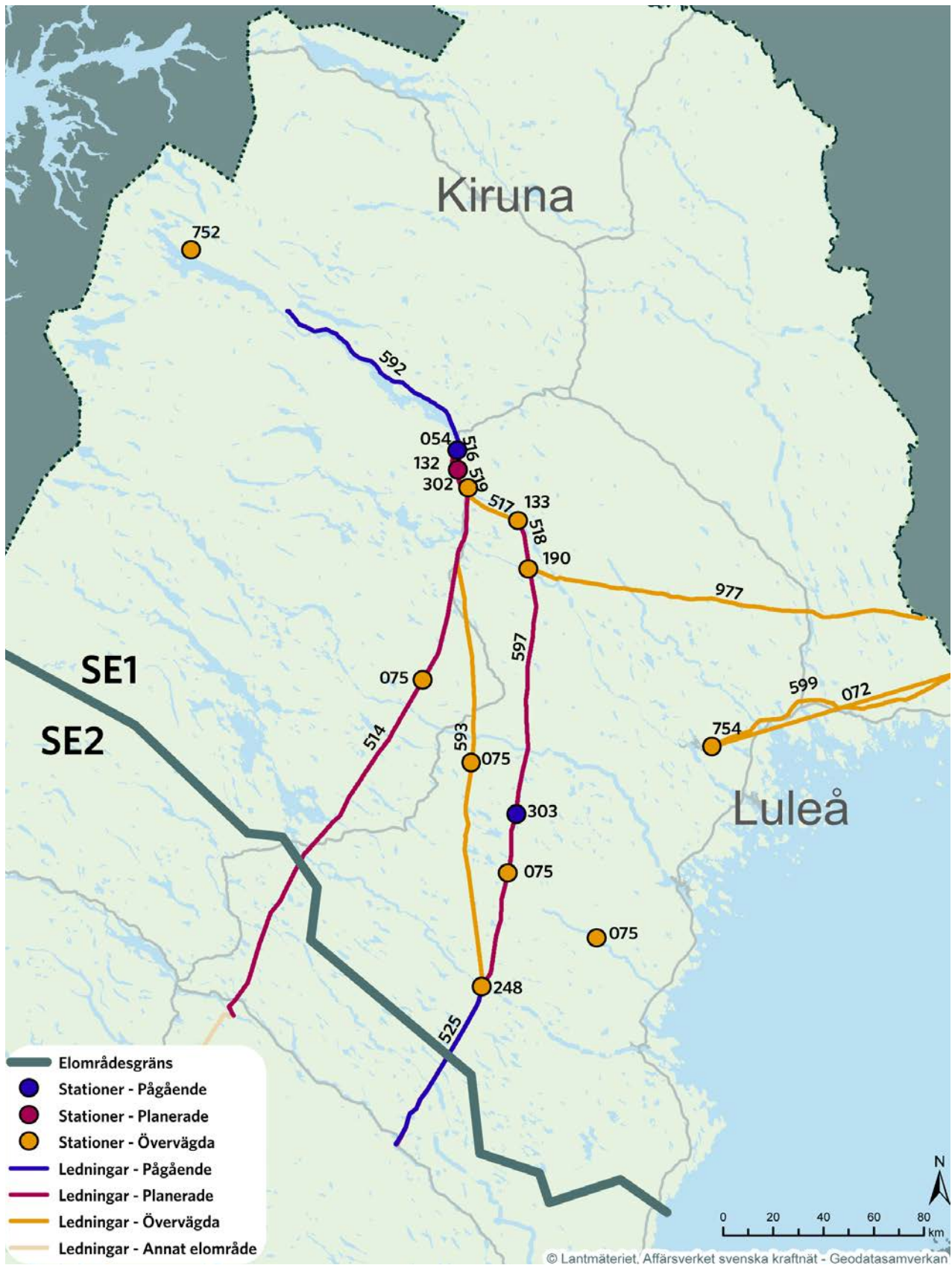
De reinvesteringar som planeras i områdets stationsanläggningar handlar framför allt om förnyelse av åtta stationer. Utöver dem planeras också ett stort antal byten av enskilda komponenter i primärutrustningar och kontrollanläggningar.

TABELL 5. EFFEKT- OCH ENERGISITUATIONEN I SE1 2014 OCH 2025

KRAFTSLAG	PRODUKTION 2014 (TWh)	PRODUKTION 2025 (TWh)	INSTALLERAD EFFEKT 2014 (MW)	INSTALLERAD EFFEKT 2025 (MW)
Vattenkraft	18	20	5 200	5 200
Kärnkraft	0	0	0	0
Vindkraft	1	3	500	1 300
Kraftvärme	1	1	300	300
Solkraft	i.u	0	i.u	0
Kondenskraft och gasturbiner	0	0	0	0
TOTAL PRODUKTION	20	24		
Förbrukning	-10	-11		
BALANS	10	13		

Tabell 5. Effekt- och energisituationen i SE1 2014 och 2025. Siffrorna för installerad effekt 2014 är avrundade och härrör från Elåret 2014, Svensk Energi. De har fördelats på elområden baserat på Svenska kraftnäts mätvärden. Värdena för 2025 är Svenska kraftnäts antaganden.

7.1.2 Projektöversikt SE1



Figur 16. SE1 - Alla projekt.

7.1.3 Pågående och planerade

Dagens 220 kV-ledning mellan Ossauskoski i Finland och Kalix kommer att avvecklas under 2016. Ledningen försörjer idag Kalix, vilket medför att det behövs en ny matningspunkt till Kalix. Detta har lösts genom att en ny stamnätsstation, Djuptjärn, togs i drift under 2015 på 400-kV-ledningen mellan Svartbyn och Keminmaa för att ansluta till 130-kV nätet vid Kalix.

Svenska kraftnät har byggt en ny 400 kV-station, Råbäcken, på ledningen mellan Svartbyn och Stornorrfors. Det har gjorts för att möjliggöra anslutning av den första etappen i det stora vindkraftprojektet Markbygden. Nu planeras för nästa etapp i Markbygden om 1 300 MW, vilket innebär att

ytterligare en stamnätsstation, Trolltjärn, kommer att byggas på 400 kV-ledningen mellan Letsi och Betåsen. Även vissa ledningsåtgärder övervägs för Markbygden.

Det finns en pågående stationsförnyelse i SE1. Stationen Porjus ersätts med en ny i ett nytt läge en bit ifrån den ursprungliga stationen och har getts namnet Porjusberget. Därutöver planeras en stationsförnyelse i Harsprånget.

I samband med stationsförnyelsen Porjusberget används planerade avbrott för att göra arbeten på ledningar i området. Det är åtgärder som medför ökad drift- och person-säkerhet. Andra stora åtgärder i SE1 är att förnya optoförbindelserna för att säkra kommunikationen mellan stationerna.

PÅGÅENDE PROJEKT SE1

NR	PROJEKT	FAS	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
	Kalix-Ossauskoski AL9 avveckling 220 kV-ledning	Beslutat	2016		Anslutning produktion & nät
303	Trolltjärn ny 400 kV-station anslutning UL6 S3-7	Beslutat	2018	100	Anslutning produktion & nät
054	Porjus PK1 stationsförnyelse - Porjusberget	Upphandling	2018	180	Reinvestering
592	Porjus-Vietas UL24 S2-3 statusåtgärder	Beslutat	2018	5	Reinvestering
525	Vargfors-Tuggen UL7 S1 statusåtgärder	Beslutat	2018	10	Reinvestering

PLANERADE PROJEKT SE1

NR	PROJEKT	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
516	Harsprånget-Porjus UL24 S1 opto	1/2016	2018	10	Reinvestering
597	Letsi-Betåsen UL6 S3-7 statusåtgärder	1/2016	2018	40	Reinvestering
132	Harsprånget PK2 stationsförnyelse	2/2016	2019	120	Reinvestering
519	Harsprånget-Ligga UL27 opto	1/2016	2019	5	Reinvestering
514	Porjus-Grundfors UL1 S1-3 opto & statusåtgärder	1/2016	2020	80	Reinvestering
518	Messaure-Letsi UL6 S2 opto	1/2016	2021	10	Reinvestering

7.1.4 Under övervägande

Flera stationsprojekt övervägs dels för anslutning av vindkraft, dels av kapacitetsskäl. Ytterligare två stationer är tänkta att börja byggas under tioårsperioden för anslutning av ny produktion eller nät. Hit hör en tredje etapp i vindkraftsparken Markbygden.

Planeringen för statushöjande åtgärder på fyra ledningar är så långt framskridna att tekniska förstudier kan inledas under de närmaste åren. Förstudier är tänkta att göras för tre stationsförnyelser de närmaste åren och ytterligare tre några år in på 2020-talet. De avser Ritsem, Letsi, Ligga, Svartbyn, Vargfors och Messaure.

Kapaciteten mellan Sverige och Finland

I enlighet med vad som förutskickades i Perspektivplan 2025

analyserar Svenska kraftnät och Fingrid nu gemensamt förutsättningarna för en tredje 400 kV-ledning mellan Sverige och Finland. Behovet är avhängigt produktions- och nätutvecklingen i de två länderna.

I Perspektivplan 2025 motiverades ledningen främst av ökad försörjningssäkerhet på den finska sidan, ökade möjligheter att utnyttja reglerresurser på båda sidor om gränsen samt behovet att upprätthålla tillräckligt stor överföringskapacitet för att kunna bibehålla spänningsstabiliteten vid ett bortfall av den kommande nya kärnkraftsreaktorn i Olkiluoto.

Därefter har situationen i Finland förändrats. Olkiluoto 3 har försenats med många år, importen från Ryssland har upphört och ca 1 000 MW kondensproduktion har lagts ned. Detta har under det senaste året medfört att det finska elpriset varit klart högre än elpriset i övriga nordiska länder. En förbättrad marknadsintegration skulle utjämna elpriserna mellan

Finland och övriga Norden och det synes idag vara den starkaste drivkraften för den nya ledningen.

Behovet av en ny ledning påverkas även av att ny kärnkraft nu planeras i Pyhäjoki i norra Finland. Även de åtgärder som vidtas i Finland för att reducera överföringsbegränsningar i det finska snittet P1 påverkar nyttan av en ny ledning.

I dag skulle en ny ledning användas främst för flöden från Sverige till Finland. En investering som ska nyttiggöras under flera decennier måste dock ge nordisk nytta även i andra driftsituationer. Slutsatsen från Perspektivplan 2025 att de svenska interna snitten kan behöva förstärkas innan en ny ledning till Finland tas i drift ligger därför i huvudsak fast.

Den tredje AC-ledningen har länge varit ett önskemål från Fingrid och den har på finskt initiativ omnämnts i flera olika plandokument. Det bör dock understrykas att ledningen aldrig har ingått som ett "skarpt" projekt i någon närtid investeringsplan.

När resultaten av den svensk-finska analysen föreligger kommer Svenska kraftnät att inleda sin förstudie. Det beräknas ske under 2016. Om en tredje AC-ledning därefter beslutas bedöms – givet tillståndprocesserna – att den kan tas i drift tidigast 2025.

Kapaciteten i snitt 1

I Perspektivplan 2025 bedömdes att ett kostnadseffektivt sätt att öka kapaciteten i snitt 1 var att seriekompensera snittets fyra 400 kV-ledningar. Detta har nu utretts närmare. Därvid har seriekompensering i snitt 1 analyserats tillsammans med shuntkompensering i snitt 2, uppgradering av befintlig seriekompensering i snitt 2, interna förstärkningar i SE2 och en ny ledning över snitt 2.

Dessa nätanalyser ger vid handen att en seriekompensering av snitt 1 kan öka kapaciteten med drygt en tredjedel av dagens kapacitet – från 3 300 till 4 500 MW – men att det ändå är tveksamt om nyttovärdena är tillräckliga för att nu motivera investeringen.

Analyserna indikerar i stället att det är åtgärderna i snitt 2 som bör prioriteras (se vidare avsnitt 7.2.4). En seriekompensering av snitt 1 kan dock ge viss positiv effekt på kapaciteten i snitt 2. Detta kommer att utvärderas gentemot de alternativa kapacitetsåtgärderna för snitt 2.

Sammanfattningsvis får ett närmare ställningstagande till seriekompenseringsåtgärder i snitt 1 i vart fall anstå till dess att Finlandsstudien är klar under andra halvåret 2016.

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE1

NR	PROJEKT	FÖRSTUDIESTART	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
075	Seriekompensering snitt 1	1/2017	1/2018	2020-2025	600	Marknadsintegration
	Markbygden etapp 3	1/2016	1/2017	2024	370	Anslutning produktion & nät
072	Finland 3:e AC-ledning	2/2016	1/2018	2025-2028	850	Marknadsintegration
	Nya vindkraftanslutningar 2020-2028 SE1	löpande	löpande	2020-2028	160	Anslutning produktion & nät
752	Ritsem PK51 stationsförnyelse	1/2016	1/2017	2020	85	Reinvestering
190	Letsi PK46 stationsförnyelse	1/2017	1/2018	2021	125	Reinvestering
302	Ligga PK3 stationsförnyelse	1/2017	1/2018	2021	120	Reinvestering
517	Ligga-Messaure UL6 S1 opto	2/2017	1/2018	2021	5	Reinvestering
599	Svartbyn-Finska gränsen UL21 statusåtg.	2/2017	1/2018	2022	5	Reinvestering
754	Svartbyn UT42 stationsförnyelse	2021	2022	2025	105	Reinvestering
977	Letsi-Finska gränsen UL8 S1-4 statusåtg	2023	2024	2026	10	Reinvestering
248	Vargfors NK25 stationsförnyelse	2023	2024	2027	170	Reinvestering
133	Messaure PK4 stationsförnyelse	2024	2025	2028	135	Reinvestering
593	Ligga-Vargfors UL25 statusåtgärder	2024	2025	2028	25	Reinvestering

7.2 Elområde Sundsvall (SE2)

7.2.1 Om SE2

Elområde SE2 omfattar en del av Dalarnas län samt Västerbottens, Västernorrlands, Jämtlands och Gävleborgs län. Liksom i SE1 ligger många stora förbrukningscentra efter kusten. Hit hör Umeå, Örnsköldsvik, Härnösand och Sundsvall. Därtill finns städerna Östersund och Sollefteå i inlandet.

Snitt 2 utgör gränsen söderut mot elområde Stockholm (SE3). Snitt 2 går längs en linje från Gävle mot nordväst genom norra Dalarna. Snitt 2 består av åtta seriekompenserade 400 kV-ledningar och tre 220 kV-ledningar. Den maximala överföringskapaciteten i snittet är 7 300 MW.

Från SE2 utgår två utlandsförbindelser till Norge. Den ena är en 400 kV-ledning från Järpströmmen i trakten av Åre till Nea och den andra en äldre 220 kV-förbindelse från Ajaure i Västerbotten till Nedre Rössåga.

I SE2 finns ett utbrett 220 kV-nät som byggts för att överföra el från vattenkraften i mellersta Norrlands älvar till regionala förbrukningsområden och transformeringspunkter mot det överliggande 400 kV-nätet. Därtill finns lokala regionnät på 130 kV och 70 kV parallellt med stamnätet. De är till stor del anslutna till 220 kV-stationer.

Som framgår av Tabell 6 kommer elproduktionen i SE2 till största delen från vattenkraft. Stora kraftverk finns i Ume älv, Ångermanälven och Indalsälven. Den installerade effekten i vattenkraftverken är ca 8 000 MW och produktionen uppgår under ett normalår till ca 36 TWh. Den installerade effekten vindkraft är knappt 1 500 MW.

Områdets effekt- och energibalans är god och SE2 har stora överskott (se Tabell 6). Under 2014 uppgick elenergiöverskottet till 21 TWh. Överskottet från området överförs huvudsakligen via stamnätet söderut till förbrukningscentra i södra Sverige. Därför har 400 kV-nätet även i SE2 en mycket tydlig nord-sydlig struktur. Även SE2 väntas få ett ökande energiöverskott fram till 2025. Det nord-sydliga flödet kommer att öka genom dels det överskott som överförs från SE1, dels mer vindkraftsproduktion i SE2. Huvuddelen av över-

skottet förs söderut över snitt 2 till SE3.

Behovet av nyinvesteringar i SE2 är starkt kopplat till den mycket stora mängd förnybar elproduktion som väntas tillkomma i området. I dag finns förfrågningar om anslutning av ca 12 000 MW ny vindkraft i SE2. Den produktionsökning som sker kommer att belasta både överföringen på 400 kV-nätet söderut mot SE3 och det relativt svaga 220 kV-nätet som idag samlar upp elproduktionen från vattenkraften. Det senare nätet är hårt belastat och har tidvis även problem med höga spänningar. Det får till följd att delar av 220 kV-nätet saknar ledig kapacitet för nya anslutningar. Redan idag förekommer mothandel i driftsituationer med stort produktionsöverskott för att förhindra att ledningsnätet överbelastas.

Det är således angeläget att bygga nya transformeringspunkter för att öka möjligheterna att ansluta mer vindkraft till 220 kV-nätet. Kapaciteten för överföring söderut genom snitt 2 måste också ökas.

Eftersom det finns stora mängder vattenkraft i området kommer också variationerna i flödet att öka när vattenkraftens reglerförmåga i ökad utsträckning måste ianspråktagas för att jämna ut den väderberoende elproduktionen. På sikt måste 400 kV-ledningarna i området successivt förnyas och i 220 kV-nätet finns redan idag ett sådant behov.

I SE2 finns flera ledningar som har passerat en ålder av 70 år. En upprustning av den första av de åtta 400 kV-ledningarna över snitt 2 ska som framgår av avsnitt 7.2.5 inledas så snart som möjligt. För övriga ledningar kan en förnyelse påbörjas först mot slutet av planperioden.

Det planeras vidare upprustningsåtgärder på ett tiotal ledningssträckor i 400 kV-nätet och på ett 30-tal ledningssträckor i 220 kV-nätet. Förutom upprustning planeras byte av topplinor alternativt optoförbindelser på ett tiotal ledningar. Totalt planeras upprustningsåtgärder på ca 340 mil av ledningsnätet i SE2.

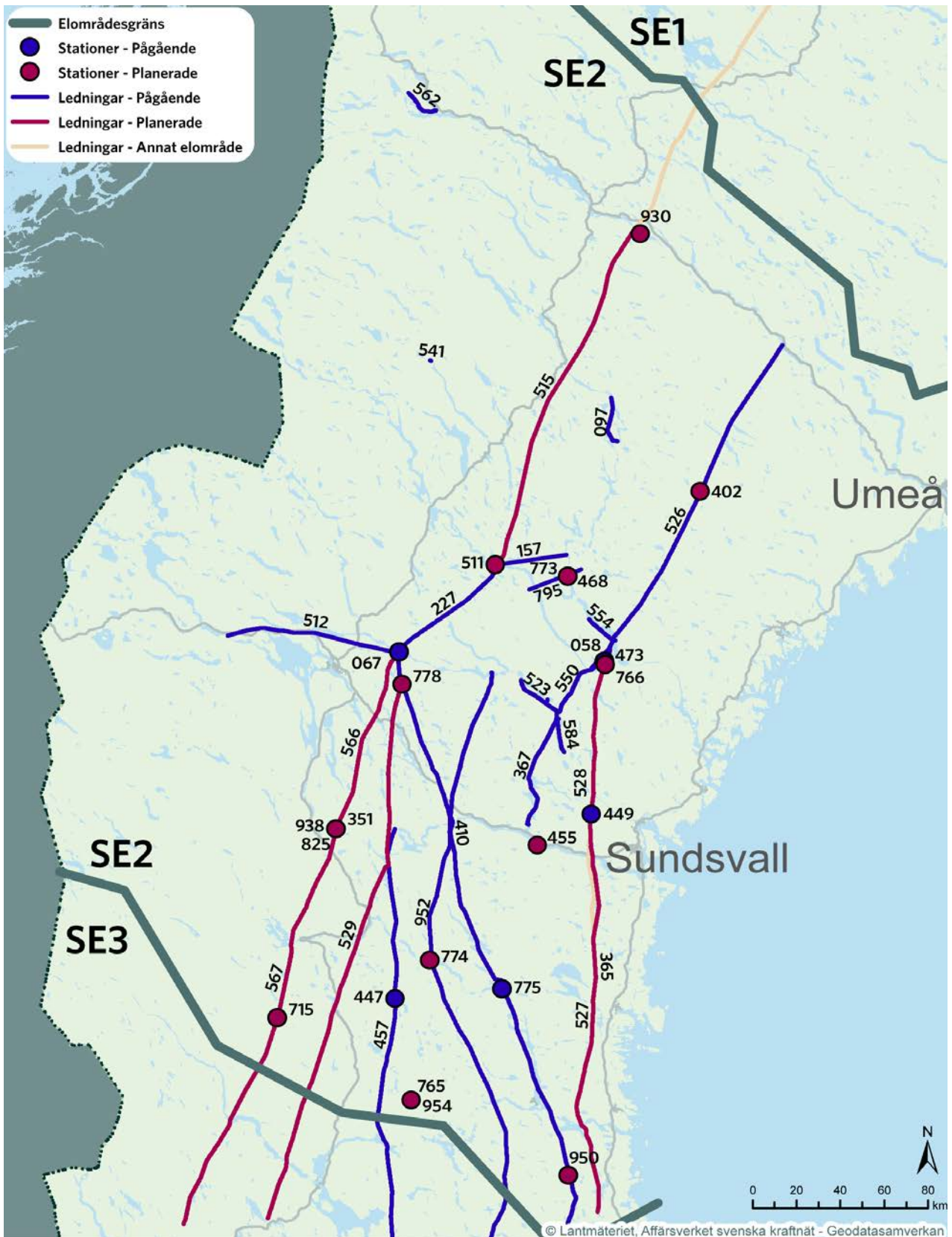
De reinvesteringar som planeras i områdets stationsanläggningar handlar framför allt om förnyelse av tjugotalet gamla stationer. Utöver dem planeras också ett stort antal byten av enskilda komponenter i primärutrustningar och kontrollanläggningar.

TABELL 6. EFFEKT OCH ENERGISITUATIONEN I SE2 2014 OCH 2025.

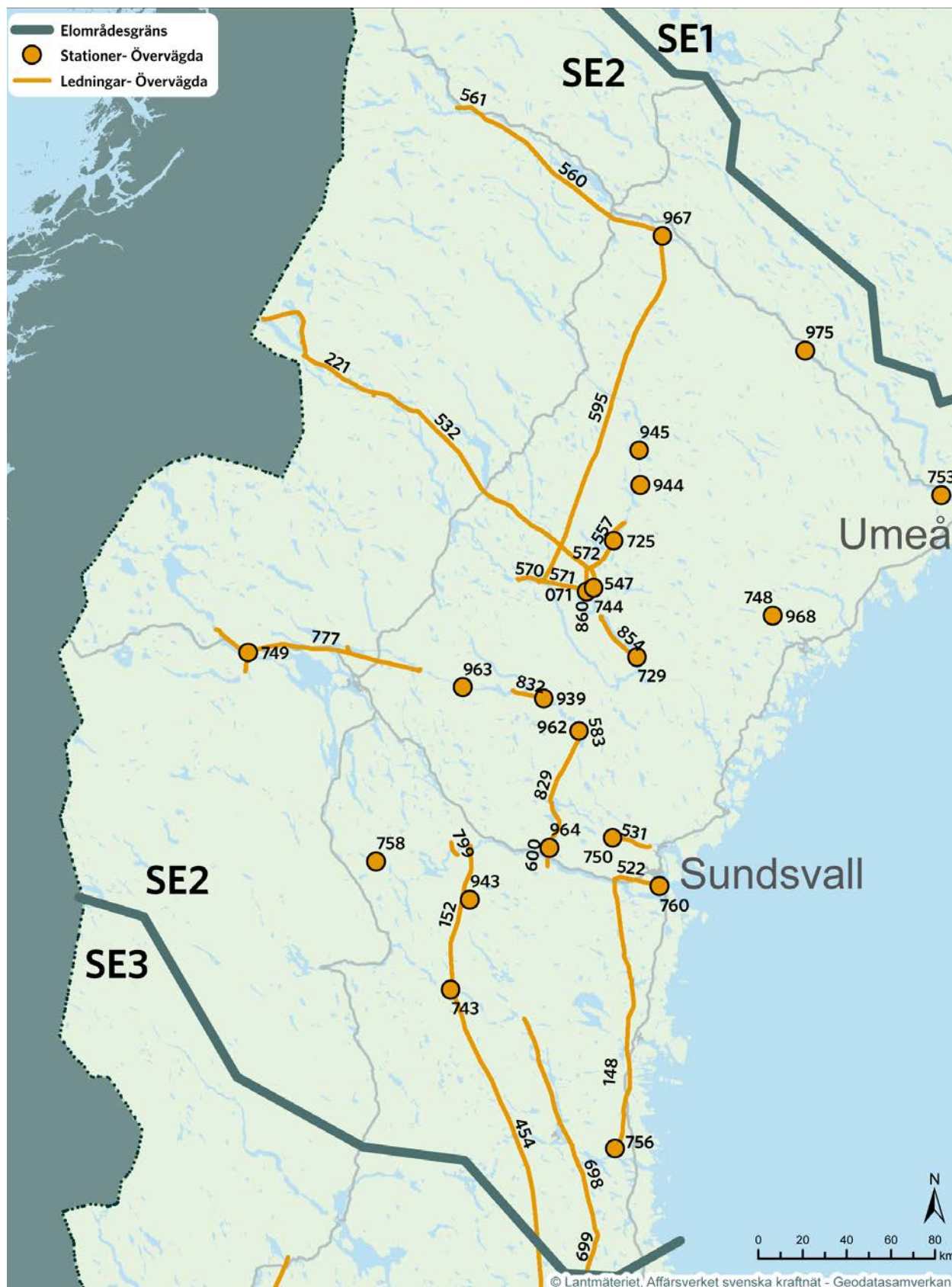
KRAFTSLAG	PRODUKTION 2014 (TWh)	PRODUKTION 2025 (TWh)	INSTALLERAD EFFEKT 2014 (MW)	INSTALLERAD EFFEKT 2025 (MW)
Vattenkraft	33,5	37	8 000	8 000
Kärnkraft	0	0	0	0
Vindkraft	2,5	9	1 450	4 100
Kraftvärme	2	2	600	700
Solkraft	i.u.	0	i.u.	0
Kondenskraft och gasturbiner	0	0	0	0
TOTAL PRODUKTION	38	48		
Förbrukning	-17	-18		
BALANS	21	30		

Tabell 6. Effekt- och energisituationen i SE2 2014 och 2025. Siffrorna för installerad effekt 2014 är avrundade och härrör från Elåret 2014, Svensk Energi. De har fördelats på elområden baserat på Svenska kraftnäts mätvärden. Värdena för 2025 är Svenska kraftnäts antaganden.

7.2.2 Projektöversikt SE2



Figur 17. SE2 - Pågående och planerade projekt.



Figur 18. SE2 - Projekt under övervägande.

7.2.3 Pågående och planerade

En ny station Torpberget ska samla ihop delar av den vindkraft som planeras i SE2. Stationen ska byggas på ledningen mellan Storfinnforsen och Lindbacka i Gävleborgs län.

En ny systemtransformering mellan 220 kV- och 400 kV-näten kommer att byggas i Hjälda i Västernorrland. I projektet ingår även att bygga en ny 220 kV-station, Helgum, som ansluts till nätet via en ny ledning. Detta görs för att avlasta dagens hårt belastade 220 kV-nät och möjliggöra anslutning av ytterligare produktion där.

En ny ledning byggs mellan Storfinnforsen och Långbjörn. Den är nödvändig för att öka driftsäkerheten och säkerställa att produktion inte blir instängd vid ett enkelfel i stamnätet. Idag är ledningen Långbjörn - Kilforsen den enda 400 kV-ledning som är ansluten till Långbjörn. Det gör att avbrott medför begränsningar i produktionen för berörda anläggningar. Vid fel på ledningen sker idag automatisk fränkoppling

av produktionsanläggningar för att upprätthålla driftsäkerheten.

Även den 62 km långa ledningen mellan Storfinnforsen och Midskog förnyas. Sträckan är en del av den mer än 60 år gamla Harsprångsledningen som går ner till Hallsberg.

Idag måste vindkraftsproduktionen kring Storfinnforsen begränsas vid underhåll och fel i nätet för att undvika överlast på ledningen. Med fortsatt vindkraftsutbyggnad i SE1 och SE2 kommer produktion att stängas in även vid normal drift. Därför ska ledningens kapacitet höjas i samband med förnyelsen.

Vid stationsförnyelser används planerade avbrott även för att åtgärda ledningar som ansluts till stationerna i syfte att bl.a. höja drift- och personsäkerheten.

SE2 är det elområde som har störst antal förfrågningar och ansökningar om anslutning av vindkraft till stamnätet. Den totala effekten i förfrågningar hos Svenska kraftnät uppgår till mer än 12 000 MW. Många av ansökningarna är av den

PÅGÅENDE PROJEKT SE2

NR	PROJEKT	FAS	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
938	Rätan CT269 nytt systemvärn	Beslutat	2016	5	Anslutning produktion & nät
468	Betåsen ny transformator	Byggskede	2016	50	Anslutning produktion & nät
	PFK Ångermanälven	Beslutat	2016	10	Anslutning produktion & nät
775	Ljusdal RT22 anslutning vindkraft	Beslutat	2016	5	Anslutning produktion & nät
058	Hjälda-området - ny 400/220 kV-transf - stationsåtgärder	Koncession	2018	85	Anslutning produktion & nät
473	Hjälda-området ny 400/220 kV-transf - ledningsåtgärder	Beslutat	2018	70	Anslutning produktion & nät
447	Torpberget ny 400 kV-station anslutning CL22 S1-2	Beslutat	2017	75	Anslutning produktion & nät
227	Storfinnforsen-Midskog förnyelse 400 kV-ledning	Upphandling	2018	450	Anslutning produktion & nät
449	Nysäter CT32 anslutning vindkraft	Beslutat	2018	10	Anslutning produktion & nät
157	Långbjörn-Storfinnforsen ny 400 kV-ledning	Koncession	2020	340	Anslutning produktion & nät
097	Stenkullafors-Åsele opto	Byggskede	2016	25	Reinvestering
795	Kilforsen-Betåsen-Lasele opto	Upphandling	2016	5	Reinvestering
365	Nysäter-Vittersjö CL3 S2 topplinebyte	Beslutat	2016	5	Reinvestering
550	Stadsforsen-Hjälda kraftstation AL4 statusåtgärder	Beslutat	2018	15	Reinvestering
551	Stadsforsen-Forsse AL5 S1, S2-3, S8 statusåtgärder	Beslutat	2018	10	Reinvestering
457	Linåsen-Djurmo CL22 S1-2 topplinebyte	Beslutat	2016	50	Reinvestering
512	Midskog-Mörsil KL8 S1, S2 statusåtgärder	Beslutat	2017	5	Reinvestering
523	Hammarforsen-avgr. Svarthålsforsen RL3 S1-2 S9 statusåtg.	Beslutat	2017	5	Reinvestering
541	Korsselbränna avgr AL2 S9 statusåtgärder	Beslutat	2017	5	Reinvestering
554	Moforsen avgr-Forsmo AL6 S1 statusåtgärder	Beslutat	2017	10	Reinvestering
562	Ajaure-avgr Gejmån AL7 S3 statusåtgärder	Beslutat	2017	5	Reinvestering
584	Hölleforsen-avgr Järkvissle RL8 S2 statusåtgärder	Beslutat	2017	5	Reinvestering
410	Krångede-Horndal ombyggnad	Koncession	2018	100	Reinvestering
367	Stadsforsen-Torpshammar RL2 S1 topplinebyte	Beslutat	2018	5	Reinvestering
067	Midskog IK2 stationsförnyelse	Beslutat	2019	430	Reinvestering
526	Tuggen-Hjälda UL7 S2 statusåtgärder	Beslutad	2018	15	Reinvestering

storleken att anslutningarna måste göras till 400 kV-nätet.

Anslutning av ny produktion görs i första hand till befintliga stamnätsstationer. Således planeras för nya anslutningar till 400 kV-stationerna Storfinnforsen, Rätan, Grundfors och Betåsen. I samband med det förnyas stationerna i Rätan och Grundfors.

I 220 kV-nätet planeras vindkraftsanslutningar till Laforssen och Midskog. Samtidigt förnyas stationen i Midskog och flyttas något söderut.

Det finns också planer på att bygga helt nya 400 kV-stationer i SE2 för anslutning av vindkraft. Hit hör Norrtjärn som ska byggas i Västerbotten på ledningen mellan Tuggen och Hjalta, stationerna Olingan och Rissna i Jämtland, Nässe i Västernorrland och Gäddtjärn i Dalarna.

För närvarande är förnyelse av sex ledningar planerad men under det närmaste året kommer ytterligare ledningsåtgärder att nå fasen teknisk förstudie.

PLANERADE PROJEKT SE2

NR	PROJEKT	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
402	Norrtjärn ny 400/130 kV-station anslutning UL7 S2	1/2016	2018	115	Anslutning produktion & nät
511	Storfinnforsen CT90 anslutning vindkraft	1/2016	2017	15	Anslutning produktion & nät
774	Laforssen RT72 anslutning vindkraft	1/2016	2017	5	Anslutning produktion & nät
773	Betåsen UT67 anslutning vindkraft	1/2016	2018	20	Anslutning produktion & nät
766	Nässe ny 400 kV-station	1/2016	2019	125	Anslutning produktion & nät
715	Olingan ny 400 kV-station anslutning CL26 S3-4	1/2016	2020	95	Anslutning produktion & nät
765, 954	Gäddtjärn ny 400 kV-station ansl CL4 S1-3 och förnyelse EK4 Djurmo	2/2016	2019	230	Anslutning produktion & nät
778	Rissna ny 400 kV-station anslutning CL1 S2-3	1/2016	2020	160	Anslutning produktion & nät
351, 825	Rätan CT269 stationsförnyelse och anslutning vindkraft	1/2016	2019	150	Anslutning produktion & nät
987	Rätan CT269 & RT52 etapp 2 förnyelse T3 och 220 kV-station	2/2016	2020	160	Reinvestering
930	Grundfors NK6 stationsförnyelse & anslutning vindkraft	2/2016	2020	180	Reinvestering
455	Stöde UT73 stationsförnyelse	1/2016	2017	80	Reinvestering
528	Hjalta-Nysäter CL3 S0 statusåtgärder	1/2016	2018	5	Reinvestering
567	Rätan-Tandö CL26 S3-4 statusåtgärder	1/2016	2019	10	Reinvestering
529	Midskog-Kättbo CL1 S2-3 statusåtgärder	1/2016	2019	5	Reinvestering
566	Midskog-Rätan CL26 S2 statusåtgärder	1/2016	2020	15	Reinvestering
515	Grundfors-Storfinnforsen UL1 S4-5 opto & statusåtgärder	1/2016	2019	40	Reinvestering
527	Nysäter-Vittersjö CL3 S2 statusåtgärder	1/2016	2023	15	Reinvestering

7.2.4 Under övervägande

Två nya stationer, Tovåsen och Hammarstrand, är tänkta att byggas i Jämtland. Motivet är framför allt den ökade produktionen i området. Dessutom övervägs anslutningar till 400 kV-stationerna Tuggen och Moliden samt till 220 kV-stationerna Lasele, Åsele och Hällby. Projekten befinner sig i tidiga skeden och det råder stor osäkerhet om vilka av dem som kommer att genomföras.

Dessutom antas att ytterligare tio stationer, drivna av framtida anslutning av ny produktion eller nät, kommer att påbörjas i SE2 under tioårsperioden. Dagens matning av Jämtlandsområdet via en 400 kV-ledning och en 220 kV-ledning från Midskog är känslig för störningar. Delar av den installerade produktionen samt ledningen mot Norge från-kopplas idag vid fel på 400 kV-ledningen. För att kunna hantera detta samt möjliggöra anslutning av ny produktion utreds en nätförstärkning. En tänkbar lösning kan vara att uppgradera dagens 220 kV-ledning till 400 kV.

Stamnätet i SE2 är hårt belastat, vilket har gjort det allt svårare att planera in längre avbrott. Avbrotten påverkar elmarknaden och med elområdesindelningen tydliggörs denna påverkan i större utsträckning än tidigare.

I framtida scenarier har även nätet internt inom SE2 flaskhalsar, varför en utredning har påbörjats för att se över vilka förstärkningar som blir nödvändiga.

Det planeras förstudier för fyra stationsförnyelser under de närmaste åren. Ytterligare två påbörjas några år in på 2020-talet. De gäller Kilforsen, Stornorrfors, Nysäter och Moliden. Dessutom planeras förstudier för 15 stationsförnyelser, fyra av dem i 400 kV-nätet och övriga i 220 kV-nätet.

Planeringen av statushöjande åtgärder och förnyelse av ledningarna Ånge - Laforsen och Laforsen - Hofors - Finnsletten är så långt framskridna att tekniska förstudier kan inledas under de närmaste två åren.

Därefter kommer flera större åtgärder att genomföras. Här är tidpunkterna ännu inte bestämda, eftersom det är flera totalförnyelser som ska påbörjas och som kommer att påverka tidplanerna. Totalt är ca 40 förnyelser med en reinvesteringensvolym om 1 500 mnkr under övervägande i SE2.

De äldsta ledningarna och de med störst behov av förnyelse är 220 kV-ledningar i Hälsingland.

Ökad kapacitet från Norrland över snitt 2 till mellersta Sverige

I Perspektivplan 2025 angav Svenska kraftnät att kapaciteten i snitt 2 behöver höjas avsevärt. Shuntkompensering av snittledningarna aviserades men också en helt ny nord-sydlig 400 kV-ledning. Ett av skälen för den nya ledningen var behovet av att tillskapa en viss överkapacitet för att möjliggöra de successiva reinvesteringar som kommer att behöva göras i de åtta 400 kV-ledningar som nu går till SE3.

Förstärkningar ska nu göras för att öka kapaciteten mellan SE2 och SE3. Detta behov understryks av den beslutade förtida avställningen av kärnkraft i SE3, som kommer att minska kapaciteten i snitt 2 med 700 MW från dagens 7 300 MW till 6 600 MW.

De första åtgärder som ska genomföras är att öka det reaktiva stödet bl.a. genom att installera shuntkompensering i både SE2 och SE3. Därtill kommer samtliga åtta seriekompenseringsanläggningar på snitt 2-ledningarna att förnyas. Det sker successivt vid modernisering av stationerna med en tidplan mellan 2017 och 2025.

Tillsammans med andra interna förstärkningar i SE2 samt drifttagning av SydVästlänken och NordBalt kommer de planerade åtgärderna att öka kapaciteten i snittet till minst 7 800 MW. Men preliminära studier indikerar att ökningen kan bli betydligt större.

En helt ny nord-syd-ledning dvs. en nionde ledning över snitt 2 är mot denna bakgrund inte nödvändig av rena kapacitetsskäl. Emellertid kvarstår behovet att successivt börja förnya de åtta snittledningarna, som är gamla. Detta låter sig inte göras med ledningarna i drift och det kommer heller inte att vara möjligt att ta långa avbrott på dem.

Det enda praktiskt realistiska sättet att förnya en snittledning är att bygga en ny ledning vid sidan av den gamla, som därefter kan rivas. Eftersom den nya ledningen får större linarea medför detta också att överföringskapaciteten i snitt 2 successivt kommer att öka ytterligare vartefter snittledningarna förnyas.

Svenska kraftnät kommer därför skyndsamt att påbörja arbetet för att fastställa vilka befintliga ledningssträckor som den första nya 400 kV-ledningen ska byggas. Därefter ska projektering inledas.



FOTO: TOMAS ÅRLEMO

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE2

NR	PROJEKT	FÖRSTUDIE- START	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
944	Hällby anslutning vindkraft Solberg	1/2016	2/2016	2017	0	Anslutning produktion & nät
945	Åsele anslutning vindkraft Järvsjökullarna	2/2016	1/2017	2018	0	Anslutning produktion & nät
943	Tovåsen ny 400 kV-station	1/2016	1/2016	2020	150	Anslutning produktion & nät
968	Moliden UT171 anslutning vindkraft Stormyrberget	1/2016	2/2016	2019	10	Anslutning produktion & nät
939	Hammarstrand ny station	1/2016	1/2017	2020	120	Anslutning produktion & nät
975	Tuggen NK3 anslutning vindkraft	1/2016	1/2016	2018	0	Anslutning produktion & nät
	Kapacitetshöjande åtgärder i SE2	2/2016	1/2018	2025-2030	500- 1 000	Anslutning produktion & nät
	Seriekompensering snitt 2	2/2016	2/2018	2020-2025	300	Marknadsintegration
	Nya vindkraftanslutningar 2020-2028 SE2	löpande	löpande	2020-2028	800	Anslutning produktion & nät
	Förnyelse av 400 kV-ledning i snitt 2	2/2016	1/2018	2027-2030	2 500- 4 000	Reinvestering
600	Torpshammar-avgr Torpshammar RL22 S8 statusåtgärder	1/2016	2/2016	2020	40	Reinvestering
758	Turinge RT221 stationsförnyelse	1/2017	1/2018	2020	25	Reinvestering
799	Järnvägsforsen avgr RL22 S9 ledningsåtgärder	1/2018	2/2018	2020	5	Reinvestering
221	Bågede-Linnasselv AL1 S3-6 topplinebyte, opto	2019	2020	2022	50	Reinvestering
532	Långbjörn-Linnasselv AL1 S1-9 topplinebyte & statusåtg.	1/2018	2019	2022	50	Reinvestering
964	Torpshammar IK11 stationsförnyelse	1/2018	2019	2022	80	Reinvestering
572	Kilforsen-Långbjörn CL9 S5 statusåtgärder	1/2016	2019	2022	10	Reinvestering
071	Kilforsen IK33 stationsförnyelse	2019	2020	2023	100	Reinvestering
570, 571	Kilforsen-Ramsele-Storforsen CL9 S1+S2 statusåtgärder	2020	2021	2023	20	Reinvestering
962	Stadsforsen IK1 stationsförnyelse	2019	2020	2023	100	Reinvestering
454	Laforsen-Hofors Finnslätten RL7 S3-4 ledningsförnyelse	1/2017	2/2018	2024	1 000	Reinvestering
152	Ånge-Laforsen ledningsförnyelse	1/2017	2/2018	2024	260	Reinvestering
547	Långbjörn-Degerforsen-Gulsele AL3 S1+S2 statusåtgärder	2021	2022	2024	20	Reinvestering
557	Lasele-Gulsele/Långbjörn AL6 S4-6 statusåtgärder	2020	2021	2024	25	Reinvestering
749	Mörsil KT82 stationsförnyelse	2020	2021	2024	75	Reinvestering
753	Stornorrfor NK1 stationsförnyelse	2020	2021	2024	105	Reinvestering
760	Vaple RT571 stationsförnyelse	2020	2021	2024	70	Reinvestering
148	Hällsjö-Söderala RL8 S7 ledningsförnyelse	1/2016	2/2016	2024	500	Reinvestering
522	Hällsjö-Vaple RL57 opto	2022	2023	2025	5	Reinvestering
531	Bandsjö-Nysäter CL3 S9 opto	2022	2023	2025	5	Reinvestering
743	Laforsen RT72 stationsförnyelse	2021	2022	2025	65	Reinvestering
750	Nysäter CT32 stationsförnyelse	2021	2022	2025	100	Reinvestering
756	Söderala RT80 stationsförnyelse	2021	2022	2025	25	Reinvestering
698	Ljusdal-Dönje-Ockelbo KL2 S4-5 ledningsförnyelse	1/2016	1/2017	2025	270	Reinvestering
699	Ockelbo-Hordal KL2 S7-8 ledningsförnyelse	1/2016	1/2017	2025	325	Reinvestering
963	Stugun IK8 stationsförnyelse	2021	2022	2025	10	Reinvestering

Forts. nästa sida

FORTS. PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE2

NR	PROJEKT	FÖRSTUDIE- START	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
725	Degerforsen AT39 stationsförnyelse	2022	2023	2026	25	Reinvestering
748	Moliden UT171 stationsförnyelse	2022	2023	2026	105	Reinvestering
777	Midskog-Järpströmmen KL8 uppgr 400 kV	1/2016	2/2016	2026	690	Reinvestering
583	Stadsforsen-Hölleforsen RL8 S1 statusåtgärder	2024	2025	2027	5	Reinvestering
744	Lasele IK34 stationsförnyelse	2023	2024	2027	75	Reinvestering
560, 561	Grundfors-Gardikfors-Ajaure AL7 S1-2 statusåtgärder	2024	2025	2028	45	Reinvestering
595	Grundfors-Ramsele UL5 S1-5 statusåtgärder	2024	2025	2028	25	Reinvestering
729	Forsmo IK31 stationsförnyelse	2024	2025	2028	70	Reinvestering
832	Krångede-Svarthålsforsen-Stadsforsen RL3 S1-3 statusåtg.	2023	2024	2028	150	Reinvestering
829	Stadsforsen-Torpshammar RL2 S1 faslinebyte	2024	2025	2029	30	Reinvestering
854	Nämforsen avgr-Moforsen-Forsmo AL6 S1, S2, S9 statusåtgärder	2024	2025	2031	100	Reinvestering



7.3 Elområde Stockholm (SE3)

7.3.1 Om SE3

Elområde SE3 omfattar större delen av mellersta Sverige. Hit hör Stockholms, Uppsala, Västmanlands, Örebro, Södermanlands, Östergötlands, Värmlands, Gotlands och Västra Götalands län samt delar av Dalarnas, Gävleborgs, Hallands, Jönköpings och Kalmar län. I SE3 ligger åtta av landets tio största städer – Stockholm, Göteborg, Uppsala, Västerås, Örebro, Linköping, Jönköping och Norrköping. Samtliga tre svenska kärnkraftverk ligger också i SE3.

Snitt 4 utgör gräns mellan SE3 och SE4. Det går från strax söder om Oskarshamn på östkusten till söder om Varberg på västkusten. Snittet utgörs av fem 400 kV-ledningar. Det finns även regionnät på 130 kV parallellt med stamnätet. Regionnätets effekttransport ingår i kapaciteten för snitt 4. Snitt 4 är det snitt i stamnätet där flödena oftast slår i kapacitetstaket. Den maximala överföringskapaciteten i snittet är 5 300 MW.

I SE3 ingår också det s.k. västkustsnittet, som kan bli begränsande under perioder när elenergi överförs norrut på västkustledningarna mot Norge. Den effekt som passerar genom västkustsnittet bestäms främst av exporten till NO1 över Hasle-snittet, produktionen i de fyra kärnkraftsblocken i Ringhals och importen från Danmark.

Från SE3 utgår de två likströmsförbindelserna Fenno-Skan 1 och 2 till Finland, två växelströmsförbindelser över det s.k. Hasle-snittet till Norge (NO1) samt de två likströmsförbindelserna Konti-Skan 1 och 2 till Jylland (DK1). Utöver

detta har Ellevio (f.d. Fortum Distribution) del av en 130 kV växelströmsförbindelse Charlottenberg – Eidskog, som ingår i överföringskapaciteten mellan SE3 och NO1.

Som framgår av Tabell 7 kommer tre fjärdedelar av elproduktionen i SE3 från de tre kärnkraftverken i Forsmark, Oskarshamn och Ringhals. Kärnkraftens installerade effekt uppgår till ca 9 500 MW. Den installerade effekten i vattenkraftverk är ca 2 600 MW och den installerade effekten vindkraft är ca 2 000 MW.

Totalt svarar SE3 för mer än 60 procent av hela landets elanvändning. Trots att all svensk kärnkraft produceras i SE3 väger produktion och förbrukning av elenergi jämnt i området. Fram emot 2025 uppstår dock ett allt större underskott, när de äldsta kärnkraftsblocken fasas ut.

Underskottet beräknas då uppgå till i storleksordningen 12 TWh (se Tabell 7). Det täcks i huvudsak av en planerad ökning av överföringen från SE2. Det förväntas även i SE3 ske en viss omfördelning från export till grannländerna mot ökad överföring till SE4.

Förfrågningarna om anslutning av ny vindkraft i SE3 är blygsamma jämfört med talen i SE1 och SE2. De uppgår idag till ca 700 MW. Stora åtgärder i SE3 drivs av behovet att säkerställa huvudstadsregionens långsiktiga elförsörjning och att åtgärda begränsningarna i överföringskapaciteten till södra Sverige (SE4).

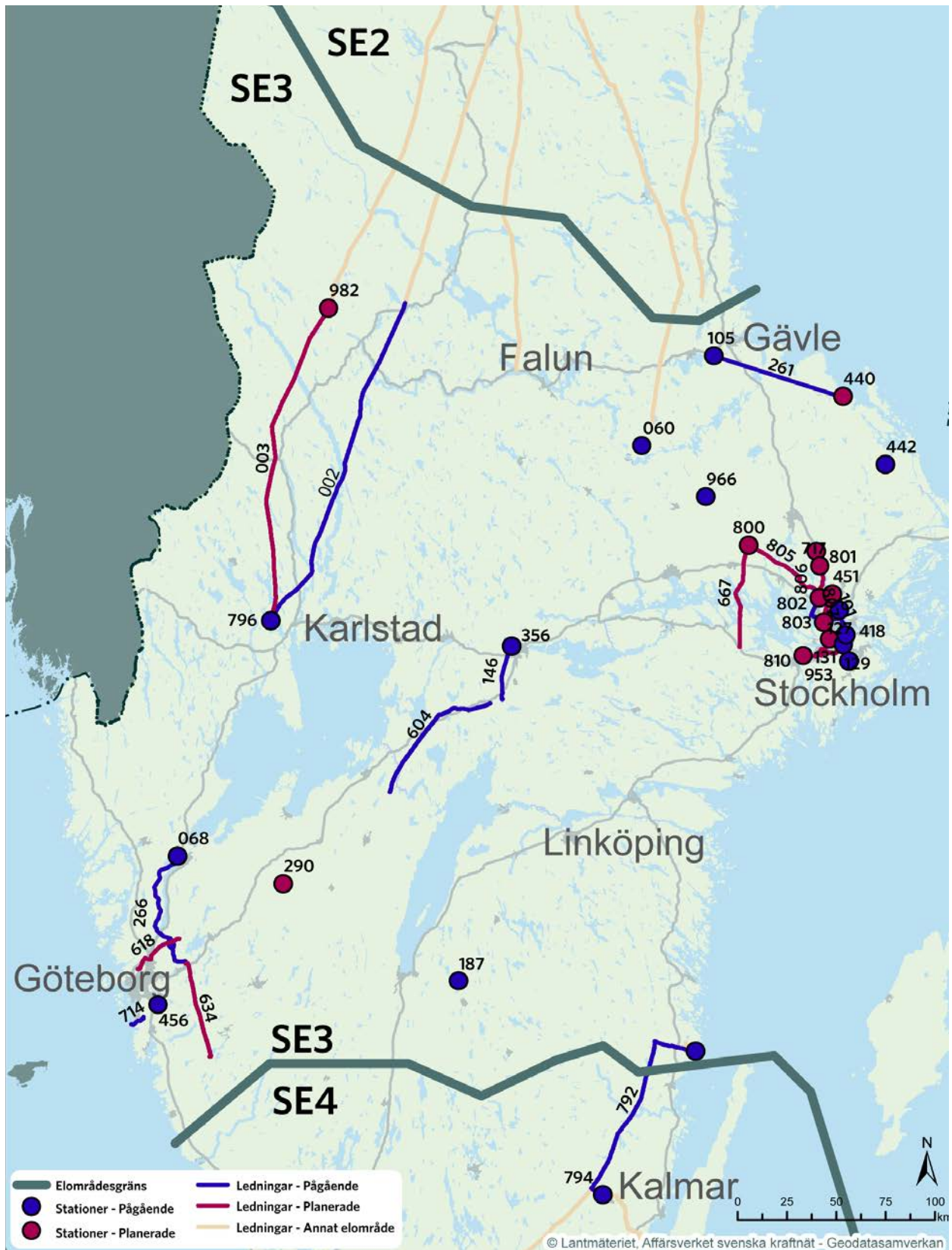
De omfattande nätåtgärder som tidigare var aktuella för att möjliggöra ytterligare effektinmatning från kärnkraftverken har till stor del strukits, eftersom flera tidigare planerade effekthöjningar inte kommer att genomföras.

TABELL 7. EFFEKT- OCH ENERGISITUATIONEN I SE3 2014 OCH 2025

KRAFTSLAG	PRODUKTION 2014 (TWh)	PRODUKTION 2025 (TWh)	INSTALLERAD EFFEKT 2014 (MW)	INSTALLERAD EFFEKT 2025 (MW)
Vattenkraft	12,5	10	2 600	2 600
Kärnkraft	62	48	9 500	6 700
Vindkraft	4,5	6	2 000	2 900
Kraftvärme	7	11	2 900	3 300
Solkraft	i.u	0	i.u	100
Kondenskraft och gasturbiner	0	0	1 700	1 700
TOTAL PRODUKTION	86	76		
Förbrukning	-85	-88		
BALANS	1	-12		

Tabell 7. Effekt- och energisituationen i SE3 2014 och 2025. Siffrorna för installerad effekt 2014 är avrundade och härrör från Elåret 2014, Svensk Energi. De har fördelats på elområden baserat på Svenska kraftnäts mätvärden. Värdena för 2025 är Svenska kraftnäts antaganden.

7.3.2 Projektöversikt SE3



Figur 19. SE3 - Pågående och planerade projekt.



Figur 20. SE3 - Projekt under övervägande.

7.3.3 Pågående och planerade

Det pågår och planeras flera stora projekt i SE3. Det största projektet är Stockholms Ström som syftar till att trygga huvudstadsregionens långsiktiga elförsörjning. Andra stora projekt avser ökad överföringskapacitet till södra Sverige och till Gotland.

Stockholms Ström och Storstockholm Väst

Svenska kraftnät kommer fram till 2025 att investera närmare sex miljarder kronor i Stockholms Ström. Programmet omfattar ett 50-tal delprojekt och involverar utöver Svenska kraftnät även nätägarna Vattenfall Eldistribution och Ellevio (f.d. Fortum Distribution). Det berör 21 kommuner i Stockholms län.

Bakgrunden är att regeringen 2004 uppdrog åt Svenska kraftnät att ta fram ett förslag till utformning av det framtida kraftledningsnätet i Stockholmsregionen. Tillsammans med regionnätägarna utarbetade Svenska kraftnät en ny nätstruktur som skulle uppfylla framtida krav på överföringsförmåga, tillgänglighet, driftsäkerhet och god miljö. Förslagen presenterades i en delrapport 2005 och en slutrapport 2008.

Den nya nätstrukturen innebär att stora delar av dagens förhållandevis finmaskiga 220 kV-nät avvecklas. För andra delar av nätet höjs spänningsnivån från 220 kV till 400 kV. En 400 kV-kabel - CityLink - byggs under innerstaden i en borrard tunnel.

Den nya nätstrukturen gör att ca 15 mil luftledningar kommer att rivas. Kommuner och andra markägare medfinansierar Stockholms Ström i förhållande till värdet på den mark som därigenom frigörs för annan användning.

En stor utmaning är den ökade genereringen av reaktiv effekt som de nya kablarna medför. Det kan därför bli nödvändigt att installera styrbara shuntreaktorer för att kunna reglera spänningen vid olika lastförhållanden i elkraftsystemet.

Behoven av effektuttag har ökat snabbare än vad som förutsågs när den nya nätstrukturen för Stockholmsområdet togs fram. Befolkningsökning, ansökan om nya punktlaster, utbyggd infrastruktur och minskad produktion i området är de främsta orsakerna till det ökade behovet.

Svenska kraftnät tvingas därför planera ytterligare förstärkningar i form av en ny nord-sydlig 400 kV-förbindelse, benämnd Storstockholm Väst, genom västra delen av regionen. Den är tänkt att ersätta dagens 220 kV-förbindelser på sträckan Hamra - Överby - Beckomberga - Bredäng - Kolbotten samt mellan Odensala och Överby.

Storstockholm Väst kommer också att medföra behov av ställverksåtgärder och nya stationer. Investeringen uppskattas i grova drag till i storleksordningen fyra miljarder kronor.

SydVästlänken

Planeringen av SydVästlänken startade efter den storstörning som 2003 slog ut elförsörjningen i Sydsverige och på Själland. Det bedömdes då nödvändigt att förstärka elnätet i södra Sverige med ytterligare en förbindelse från mellersta till södra Sverige.

Under åren har fokus allt mer kommit att förskjutas från



Figur 21. SE3 - Projekt Stockholms Ström, Storstockholm Väst m.m.

driftsäkerheten till önskemålet att komma till rätta med de interna flaskhalsarna i södra Sverige. Indelningen i elområden 2011 har tydliggjort den marknadspåverkan som dessa begränsningar i överföringsförmågan kan få. Med projekt SydVästlänken kommer överföringskapaciteten genom snitt 4 att öka med i storleksordningen 25 procent.

SydVästlänken består av två delar som möts i stationen Barkeryd, strax norr om Nässjö. Den norra delen togs i drift i början av 2015 och utgörs av en 180 km lång 400 kV växelströms luftledning till Hallsberg. Den södra delen består av två likströmsförbindelser om vardera 600 MW på den 250 km långa sträckan mellan Barkeryd och Hurva. Av sträckan har 190 km byggts som markkabel och 60 km som luftledning. SydVästlänken tas i drift i två etapper under 2016.

Gotland

Gotland är inte inkopplat på det nationella stamnätet för el, utan försörjs via två sjökablar som ingår i Vattenfalls regionnät. I dag har kapacitetstaket nåtts på dessa kablar. Detta förhindrar fortsatt utbyggnad av vindkraften på ön.

Givet statsmakternas energi- och klimatpolitiska ambitioner har Svenska kraftnät ansett att det kan anses föreligga ett statligt ansvar för att skapa förutsättningar för fortsatt utnyttjande av de goda vindlägena på Gotland. Under 2013 sökte Svenska kraftnät därför koncession för att ansluta Gotland till fastlandet med en ny HVDC-förbindelse till Mister-

hult, norr om Oskarshamn. I Perspektivplan 2025 tidsattes den nya förbindelsen till 2015 – 2020.

Under hösten har Svenska kraftnät tillsammans med Vattenfall och Gotlands Energi (GEAB) gjort en förnyad studie. Syftet har varit att säkerställa att Svenska kraftnäts nya förbindelse utformas på ett sätt som inte bara möjliggör utbyggnad av ny vindkraft på kort sikt, utan också blir systemmässigt lämplig på lång sikt dvs. när Vattenfalls två förbindelser blir gamla och faller för åldersstrecket.

Den gemensamma studien är nu slutförd och föranleder en annan teknisk lösning som är bättre ägnad att trygga Gotlands långsiktiga elförsörjning. I stället för en ny likströmsförbindelse om 500 MW planerar Svenska kraftnät nu att bygga en 220 kV växelströmsförbindelse om 300 MW. Växelströmslösningen är möjlig genom att förbindelsen byggs med 220 kV i stället för med 400 kV. Den innebär inte någon radikalt lägre kostnad än en likströmskabel med samma kapacitet men ger en betydligt mer robust lösning, som inte är lika beroende av tekniskt krävande strömriktare för att fungera.

Kapaciteten 300 MW bedöms vara fullt tillräcklig enligt de analyser som har gjorts. I kombination med effektivare utnyttjande av dagens förbindelser möjliggörs nämligen anslutning av ytterligare drygt 400 MW vindkraft på ön. I dag finns 180 MW anslutet.

Den nya lösningen innebär att Gotland länkas in i det nordiska synkronområdet och att någon separat frekvensreglering inte längre kommer att behövas. Stor handlingsfrihet skapas också inför slutet av 2030-talet, när Vattenfalls likströmlänkar faller för åldersstrecket.

Den nya utformningen kommer att minska markintrången på Gotland. På fastlandssidan undviks bygget av en omriktarstation i Misterhult. I stället bör Gotlands-förbindelsen kunna anslutas till Ekhyddan nära kusten.

Svenska kraftnät kommer nu skyndsamt att justera och komplettera verkets koncessionsansökan. Om koncession kan beviljas under tredje kvartalet 2017 bedöms en drifttagning vara möjlig 2021.

En andra etapp kan byggas om och när vindkraftsutbyggnaden på Gotland genererar behov av ytterligare överföringskapacitet till fastlandet. Någon planering för en andra etapp kommer dock inte att påbörjas under den här planperioden.

Västra Sverige

Trots att de tidigare planerna på en stor vindkraftsutbyggnad i Västergötland, Bohuslän och Dalsland har reducerats så är en ny nord-sydlig 400 kV-ledning mellan Skogssäter och Stenkullen mycket viktig.

Det finns i dag endast två nord-sydgående 400 kV-ledningar norr om Göteborg och i driftskedet måste överföringskapaciteten anpassas för att hantera en situation där en ledning faller bort. Överföringen i det parallella 130-kV nätet är så hög att ett fel i stamnätet kan komma att trycka ner så mycket effekt i underliggande regionnät att detta

kollapsar. Den nya ledningen Skogssäter – Stenkullen förhindrar detta och bygger samtidigt bort nuvarande begränsning i västkustnittet, som bestämmer hur mycket effekt som kan exporteras till NO1.

Ledningens angelägenhetsgrad har ökat markant sedan Vattenfall indikerat sin vilja att avveckla två kärnkraftsblock i Ringhals. Det skulle minska produktionskapaciteten i västra SE3 med nära 1 800 MW. Eftersom det produktionsbortfallet i stor utsträckning måste kompenseras med tillförsel utifrån – t.ex. från svensk och norsk vattenkraft – kommer betydelsen av en ny nord-sydlig ledning att öka över tid.

En kärnkraftsavveckling minskar även kapaciteten för spänningsreglering på västkusten, vilket i sin tur reducerar möjligheterna att på ett driftsäkert sätt tillföra området effekt utifrån. För att kompensera bortfallet av den spänningsreglering som Ringhals bidrar med planerar Svenska kraftnät att ersätta dagens automatiska spänningsregleringsutrustning i Stenkullen och installera fyra nya shuntkondensatorer.

Fyra 400 kV-ledningar mellan Trollhättan och Varberg är idag drygt 60 år gamla och i stort behov av upprustning. Såväl stolpar som faslinor har fått rostangrepp av de saltmättade vindarna. Arbetet med att byta ut dessa ledningar med en sammanlagd längd av 18 mil måste påbörjas under planperioden men kommer inte att hinna slutföras under denna. Det beror på dels de långa tillståndsprocesserna, dels begränsade möjligheter till avbrott på dessa hårt belastade ledningar.

Effekthöjningar i kärnkraftverken

I Forsmarks kärnkraftverk har ombyggnader gjorts för att höja den termiska effekten i blocken F1 och F2. De effekthöjande åtgärderna i F2, inklusive nödvändiga tillstånd, är klara och inmatningen från blocket till nätet har ökat.

Ökad inmatning från F1 kräver att en ny 400 kV-ledning byggs mellan Forsmark och Stackbo för att klara de ökade effektflödena och hantera den transienta stabiliteten i området. Först när den nya ledningen har tagits i drift kan F1 tillåtas öka sin inmatning. Blocket kommer då även att ha en redundant matning till stamnätet, vilket minskar antalet tillfällen med övergång till s.k. husturbindrift och ökar därmed driftsäkerheten i området.

Det är oklart om Forsmarks Kraftgrupp, som har att bekosta ledningen, kommer att vilja gå vidare för att möjliggöra den ökade inmatningen från F1. I avvaktan på deras beslut ligger dock Forsmark – Stackbo kvar som projekt.

Planeringen av nya ledningar för att omhändera en ökad effektinmatning från F3 har avbrutits, sedan Vattenfall i november 2014 meddelat att någon termisk effekthöjning inte kommer att göras i F3.

I Oskarshamns kärnkraftverk har termisk effekthöjning gjorts i O3. I O2 har verkningsgradshöjande åtgärder vidtagits. För att hantera detta har den sektionerade stationen vid kärnkraftverket ersatts med två nya stamnätsstationer placerade intill varandra. O1 och O2 har anslutits till den ena stationen och O3 till den andra.

En ny nord-sydlig ledning på östkusten

En ny ca 20 mil lång 400 kV-ledning kommer att byggas från Ekhyddan i SE3 via Nybro till Hemsjö i SE4. När utlandsförbindelsen NordBalt ansluts till Nybro kommer effekttransporten genom området att öka med 700 MW. Ledningen behövs då för att förbättra stamnätets överföringsförmåga och öka driftsäkerheten genom att säkerställa att det parallella regionnätet i Småland inte överlastas och frånkopplas vid felfall i NordBalt. Intill dess att ledningen kunnat tas i drift kommer ett systemvärn att installeras, som kan koppla bort NordBalt vid ett kritiskt fel.

Ledningen bidrar med sin anslutning i Ekhyddan även till att stabilisera generatoren i O3 i Oskarshamns kärnkraftverk, så att blocket uppnår den driftsäkerhet som Svenska kraftnät kräver av anslutna produktionsanläggningar. Detta är särskilt viktigt när E.ON nu har aviserat att O1 och O2 ska stängas. Det medför nämligen att O3 kommer att få en ännu viktigare roll för spänningshållningen i området.

Ledningsprojektet har bedömts som så viktigt för utvecklingen av den gemensamma elmarknaden i Europa att projektet har tilldelats status som ett Project of Common Interest (PCI) av EU-kommissionen.

Berörda kommuner, markägare och intresseorganisationer har protesterat mot den nya ledningen och krävt att den ska grävas ner. En markkabel på så lång sträcka kräver dock av tekniska skäl att man går över till likströmsteknik, vilket inte låter sig göras i detta fall. Endast med växelströmsteknik går det att åstadkomma den automatiska omfördelning av effektflödena vid ett dimensionerande fel som är syftet med förbindelsen.

Även om det hade varit möjligt att använda likströmsteknik och sålunda lägga markkabel skulle en sådan lösning också ha varit orimlig av rent samhällsekonomiska skäl. Jämfört med en luftledning skulle en tänkt likströms markkabel spara i storleken 380 hektar mark till en uppskattad merkostnad om drygt 11 miljarder kronor. Det innebär att den "räddade" marken skulle behöva värderas till mer än 30 miljoner kronor per hektar.

Nätet runt Lindbacka

Planerna för Svealand medför ny- och ombyggnad av flera stamnätsstationer. Det innefattar bl.a. en ny station Karlslund i närheten av Lindbacka. I Karlslundsprojektet ingår även att bygga en ny 220/130 kV-transformering, en ny 220 kV-ledning till Lindbacka samt riva delar av Lindbackas gamla 220 kV-station.

Shuntkompensering ska installeras i Karlslund som en av flera åtgärder för att på kort sikt öka kapaciteten i snitt 2. På sikt kommer 220 kV-stationen Finnsletten att kunna avvecklas om Vattenfall förstärker sitt nät i området. Från Karlslund, invid Lindbacka, knyts nätet mot SydVästlänkens norra gren via en ny ledning från Karlslund till Östansjö.

Under 2015 pågår förnyelse av stationen Stackbo. Det pågår även mindre åtgärder i området. En sådan åtgärd är farled Mälaren, där den segelfria höjden höjs för sjötrafiken. Det innebär att en kraftledning byggs om med 90 meter höga stolpar vid passagen av Mälaren.

Slutligen planeras förnyelse av fyra ledningar i SE3 samt ett mindre antal statushöjande åtgärder.



FOTO: TOMAS ÅRLEMO

PÅGÅENDE PROJEKT SE3

NR	PROJEKT	FAS	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
187	SydVästlänken Barkeryd DC	Byggskede	2016	1 200	Marknadsintegration
127	Anneberg Station	Byggskede	2016	400	Anslutning produktion & nät
102	Stockholms ström Danderyd-Järva	Byggskede	2016	440	Anslutning produktion & nät
356	Karlslund ny 400 kV-station	Byggskede	2017	300	Anslutning produktion & nät
146	Lindbacka - Östansjö ny 400kV ledning	Koncession	2018	200	Marknadsintegration
	Gotland 220 kV AC-kabel	Koncession	2021-2022	1 800	Anslutning produktion & nät
266	Skogssäter-Stenkullen ny 400 kV-ledning	Beslutat	2021	750	Marknadsintegration
129	Snösätra Station	Beslutat	2021	390	Anslutning produktion & nät
131	Ekudden Station	Beslutat	2021	190	Anslutning produktion & nät
418	Skanstull Station	Beslutat	2021	500	Anslutning produktion & nät
261	Forsmark-Stackbo ny 400 kV-ledning	Vilande	2021	520	Anslutning produktion & nät
792	Ekhyddan-Nybro ny 400 kV-ledning	Beslutat	2023	850	Marknadsintegration
794	Ekhyddan-Nybro-Hemsjö stationsåtgärder	Beslutat	2023	180	Marknadsintegration
126	Anneberg-Skanstull tunnelkabel	Beslutat	2025	1 850	Anslutning produktion & nät
714	Konti-Skan byte av elektrodkabel	Byggskede	2016	50	Reinvestering
060	Forsjön ställverksombyggnad	Byggskede	2016	25	Reinvestering
105	Stackbo ställverksförnyelse	Byggskede	2016	150	Reinvestering
101	Hagby-Anneberg luftledning och markkabel	Byggskede	2016	500	Reinvestering
405	Håtuna-Beckomberga rivning KL12 och ändrad anslutning Håtuna	Beslutat	2016	35	Reinvestering
442	Gräska ÄT22 stationsförnyelse	Beslutat	2017	30	Reinvestering
667	Hamra-Åker CL3 S5 stolphöjning	Beslutat	2017	40	Reinvestering
419	Hagby-Danderyd Rivning KL21 S3-4	Beslutat	2017	20	Reinvestering
796	Borgvik CT14 ny reaktor X5	Beslutat	2017	30	Reinvestering
604	Hallsberg-Moholm RL6 S2 ombyggnad	Beslutat	2017	20	Reinvestering
456	Konti-Skan 1 och 2 kontrollanläggningsförnyelse	Beslutat	2019	160	Reinvestering
002	Kättbo-Borgvik CL1 S4 statusåtgärder	Beslutat	2019	5	Reinvestering
068	Skogssäter CT15 stationsförnyelse	Beslutat	2020	300	Reinvestering
256	Skanstull-Örby Tunnelkabel	Byggskede	2021	60	Reinvestering
128	Örby-Snösätra Markkabel	Beslutat	2021	410	Reinvestering
130	Snösätra-Ekudden Luftledning	Beslutat	2022	130	Reinvestering

PLANERADE PROJEKT, SE3

NR	PROJEKT	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
953	Kolbotten FT41 nya 400/130 kV transformeringar	1/2016	2019	10	Anslutning produktion & nät
290	Larv ny 400 kV-station anslutning FL5 S3-4	1/2016	2019	105	Anslutning produktion & nät
717	Måby ÄT92 ny 220/70 kV-transformator	1/2016	2020	10	Anslutning produktion & nät
801	Odensala CT68 nytt 400 kV ledningsfack	1/2016	2020	35	Anslutning produktion & nät
802	Överby ny 400 kV-station	1/2016	2021	265	Anslutning produktion & nät
803	Beckomberga ny 400 kV-station	1/2016	2022	440	Anslutning produktion & nät
800	Hamra CT34 nytt 400 kV ledningsfack	1/2017	2024	25	Anslutning produktion & nät
810	Kolbotten nytt 400 kV ledningsfack	1/2017	2024	25	Anslutning produktion & nät
804	Bredäng ny 400 kV-station	1/2017	2025	520	Anslutning produktion & nät
806	Odensala-Överby ny 400 kV-ledning	1/2016	2025	470	Anslutning produktion & nät
805	Hamra-Överby ny 400 kV-ledning	1/2017	2026	510	Anslutning produktion & nät
807	Överby-Beckomberga ny 400 kV-ledning	1/2016	2026	1 150	Anslutning produktion & nät
808	Beckomberga-Bredäng ny 400 kV-ledning	1/2017	2027	930	Anslutning produktion & nät
809	Bredäng-Kolbotten ny 400 kV-ledning	1/2017	2027	930	Anslutning produktion & nät
451	Hagby CT65 reaktiv effektkompensering	1/2016	2018	140	Reinvestering
618	Kilanda-Hisingen CL29 opto	2/2016	2018	5	Reinvestering
982	Tandö CT261 stationsförnyelse	2/2016	2018	110	Reinvestering
385	Lindhov-Högdalen Rivning KL23 inkl omkoppl Hågelby	2/2017 (proj.start)	2019	10	Reinvestering
003	Tandö-Borgvik CL26 S5-6 statusåtgärder	1/2016	2019	15	Reinvestering
440	Forsmark FT46+FT47 förnyelse & anpassning	2/2016	2020	150	Reinvestering
383	Hagby-Järva Rivning RL15/RL17	2019 (proj.start)	2027	20	Reinvestering
634	Stenkullen-Horred CL32 S4-6 ledningsförnyelse	2/2016	2021	630	Reinvestering



FOTO: TOMAS ÅRLEMO

7.3.4 Under övervägande

Om spänningen höjs till 400 kV mellan Västerås och Hallsberg kommer att antal 220 kV-stationer att behöva ersättas med nya 400 kV-stationer.

Nätstrukturen i området söder om Skara utreds. En ny station som kan bli aktuell är Larv, som då blir ny inmatningspunkt till det underliggande 130 kV-nätet. Larv kommer då att ersätta Vattenfalls transformering i Moholm.

Snitt 2 kommer att förstärkas genom shuntkompensering dvs. installation av kondensatorer i Karlsund m.fl. stamnätsstationer. Det medför en kapacitetsökning i snitt 2 med i storleksordningen 500 MW.

I Horndal kan det finnas behov av en ny 400/220 kV-transformering för att underlätta framtida vindkraftsanslutningar. Bygget av en sådan station samordnas i tiden med den planerade förnyelsen av 220 kV-stationen i Horndal. Transformeringen medför också en höjd kortslutnings-effekt och minskade problem med elkvaliteten för den till Horndal anslutna industrin.

Den tidigare planerade 400 kV-ledningen från Ängsberg via Horndal till en ny stamnätsstation i Dingtuna (Västerås) och sedan vidare till Karlslund var starkt beroende av planerna för Forsmark och Stockholms Ström. Fortsatta effekthöjningar i Forsmark är nu stoppade och Storstockholm Väst har tillkommit som komplement till Stockholms Ström. Sammantaget leder detta till att det inte längre finns skäl till att bygga ledningen.

Emellertid kvarstår behovet av att förnya station Himmeta, som idag är byggd för 220 kV. Ledningen mellan Himmeta och Karlslund drivs i dag på denna spänningsnivå men är byggd i 400 KV-standard. Här Himmeta ska förnyas kom-

mer Svenska kraftnät därför att överväga en uppgradering till 400 kV.

SVC³⁷-anläggningarna i Hagby och Stenkullen har överskridit sin tekniska livslängd. De är i så dåligt skick att delar av anläggningarna redan har tagits ur drift. Reservdelar till de anläggningsdelar som ännu fungerar saknas hos leverantören, varför SVC-anläggningarna behöver ersättas.

Fenno-Skan 1 är den äldsta HVDC-förbindelsen till Finland och byggdes redan 1989. Den behöver på sikt bytas ut. Det kan då inte uteslutas att en annan sträckning än dagens skulle kunna ge mer nytta till elmarknaden. Om förbindelsen ska förnyas i befintlig sträckning eller ersättas med en ny förbindelse på annan plats kommer därför att utredas närmare.

Delar av det äldre 220-kV nätet i östra Svealand behöver på sikt åtgärdas för att säkerställa den framtida driftsäkerheten. Det finns ännu så länge inte några konkreta planer, utan nödvändiga åtgärder kommer att utredas.

Som nämnts i avsnitt 7.3.3 övervägs en fullständig re-investering i fyra 400 kV-ledningar på västkusten. Dessa är Horred - Breared, Skogssäter - Kilanda, Kilanda - Stenkullen och Stenkullen - Horred. Upprustningen är komplicerad och tidskrävande, eftersom flera av ledningarna är sambyggda med andra ledningar. De är också beroende av varandra vad gäller kapacitetsallokeringen. För den ena, Stenkullen - Horred, pågår teknisk förstudie.

Många av stationerna i området uppnår sin tekniska livslängd under tioårsperioden. Förnyelse av närmare 20 stationer kommer därför att behöva påbörjas.

Slutligen är ett 15-tal topplinebyten med nya optoförbindelser samt ett flertal statushöjande ledningsåtgärder under övervägande.

37. SVC = Static Var Compensator - en anläggning för spänningshållning.

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE3

NR	PROJEKT	FÖRSTUDIESTART	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT [Mnkr]	DRIVKRAFT
	Shuntkompensering snitt 2	1/2016	2/2016	2019	130	Marknadsintegration
933	Hagby CT65 förstärkning regionnät nordöstra Stockholm	1/2016	2/2016	2022		Anslutning produktion & nät
976	Odensala CT68 ny 400/130 kV-transformator	2/2016	1/2017	2023	30	Anslutning produktion & nät
946	Fenno-Skan 1 XT 70 förnyelse	2/2016	2/2017	2027-2030	2 500- 2 800	Marknadsintegration
	Östra Svealand 220 kV-ledningar	2/2016	2/2017	2025-2030	1 000- 2 500	Anslutning produktion & nät
	Nya vindkraftanslutningar 2020-2028 SE3	löpande	löpande	2020-2028	320	Anslutning produktion & nät
613	Strömma-Lindome-Billardal FL2 S1-4 opto	2/2016	2/2017	2019	5	Reinvestering
956	Stenkullen FT11 reaktiv produktion	1/2016	2/2016	2019	220	Reinvestering
767	Gustafs CT72 stationsförnyelse	2/2016	1/2017	2019	40	Reinvestering
034	Ringhals VK51 stationsförnyelse	1/2016	1/2017	2020	235	Reinvestering
134	Hedenlunda CT35 stationsförnyelse	1/2016	1/2017	2020	120	Reinvestering
605, 606	Horred-Ringhals FL66+FL67 statusåtgärder	1/2016	1/2016	2019	30	Reinvestering
607	Strömma-Ringhals FL68 statusåtgärder	1/2016	1/2016	2019	15	Reinvestering
620	Skogssäter-Loviseholm CL35 S1-4 opto	1/2018	2019	2022	15	Reinvestering
354	Repbäcken CT29 stationsförnyelse	1/2017	1/2018	2021	110	Reinvestering
610	Glan-Kolstad FL9 S2 toplinebyte opto	1/2017	1/2018	2021	10	Reinvestering
623	Tenhult-Alvesta FL9 S5-6 opto	1/2018	2/2018	2021	15	Reinvestering
762	Åker CT30 stationsförnyelse	1/2017	1/2018	2021	100	Reinvestering
241	Horred-Uddebo-Tenhult FL18 S5-8 toplinebyte	1/2016	2/2017	2022	20	Reinvestering
612	Stenkullen-Strömma FL18 S1-2 opto	1/2016	1/2018	2020	5	Reinvestering
614	Strömma-Horred FL14 S1-2 opto	2019	2020	2022	5	Reinvestering
617	Kilanda-Stenkullen CL32 S1-3 opto	1/2016	2/2016	2017	5	Reinvestering
727	Edinge RT112 stationsförnyelse	1/2018	2019	2022	20	Reinvestering
735	Horndal RT24 stationsförnyelse	1/2018	2019	2022	95	Reinvestering
739	Kilanda CT267 stationsförnyelse	1/2018	2019	2022	190	Reinvestering
065	Kimstad CT36 stationsförnyelse	2019	2020	2023	130	Reinvestering
301	Bäsna CT23 stationsförnyelse	2019	2020	2023	150	Reinvestering
619	Skogssäter-Kilanda FL5 S7-8 ledningsförnyelse	1/2016	2019	2024	450	Reinvestering
299	Tenhult FT188 stationsförnyelse	2020	2021	2024	115	Reinvestering
611	Kolstad-Barkeryd-Tenhult FL9 S3-4 opto	2020	2021	2024	15	Reinvestering
730	Glan CT38 stationsförnyelse	2020	2021	2024	110	Reinvestering
759	Valbo RT84 stationsförnyelse	2020	2021	2024	85	Reinvestering
377	Horndal-Ljusdal KL2 toplinebyte	2021	2022	2025	5	Reinvestering
674	Horndal-Starfors KL12 S1 ledningsförnyelse	1/2016	1/2017	2025	230	Reinvestering
677	Untra-Bredåker KL21 S1 ledningsförnyelse	1/2016	1/2017	2025	280	Reinvestering
679	Måby-Hagby KL41 S4-6 ledningsförnyelse	1/2017	2/2017	2025	70	Reinvestering

Forts. nästa sida

FORTS. PROJEKT UNDER ÖVERVÅGANDE, SE3

NR	PROJEKT	FÖRSTUDIESTART	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
682	Horndal-Finnsletten RL2 S5 ledningsförnyelse	1/2018	2/2018	2025	360	Reinvestering
685	Valbo-Untra RL8 S5 ledningsförnyelse	1/2016	1/2017	2025	150	Reinvestering
740	Kolstad FT92 stationsförnyelse	2021	2022	2025	100	Reinvestering
647	Kilanda-Stenkullen FL5 S5-6 ledningsförnyelse	2019	2020	2026	1 540	Reinvestering
686	Untra-Bredåker RL8 S6 ledningsförnyelse	1/2017	1/2018	2026	300	Reinvestering
687	Plenninge-Odensala KL42 S2-3 ledningsförnyelse	1/2017	1/2018	2026	70	Reinvestering
732	Hall FT81 stationsförnyelse	2022	2023	2026	115	Reinvestering
733	Himmata RT63 stationsförnyelse	2022	2023	2026	25	Reinvestering
757	Timmersdala FT52 stationsförnyelse	2022	2023	2026	110	Reinvestering
746	Malsta RT192 stationsförnyelse	2023	2024	2027	25	Reinvestering
640	Horred-Breared FL14 S3-4 ledningsförnyelse	1/2016	1/2017	2028	1 000	Reinvestering
608, 616	Hallsberg-Timmersdala-Stenkullen FL5 S1-4 opto	2019	2020	2028	35	Reinvestering
658	Edinge-Gräska RL11 S3-4 opto	2025	2025	2028	5	Reinvestering
659	Kolbotten-Hall-Hedenlunda FL8 S1-4 opto	2025	2025	2028	15	Reinvestering
664	Odensala-Kolbotten FL4 S1-4 opto	2025	2025	2028	15	Reinvestering
673	Horndal-Untra KL11 statusåtgärder & opto	2020	2021	2028	220	Reinvestering
728	Finnsletten RT25 stationsförnyelse	2024	2025	2028	85	Reinvestering
700	Bredåker-Plenninge KL42 S1 ledningsförnyelse	2022	2023	2030	30	Reinvestering



7.4 Elområde Malmö (SE4)

7.4.1 Om SE4

Elområde SE4 omfattar Skåne, Blekinge och delar av Kalmar, Kronobergs och Hallands län. En stor del av förbrukningen sker i Malmö/Lund-regionen och i städerna efter kusten – Helsingborg, Ystad, Trelleborg, Karlskrona och Kalmar.

I norr utgörs snitt 4 av fem 400 kV-ledningar. Snittet går i en linje från söder om Oskarshamn på östkusten till söder om Varberg på västkusten. Dessutom finns det åtta 130 kV-regionnätsledningar över snittet parallellt med stamnätet.

Från SE4 utgår fyra utlandsförbindelser. Det är två 400 kV växelströmskablar till Själland (DK2), likströmsförbindelsen Baltic Cable till Tyskland samt likströmsförbindelsen SwePol Link till Polen. I början av 2016 tas den nya likströmsförbindelsen NordBalt till Litauen i drift. Därtill finns förbindelser på regionnätsnivå genom fyra 130 kV växelströmskablar till DK2. Sammantaget ger dessa förbindelser en exportkapacitet på 3 200 MW och en importkapacitet på 3 600 MW.

Som framgår av Tabell 8 uppgår den installerade effekten för produktionsanläggningarna i SE4 till ca 4 700 MW. Av det utgörs dock 1 600 MW av reservkraft som kondens-kraftverk och gasturbiner, varför endast ca 3 100 MW står till elmarknadens förfogande. Det ska jämföras med att områdets maximala effektförbrukning uppgår till ca 5 000 MW.

SE4 är det största underskottsområdet i Sverige och det elområde i landet som har lägst produktionskapacitet. Under 2014 var elenergiunderskottet i SE4 ca 16 TWh.

Exporten till kontinenten och Baltikum väntas öka fram till 2025. Detta är bl.a. en följd av NordBalt och möjliggörs genom den nya förbindelsen SydVästlänken genom snitt 4.

Investeringsbehoven i SE4 är tydligt kopplade till områdets roll som utgångspunkt för många överföringsförbindelser till omvärlden. I dag har Svenska kraftnät bara förfrågningar om att ansluta 500 MW ny vindkraft i SE4. På lång sikt kan det dock komma att bli aktuellt med anslutning av havsbaserade vindkraftsparker.

Ledningarna i södra Sverige och i synnerhet på västkusten börjar bli gamla. Västkustklimatet med sina salta vindar sliter hårt på stamnätets anläggningar. I SE4 finns flera ledningar som är äldre än 60 år och där stora upprustningsbehov föreligger.

Under tioårsperioden planeras förnyelse av tre ledningar på en ledningssträcka av 15 mil. Vidare planeras byte av topplinor på flera ledningar. Under tioårsperioden räknar Svenska kraftnät med att påbörja upprustning av ca 22 mil av 400 kV-nätet i SE4.

De reinvesteringar som planeras i områdets stationsanläggningar handlar framför allt om förnyelse av fem stationer. Utöver dem planeras också ett stort antal byten av enskilda komponenter i primärutrustningar och kontrollanläggningar.

TABELL 8. EFFEKT OCH ENERGISITUATIONEN I SE4 2014 OCH 2025

KRAFTSLAG	PRODUKTION 2014 (TWh)	PRODUKTION 2025 (TWh)	INSTALLERAD EFFEKT 2014 (MW)	INSTALLERAD EFFEKT 2025 (MW)
Vattenkraft	1,5	1	350	300
Kärnkraft	0	0	0	0
Vindkraft	3,5	5	1 500	2 200
Kraftvärme	3	4	1 250	1 200
Solkraft	i.u	0	i.u	300
Kondenskraft och gasturbiner	0	0	1 600	1 600
TOTAL PRODUKTION	8	10		
Förbrukning	-24	-25		
BALANS	-16	-15		

Tabell 8. Effekt- och energisituationen i SE4 2014 och 2025. Siffrorna för installerad effekt 2014 är avrundade och härrör från Elåret 2014, Svensk Energi. De har fördelats på elområden baserat på Svenska kraftnäts mätvärden. Värdena för 2025 är Svenska kraftnäts antaganden.

7.4.2 Projektöversikt SE4



Figur 22. SE4 - Alla projekt.

7.4.3 Pågående och planerade

Det pågår fyra större reinvesteringsprojekt i SE4. Dels förnyas stationerna Barsebäck och Söderåsen, dels ledningen Hurva – Sege och växelströmsförbindelserna till Själland (DK2).

Två stationer byggs i Nybro respektive Hurva. Stationerna ingår i projekten NordBalt respektive SydVästlänken och består av både växelströmsställverk och strömriktarstationer för likströmsförbindelserna.

Likströmsförbindelsen NordBalt mellan Sverige och Litauen tas i drift i början av 2016 och knyter därmed den framväxande baltiska elmarknaden starkare till den nordiska.

Nätförstärkningar krävs i östra Götaland för att regionnätet i Nybro-området ska kunna upprätthålla driftsäkerheten efter anslutningen av NordBalt. Initialt löses detta med installation av systemvärn som kopplar bort NordBalt om ett kritiskt fel inträffar. I början av 2020-talet ersätts systemvärnslösningen med den nya ledning från Ekhyddan i SE3 via Nybro till Hemsjö som beskrivits i avsnitt 7.3.3. Systemvärdet behålls då endast för ökad driftsäkerhet.

Svenska kraftnät har i början av november 2015 tecknat samarbetsavtal med den tyska systemoperatören 50Hertz med inriktningen att bygga en likströmskabel mellan Skånes sydkust och den tyska kusten väster om Rügen. Förbindelsen ska byggas med VSC³⁸-teknik. Tänka anslutningspunkter till AC-näten är Hurva respektive Güstrow.

Projektet kallas Hansa PowerBridge och har sin huvudsakliga drivkraft i att ge marknaden tillgång till ökad kapacitet för att utnyttja de variationer i produktion och därmed elpris som uppstår med en allt större andel väderberoende elproduktion. Utbyggd kapacitet mellan Sverige och Tyskland är också ägnad

att förbättra försörjningstryggheten genom ökade möjligheter till import från Tyskland.

Samhällsekonomiska nyttoanalyser för Hansa PowerBridge har gjorts såväl i perspektivplanearbetet som inför tecknandet av samarbetsavtalet med 50Hertz. Med grund i dessa analyser har parterna kommit överens om att bygga förbindelsen med en effekt om 700 MW.

Även nyttan av en dubblerad förbindelse (2 x 700 MW) har analyserats men indikerade varken något positivt europeiskt eller svenskt nettonuvärde i något av de analyserade scenarierna. Parterna håller dock öppet för att med ändrade förutsättningar kunna komplettera länken i ett senare skede.

I dag är norra Tyskland ett överskottsområde och kapaciteten att överföra el söderut i Tyskland är begränsad. Mycket stora nätinvesteringar planeras dock i det tyska nätet bl.a. flera likströmskorridorer från norr till söder. Dessa förstärkningar är en förutsättning för att Hansa PowerBridge ska vara intressant för Sverige att bygga. Hansa PowerBridge beräknas kunna tas i drift senast 2025.

Några remissinstanser har efterlyst ytterligare en utlandsförbindelse till Polen. En sådan bedöms dock inte vara aktuell under planperioden. Ett skäl är att de interna begränsningarna i det polska nätet är alltför omfattande, vilket i dag kommer till uttryck i en alltför låg nyttjandegrad av den förbindelse som vi redan har, SwePol Link.

Inga stationsförnyelser eller större ledningsåtgärder har ännu nått så långt att de tekniska förstudierna har påbörjats. De två förstudier som pågår avser upprustning av optoförbindelser och en ledningsflytt i Staffanstorps.

PÅGÅENDEPROJEKT, SE4

NR	PROJEKT	FAS	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
782	NordBalt HVDC-station	Byggskede	2016	830	Marknadsintegration
784	NordBalt Markkabel	Byggskede	2016	185	Marknadsintegration
785	NordBalt Sjö kabel	Byggskede	2016	1 480	Marknadsintegration
191	SydVästlänken Hurva DC	Byggskede	2016	1 225	Marknadsintegration
425	Hurva-Sege FL24 S3-4 ledningsförnyelse	Beslutat	2019	370	Marknadsintegration
793	Nybro-Hemsjö ny 400 kV-ledning	Beslutat	2023	850	Marknadsintegration
772, 973	Söderåsen FT12 stationsförnyelse inkl reaktor X1	Upphandling	2017	190	Reinvestering
341	Själland-Sverige utbyte 400 kV-kabel	Beslutat	2018	360	Reinvestering
300	Barsebäck FT76 stationsförnyelse	Beslutat	2019	120	Reinvestering

PLANERADEPROJEKT, SE4

NR	PROJEKT	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
298	Hansa PowerBridge förbindelse med Tyskland	1/2017	2025	3260	Marknadsintegration
626	Kristinelund-Söderåsen FL23 opto	1/2016	2018	5	Reinvestering
823	Sege-Barsebäck FL7 S7-8 opto + ledningsflytt Staffanstorps	1/2016	2018	40	Reinvestering

38. Volutage Source Converter

7.4.4 Under övervägande

Två nya anslutningspunkter för vindkraft behöver byggas i SE4 fram till 2025.

En förnyelse av stationen Alvesta ska påbörjas under de närmaste åren. Ytterligare två stationsförnyelser – Arrie och Karlshamn – inleds några år in på 2020-talet.

Två stora ledningsförnyelser är Breared – Söderåsen och Sege – Barsebäck. Vidare tillkommer förnyelse av optoförbindelserna på fyra ledningssträckor. Tekniska förstudier kommer att inledas under de närmaste åren.

Havsbaserad vindkraft

Eventuell havsbaserad vindkraft utgör ett stort osäkerhetsmoment i planeringen av stamnätets utformning i SE4. Blekinge Offshore, Kriegers Flak och Södra Midsjöbanken är exempel på tre större parker där en anslutning till SE4 skulle kunna bli aktuell i framtiden.

Osäkerheterna har dock hittills varit alltför stora för att göra djupare studier av sådana anslutningar meningsfulla.

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE4

NR	PROJEKT	FÖRSTUDIESTART	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT [MNKR]	DRIVKRAFT
	Nya vindkraftanslutningar 2020-2028 SE4	löpande	löpande	2020-2028	160	Anslutning produktion & nät
624	Alvesta-Hurva FL24 S1-2 opto	2/2016	2/2017	2019	25	Reinvestering
719	Alvesta FT15 stationsförnyelse	1/2018	2019	2022	125	Reinvestering
124	Nybro-Hemsjö FL6 S4 opto	2020	2021	2024	30	Reinvestering
615	Horred-Häradsbo FL12 S1-2 opto	2021	2022	2025	25	Reinvestering
622	Häradsbo-Söderåsen FL12 S3-4 opto	2022	2023	2026	25	Reinvestering
654	Sege-Barsebäck FL7 S7-8 ledningsförnyelse	2019	2021	2026	290	Reinvestering
720	Arrie FT79 stationsförnyelse	2023	2024	2027	100	Reinvestering
738	Karlshamn FT221 stationsförnyelse	2024	2025	2028	100	Reinvestering
652	Breared-Söderåsen FL7 S3-4 ledningsförnyelse	1/2017	1/2018	2029	1 150	Reinvestering

7.5 Övriga förnyelser

Utöver de förnyelser som ovan har redovisats per elområde finns flera långsiktiga reinvesteringsprogram som gäller utrustning lokaliserad över hela landet. Det rör sig främst om ett stort antal enskilda apparater och kontrollanläggningar.

Dessa investeringar är var för sig inte så kostnadsdrivande

men den totala volymen blir ändå betydande. Totalt är det 40 à 50 apparater i ett varierande antal stationer som ska bytas varje år. Det blir alltså närmare 500 apparater under planperioden. Därutöver planeras även reinvesteringar i fem transformatorer, 15 reaktorer och 10 – 15 kontrollanläggningar.

ÖVRIGA FÖRNYELSER

NR	PROJEKT	FÖRSTUDIEFAS	BESLUT	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
	Reinvestering apparatbyten 2016-2025	löpande	löpande	löpande	450	Reinvestering
	Reinvestering reaktorer 2016-2025	löpande	löpande	löpande	305	Reinvestering
	Reinvestering transformatorer 2016-2025	löpande	löpande	löpande	240	Reinvestering
	Reinvestering kontrollanläggningar 2016-2025	löpande	löpande	löpande	100	Reinvestering

8. INVESTERINGSVOLYMEN

De nätinvesteringar som redovisas i Nätutvecklingsplan 2016 - 2025 innebär ett stort ekonomiskt åtagande. De projekt som anges i planen kan summeras till en samlad investeringsvolym på i storleksordningen 55 miljarder kronor.

För planperioden uppgår investeringarna till i storleksordningen 45 miljarder kronor. Därav utgör investeringarna i nya ledningar och stationer ca 25 miljarder kronor. Reinvesteringsbehoven under planperioden beräknas till närmare 20 miljarder kronor.

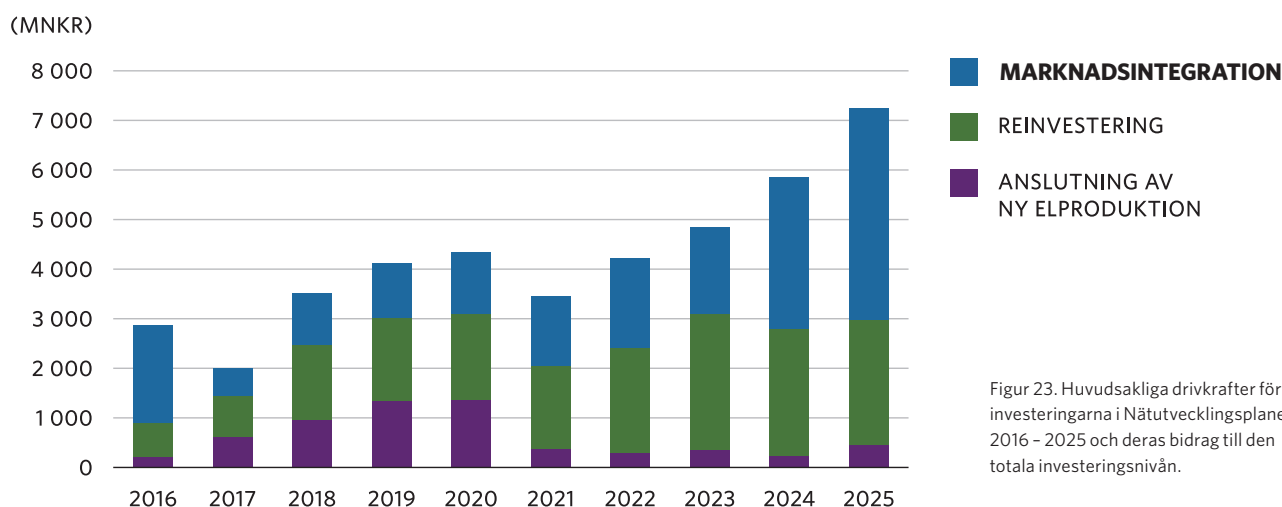
Investeringarna i det svenska stamnätet har under senare år nått en nivå, som i en historisk jämförelse är mycket hög. En väldigt grov fördelning av investeringarna på de tre drivkrafterna anslutning av elproduktion (vindkraft), reinvesteringar respektive marknadsintegration framgår av Figur 23. Det som anges i figuren är bruttosiffror, dvs. investeringsbidrag av olika slag ingår inte.

Den angivna investeringsvolymen är av naturliga skäl behäftad med viss osäkerhet. Investeringar som ligger i genomförandefas torde få ett utfall som ligger nära angiven plan medan sådana investeringar som ligger i planeringsfas

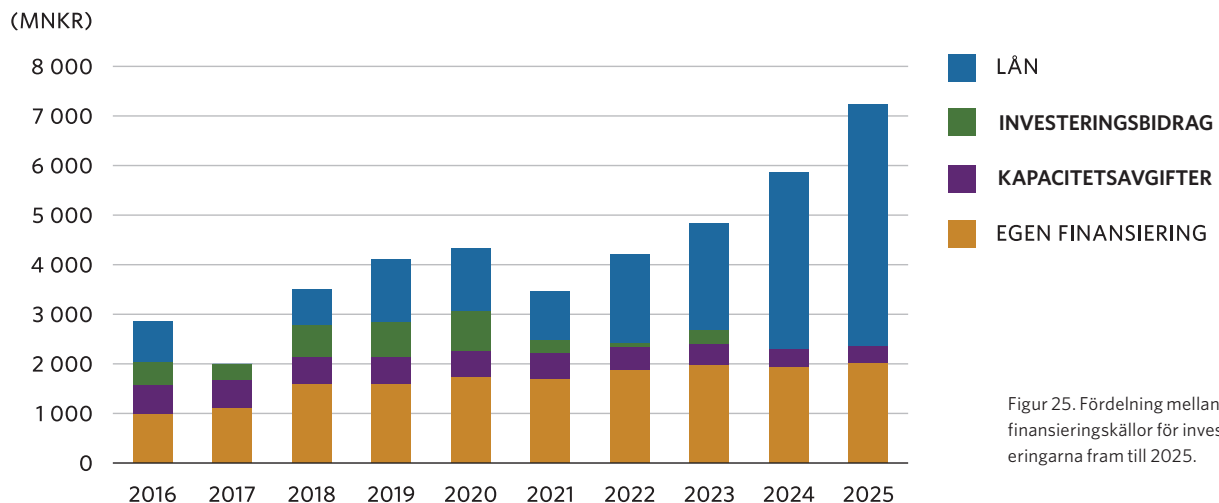
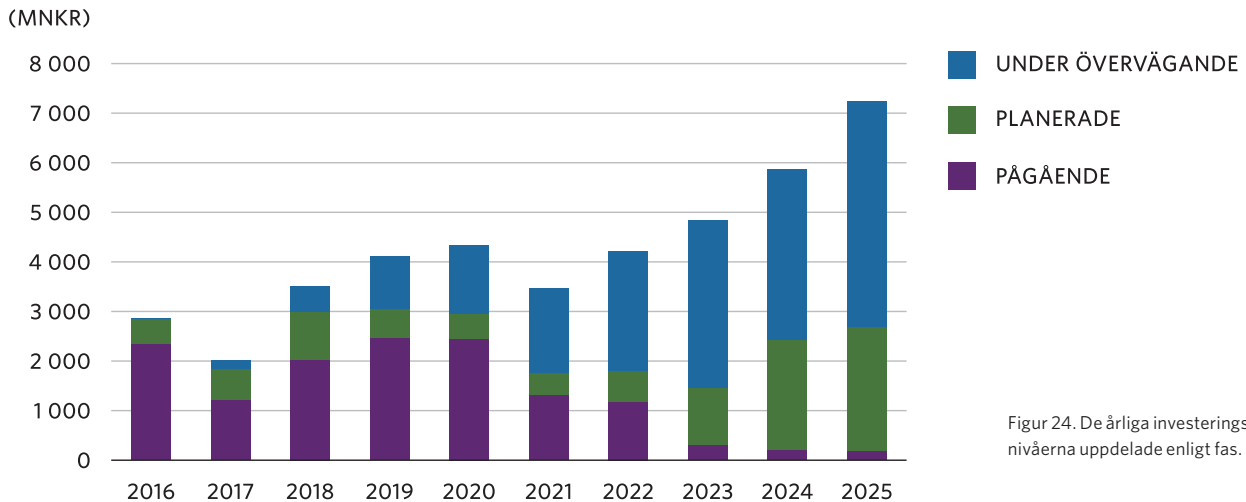
är mindre säkra. Här bör särskilt noteras att planerade vindkraftanslutningar inte sällan avbryts som följd av t.ex. finansieringssvårigheter eller sänkt lönsamhetsbedömning av vindkraftsexploatören.

Än mer osäkra är investeringar som idag endast kategoriseras som under övervägande. Här finns risk för att de antingen avbryts eller för att belopp och tidplaner förändras. Figur 24 (nästa sida) visar hur stor del av den årliga investeringsvolymen som utgörs av investeringar i respektive fas och den ger därmed en viss indikation om förväntad årlig träffsäkerhet i Nätutvecklingsplan 2016 - 2025.

Utifrån ovanstående resonemang kan man förmoda att den årliga investeringsvolymen kommer att falla ut något lägre än vad som nu anges i planen. I den andra vågskålen ligger dock såväl möjliga fördringar som att ytterligare, för dagen oförutsedda, nätutbyggnader kan bli nödvändiga eller angelägna. Sammantaget gör verket därför bedömningen att den angivna investeringsvolymen utgör en idag rimlig uppskattning på aggregerad nivå.



Figur 23. Huvudsakliga drivkrafter för investeringarna i Nätutvecklingsplanen 2016 - 2025 och deras bidrag till den totala investeringsnivån.



8.1 Finansieringen av investeringarna

Svenska kraftnäts investeringar finansieras huvudsakligen genom upplåning och med internt genererade medel. Därutöver har affärsverket ytterligare två viktiga finansieringskällor.

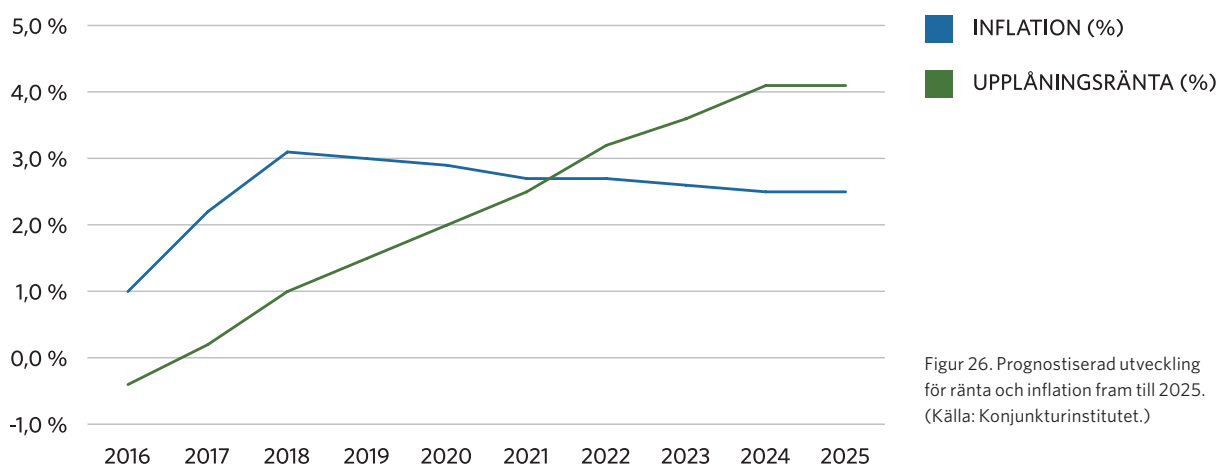
Den första är investeringsbidragen. När ny elproduktion tillkommer är nätföretagen skyldiga att ansluta produktionen. Om det inte finns ledig kapacitet i nätet får den anslutande producenten betala ett investeringsbidrag som ska täcka de nätinvesteringar som görs i direkt syfte att ansluta produktionsanläggningen. Därtill kan investeringsbidrag från fastighetsägare förekomma t.ex. när nätutbyggnader medför att värdefull mark kan frigöras. En tredje typ av investeringsbidrag är EU-medel som ställs till förfogande för investeringar som anses ha europeisk nytta. Ett exempel på detta är projektet NordBalt, som erhållit bidrag från EU:s fonder.

Den andra är kapacitetsavgifterna (de s.k. flaskhalsintäkterna). Kapacitetsavgifter genereras när det uppstår prisskill-

nader mellan angränsande elområden (länder eller svenska elområden).

Enligt EU:s förordning (EG) 714/2009 ska kapacitetsavgifter mellan länder användas antingen till att genom mot-handel garantera att tilldelad kapacitet på förbindelserna är tillgänglig för marknaden eller till nätinvesteringar som ökar kapaciteten och på sikt bygger bort de flaskhalsar som genererar prisskillnaden. Därtill ges även en möjlighet att fondera medel samt att undantagsvis – efter godkännande av Energi-marknadsinspektionen – sänka nättariffen. I enlighet med verkets regleringsbrev tillämpar Svenska kraftnät EU-förordningen även på de kapacitetsavgifter som genereras av flaskhalsar mellan de svenska elområdena. Kapacitetsavgifterna är dock mycket svårbedömbara och volatila.

Figur 25 anger den bedömda fördelningen mellan olika finansieringskällor. Som framgår av figuren är det främst upplåningen som ökar när investeringsnivåerna skjuter i höjden.



Figur 26. Prognostiserad utveckling för ränta och inflation fram till 2025. (Källa: Konjunkturinstitutet.)

8.2 Svenska kraftnäts finansiella utveckling

Investeringarna i Nätutvecklingsplan 2016 – 2025 kommer att få betydande konsekvenser för verkets ekonomi och den stamnätstariff som tas ut av nätkunderna.

Den finansiella ställningen är också starkt beroende av en rad faktorer som följer av investeringarna och som i många fall är svåra att prognosticera med god träffsäkerhet. Den förhöjda investeringsnivån kommer att få direkt påverkan på verkets kostnader genom ökade avskrivningar och räntor men också indirekt genom ökade kostnader för drift och underhåll av ett allt större anläggningsbestånd.

8.2.1 Förutsättningar för den finansiella utvecklingen

En uppskattning av vad Nätutvecklingsplan 2016 – 2025 innebär för verkets finansiella ställning och för nätkundernas kostnadsutveckling till 2025 förutsätter en rad antaganden.

Svenska kraftnät har idag ett avkastningskrav från regeringen på sex procent på justerat eget kapital över en konjunkturcykel. Detta antas gälla oförändrat under perioden. Regeringen har dock aviserat en översyn av avkastningskravet. Om översynen leder till en höjning av avkastningskravet får detta betydande konsekvenser under tioårsperioden.

Den huvudsakliga kostnadsökning som verkets investeringar beräknas ge upphov till utgörs av räntekostnader och avskrivningar. Det nuvarande ränteläget i Sverige med räntor nära och t.o.m. under noll är ovanligt. Utvecklingen för Svenska kraftnäts upplåningsränta från Riksgälden följer reporäntan och den långsiktiga utvecklingen är svår att prognostisera.

För prognostisering av räntenivån använder verket Konjunkturinstitutets prognos som underlag och detsamma gäller för inflationsantagandena. Givet verkets planerade, höga belåning kommer varje avvikelse från den antagna

räntenivån att få stor betydelse för verkets finansiella ställning och för de framtida tariffnivåerna. Prognostiserade nivåer framgår av Figur 26.

Såväl kapacitetsavgifterna som kostnaderna för mot-handel är mycket svåra att uppskatta. Priset på el och de prisskillnader som uppstår mellan elområden är beroende av en mängd faktorer som temperatur, tillgång på vatten i vattenmagasinen, kärnkraftens tillgänglighet samt överföringskapaciteten mellan elområden och på utlandsförbindelser. Dessa faktorer är svåra att bedöma redan på ett års sikt. Hur situationen kommer att vara om tio år är ännu svårare att bedöma.

Inflödet av kapacitetsavgifter antas årligen uppgå till mellan 700 och 800 mnkr för perioden 2016 – 2025. Givet dessa förutsättningar skulle de årliga mothandelskostnaderna (f.n. ca 20 mnkr) mer än väl täckas av kapacitetsavgifter under perioden fram till 2025, även om de kan komma att öka. Den absolut största delen av kapacitetsavgifterna kan således användas till finansiering av investeringar.

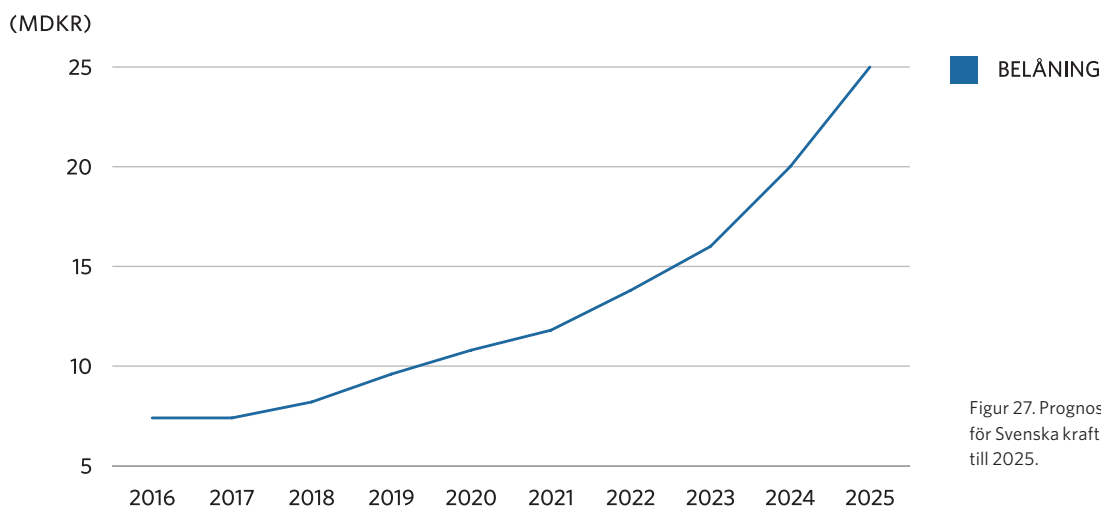
8.2.2 Svenska kraftnäts finansiella ställning

Den höga investeringstakten kommer påtagligt att påverka Svenska kraftnäts balansräkning. Med angivna förutsättningar samt oförändrade finansieringsprinciper, avkastningskrav och vinstutdelningar till staten (65 procent av resultatet) skulle verkets belåning 2025 komma att uppgå till i storleksordningen 25 miljarder kronor³⁹. Detta antagande är förstas förenat med stor osäkerhet.

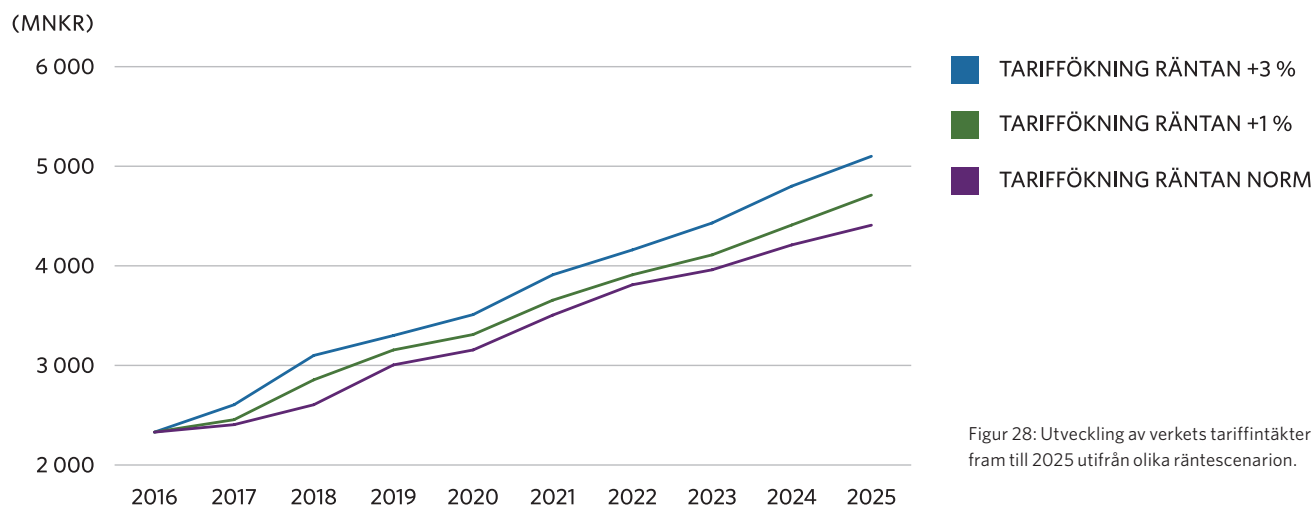
Det motsvarar en skuldsättningsgrad på hela 270 procent, att jämföra med dagens högsta tillåtna skuldsättningsgrad om 140 procent. Soliditeten 2025 uppskattas till ca 18 procent. Utvecklingen är dock starkt beroende av antagna ingångsvärden. Prognostiserat utfall redovisas i Figur 27 (nästa sida).

De finansiella nyckeltal som redovisas ovan är noterbara och skulle, om inte Svenska kraftnät vore en del av staten, ge

39. Beloppet inkluderar inte ev. ökade lån för vidare utlåning till region- och lokalnätsägare inom ramen för det som kallas nätförstärkningslån. Så länge den nyligen fastslagna ordningen gäller kan beloppet således ökas med upp till ca 700 mnkr, för att sedan successivt minska i takt med att lånen återbetalas. Beloppet inkluderar inte heller ev. kontanta medel (i storleksordningen 700 mnkr) som Svenska kraftnät kan komma att behöva ställa som säkerhet vid inköp av överföringsförluster. Idag har verket möjlighet att använda bankgarantier som säkerhet men den möjligheten kan komma att upphöra fr.o.m. mars 2016.



Figur 27. Prognostiserad utveckling för Svenska kraftnäts belåning fram till 2025.



Figur 28: Utveckling av verkets tariffintäkter fram till 2025 utifrån olika räntescenarion.

bilden av en ansträngd finansiell situation. Som statlig myndighet blir dock nyckeltalen mindre relevanta. Sålunda kan verket låna från Riksgälden, oavsett nivå på de finansiella nyckeltalen, så länge riksdagen har godkänt låneramen.

8.2.3 Stamnätstariffen

De kostnader som genereras av Svenska kraftnäts investeringar betalas ytterst av slutkunderna. Svenska kraftnät tar genom stamnätstariffen betalt för all inmatning till och uttag från stamnätet och det är främst effektavgiften⁴⁰ som ska täcka de ökade kostnader som investeringarna ger upphov till.

Givet dessa förutsättningar, och mot bakgrund av de projekt som redovisas i Nätutvecklingsplan 2016 – 2025, beräknas kostnaderna för drift, förvaltning och utveckling av stamnätet öka med totalt ca 100 procent under perioden.

Det är viktigt att notera att uppskattningen gäller generellt för hela nätkollektivet. För den enskilde nätkunden kan utfallet bli annorlunda, beroende på avgiftsstruktur och var i nätet kunden är ansluten.

I Figur 28 åskådliggörs utvecklingen av Svenska kraftnäts totala tariffintäkter (effektavgiften), givet olika antaganden om räntebanan. Effekten av en högre ränta, som återges nedan, ser vid en första anblick modest ut med tanke på den stora belåningen. Det som inte framgår av figuren är dock att en högre ränta också påverkar investeringskostnaden, genom att verket aktiverar ränta (ränta under byggtid) för de största investeringarna.⁴¹ Det innebär att en högre räntesats medför att investeringarna blir dyrare och följaktligen att kostnaderna för avskrivningar blir högre under anläggningarnas hela avskrivningstid dvs. till stor del bortom 2025.

40. Stamnätstariffens andra del (utöver effektavgiften) är energiavgiften. Energiavgiften ska täcka verkets kostnader för att upphandla de förluster som överföringen på stamnätet ger upphov till. Utvecklingen för energiavgiften är således till stor del beroende av elprisutvecklingen och bara indirekt av nätutbyggnaden genom de ökning eller minskningar av förlusterna som denna ger upphov till.

41. Detta innebär att räntan för dessa investeringar inte belastar resultaträkningen under aktuellt år utan inkluderas i investeringen och kostnadsförs först när anläggningen tas i drift genom avskrivningarna.

8.3 Svenska kraftnäts uppdrag och finansiella utmaningar

Svenska kraftnät fastställer nivån på stamnätstariffen med utgångspunkt i regeringens avkastningskrav på verket. Som alla andra nätföretag regleras dock Svenska kraftnäts intäktsnivåer av den intäktsram som fastställs av Energi-marknadsinspektionen. I dagsläget – och med det avkastningskrav som Svenska kraftnät lyder under och den WACC⁴² som Energimarknadsinspektionen tillämpar – ger intäktsramen tillräckligt utrymme för verkets intäktsbehov. Nätutbyggnaden medför dock ett par utmaningar som väsentligt kan försvåra verkets förutsättningar att hålla sig inom ramen.

För det första tillämpar intäktsramen en avskrivningstid för kablar och stationer om 40 år. Det överstiger Svenska kraftnäts avskrivningstider om 30 år eller mindre och i vissa fall även den tekniska livslängden. Konsekvensen av detta blir att vissa anläggningar riskerar att inte vara i bruk tillräckligt länge för att verket ska kunna få full kostnadstäckning för dem.

För det andra tillämpas det regleringsmässiga avkastningskravet (WACC) endast på anläggningar som är tagna i bruk medan Svenska kraftnät i själva verket naturligtvis även har kapitalkostnader för pågående investeringar. De senare kan mycket väl tänkas ingå i ett framtida ändrat avkastningskrav från ägaren, vilket i så fall medför att ett lägre avkastningskrav på verket än den regleringsmässiga WACC likafullt kan göra att intäktsbehovet blir större än intäktsramen.

Slutligen innefattar intäktsramen också ett effektiviseringskrav på det som i regleringen benämns påverkbara kostnader. Hit hör bl.a. personalkostnader och drift och underhåll. Utbyggnaden av stamnätet kommer att leda till högre nivåer för alla dessa kostnadsposter, även om verket ökar kostnadseffektiviteten per anläggning. Detta tas det inte någon hänsyn till i regleringen. I ett långsiktigt perspektiv kan det innebära svårigheter att hålla sig inom de nivåer som regleringen tillåter.

Ytterligare en utmaning för den prognostiserade tariffhöjningen är den europeiska lagstiftningen. Enligt kommissionens förordning (EU) 838/2010 får värdet av de årliga genomsnittliga överföringsavgifter som betalas av producenter i Sverige uppgå till högst 1,2 euro/MWh. För Svenska kraftnät var värdet 2014 av de årliga genomsnittliga överföringsavgifterna som betalas av producenter 0,73 euro/MWh.

Utifrån den prognostiserade tariffökningen finns det således en risk att denna gräns kommer att överskridas om inte fördelningen mellan förbrukare och producenter ändras till konsumenternas nackdel. En sådan omfördelning ter sig ologisk, eftersom en betydande del av investeringarna motiveras av producentnytta. Om en kostnadsriktig stamnätstariff ska upprätthållas, där rätt aktörsgrupp möter de kostnader de ger upphov till, är det rimligt att producenterna bär sin del av verkets ökade kostnader.

Kraven på finansiella resurser för att realisera denna plan

är omfattande. Nätutvecklingsplan 2016 – 2025 återspeglar emellertid statsmakternas uppdrag till Svenska kraftnät och den lagstiftning som styr verksamheten. Svenska kraftnät har anslutningsplikt enligt ellagen och stora delar av verkets anläggningar uppnår snart sin tekniska livslängd och behöver förnyas. En betydande andel av investeringsplanen är således till sin natur tvingande. Därtill ska Svenska kraftnät enligt verkets instruktion⁴³ bygga ut stamnätet baserat på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar. Sådana bedömningar ska inte enbart vara nationella. Nordiska Ministerrådet har uppmanat de nordiska stamnätsoperatörerna att bygga ut nätet utifrån ett nordiskt nyttoperspektiv. För att möjliggöra harmonisering av elpriser, säkra försörjningstryggheten, främja effektivt resursutnyttjande och minska koldioxidutsläpp är det viktigt att de investeringar som drivs av marknadsintegration genomförs.

42. Viktad kapitalkostnad (eng. weighted average cost of capital), anger avkastningskravet på totalt kapital.

43. Förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Verket utvecklar stamnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, miljövänlig och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

SVENSKA KRAFTNÄT

Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00
Fax 010-475 89 50

www.svk.se

