

# **Utmaningar för den nordiska elmarknaden**

ER 2013:14

Böcker och rapporter utgivna av Statens  
energimyndighet kan beställas via  
[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)  
Orderfax: 08-505 933 99  
e-post: [energimyndigheten@cm.se](mailto:energimyndigheten@cm.se)

© Statens energimyndighet

ER 2013:14

ISSN 1403-1892

## Förord

Denna rapport har tagits fram som en redovisning av uppdrag 15 i Energimyndighetens regleringsbrev för år 2013.

Det geografiska område som kan betraktas som en gemensam elmarknad växer och den nordiska elmarknaden integreras allt mer med länder och elmarknader i vår närhet. Uppdraget har varit att beskriva den nordiska elmarknadens utveckling i den växande elmarknaden samt att identifiera utmaningar för den nordiska elmarknaden.

Syftet har inte varit att ge en heltäckande bild av samtliga utmaningar en gemensam elmarknad medför. Rapportens fokus är på några av de större utmaningarna på ett mer övergripande plan. Utmaningar för den nordiska elmarknaden är således betydligt fler än vad som tas upp i denna rapport. Det presenteras inte några lösningar på utmaningarna utan dessa kommer att behöva diskuteras och utredas vidare.

Rapporten har fler syften än att identifiera utmaningar och kommer att vara ett underlag till Nordiska ministerrådets fortsatta arbete samt ett underlag för diskussioner kring utmaningar på en konferens i juni 2013. Konferensen anordnas av Näringsdepartementet och Energimyndigheten inom ramen för det svenska ordförandeskapet i Nordiska Ministerrådet.

Arbetet har letts av Energimyndigheten med bidrag och deltagande av Svenska Kraftnät. Värdefulla kommentarer och synpunkter har Energimarknadsinspektionen, Svensk Energi samt några experter från branschen lämnat.

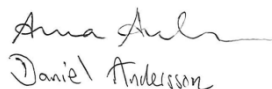
Eskilstuna i april 2013



Erik Brandsma  
Generaldirektör



Zofia Lublin  
Avdelningschef

  
Daniel Andersson

Anna Andersson  
& Daniel Andersson  
Projektledning



# Några utmaningar för den nordiska elmarknaden

Det geografiska område som kan betraktas som en gemensam elmarknad växer och den nordiska elmarknaden integreras alltmer med länder och elmarknader i vår närhet. I denna rapport har syftet varit att identifiera utmaningar som den nordiska elmarknaden kan stå inför i framtiden.

## Kapacitetsmekanismer på kontinenten kan påverka den nordiska elmarknadens utveckling

### **Ökad mängd intermittent kraft minskar incitamentet att hålla termisk kraft**

De senaste åren har en stor mängd intermittent förnybar elproduktion byggts, främst sol och vindkraft, och anslutits till elnäten i Europa. Denna utveckling har främst drivits på via olika former av stödsystem för förnybar elproduktion. De handlingsplaner för förnybart som upprättats av EU:s medlemsländer visar att utbyggnaden av intermittent kraft kommer att fortsätta.

När den intermittenta kraftens andel ökat har också behovet av att kunna balansera den varierande produktionen ökat. Detta har på kontinenten, traditionellt sett, hanterats med reglerbar termisk fossilbaserad kraft. Den kraftiga utbyggnaden av förnybar elproduktion har gjort att lönsamheten för termiska anläggningar har minskat och incitamenten till att hålla eller bygga ny traditionell termisk kraft har försvagats.

### **För att kunna garantera tillräcklig kapacitet i systemet införs kapacitetsmekanismer**

En del länder på kontinenten ser en kapacitetsmekanism som lösningen på att kunna behålla reglerbar termisk kraft i systemet för att balansera den intermittenta kraften och för att säkerställa att tillräcklig kapacitet är tillgänglig för att möta efterfrågan vid höglasttimmar.

Flera länder har eller planerar att införa kapacitetsmarknader eller någon form av kapacitetsmekanism. Det innebär något förenklat att producenter får betalt för att kapacitet ska finnas tillgänglig vid behov, som exempelvis vid höglasttimmar, och bidrar därmed till att anläggningarna inte läggs ned.

Diskussionen på kontinenten om kapacitetsmarknader handlar i grund och botten alltså om hur man ska behålla och vid behov bygga termisk reglerbar kapacitet som garanterar driftsäkerhet i elnäten.

Länder i Europa som redan har introducerat någon typ av kapacitetsmekanism men med något olika utformning är Spanien, Portugal, Grekland, Irland, Nordirland samt Ryssland. I ett flertal andra länder diskuteras eller har redan beslutats om införandet av en kapacitetsmekanism och de är Italien, Frankrike, Polen, Storbritannien och Tyskland.

### **Eventuellt påverkas handeln mellan nordiska elmarknaden och elmarknader med kapacitetsmekanism**

Införandet av kapacitetsmekanismer i länder som angränsar till den nordiska elmarknaden kan störa handeln, särskilt vid höglasttimmar, och på det sättet påverka utvecklingen av den nordiska elmarknaden. Hur den nordiska elmarknaden kan komma att påverkas om kapacitetsmekanismer införs i angränsande länder är en komplex fråga eftersom de kan utformas på många sätt.

Ett exempel är Rysslands införande av en kapacitetsmekanism som har påverkat handeln mellan Ryssland och Finland. Ryssland använder sig av en kapacitetsmekanism som lägger en extra kostnad, så kallad kapacitetspremie, på export från Ryssland vid höglasttimmar. Det innebär att Ryssland typiskt sett exporterar under låglasttimmar medan exporten under höglasttimmar stryps om inte det finska elpriset överstiger det ryska elpriset plus kapacitetspremien. Under 2012 sjönk importen från Ryssland till Finland till en tredjedel av tidigare års importmängder. Den minskade handeln beror inte uteslutande på kapacitetsmekanismen utan även på den mycket goda tillgången på el från övriga Norden under just 2012. Ett år med mindre möjlighet till import från länder utöver Ryssland och som då har ett högt pris satt på el för export påverkar handeln och risken ökar att en elbrist inte kan täckas med handel.

Fortsatt integrering mellan områden med och utan kapacitetsmekanismer kan avstanna då incitamentet med en öppen handel inte fungerar som det är tänkt under alla timmar.

### **Utmaningen för den nordiska elmarknaden är att förhålla sig till kapacitetsmekanismer**

Utmaningen för den nordiska elmarknaden är att förhålla sig till kapacitetsmekanismer och analysera vilka följder det kan få om eller när fler införs i områdena kopplade till den nordiska elmarknaden.

Att införa kapacitetsmekanismer, för att trygga energiförsörjningen och hålla balansen i nätet, är den lösning som många länder planerar för i enlighet med vad som redogjorts för ovan. Det finns andra potentiella kostnadseffektiva åtgärder för att trygga energiförsörjningen och hålla balansen i nätet som kan införas som ett alternativ till en kapacitetsmekanism. Exempel på åtgärder är att öka integrationen mellan länder, ökad efterfrågeflexibiliteten både i industrin och enskilda

konsumenter genom bland annat smarta nät och smarta mätare samt utvecklingen av energilager.

## **Stora utmaningar för fortsatt utbyggnad av elnät**

### **Stora investeringar i elnät kommer att krävas**

De EU-gemensamma målen om att nå minskade klimatutsläpp och öka andelen förnybart kräver bland annat en ökad användning av förnybar energi och då även el från förnybara energikällor. En gemensam elmarknad och större integrering av elnäten bedöms vara en förutsättning för att lyckas med att uppnå uppsatta mål. Integreringen mellan länderna bedöms även leda till en effektivare resursanvändning och ökad försörjningstrygghet.

Elnäten i stora delar av Europa är gamla och står inför reinvesteringar samtidigt som stora mängder ny kraft byggs och behöver anslutas. Hela funktionssättet förändras för att kunna reglera intermittent kraft, hantera smarta lösningar, integrera med övriga länder och helst i samma takt som utbyggnaden av ny kraft sker. Utmaningarna är tekniska, ekonomiska och en fråga om acceptans.

### **Svårt att enas om samhällsekonomisk nytta av gränsöverskridande transmissionskapacitet**

Hur transmissionskapacitet mellan länder ska beslutas, finansieras och samtidigt optimera nyttan ur ett nordiskt eller europeisk perspektiv och inte bara till det enskilda landet är en utmaning. Vissa stamnätsoperatörer har i sitt uppdrag att maximera nyttan för det egna området och metoder behövs för hur länder kan enas om ömsesidig samhällsekonomisk nytta av gränsöverskridande transmissionskapacitet.

Bedömningen av nyttan påverkas ytterligare av om transmissionskapacitet planeras till område med en kapacitetsmekanism eller som efteråt inför en sådan mekanism som kan antas påverka handeln mellan områdena.

### **Modellsimuleringarna visar på betydelsen av utbyggd transmissionskapacitet**

De modellsimuleringar som gjorts visar framförallt på betydelsen av fortsatt utbyggd transmissionskapacitet såväl inom Norden som till kontinenten/Baltikum. Kraftbalansen växer sig starkare i Norden fram till 2030 och utan en fortsatt utbyggnad av transmissionskapacitet kommer kraften att bli instängd. Instängd kraft innebär egentligen ett överskott på el som pressar priserna neråt mot mycket låga nivåer då det inte går att exportera. Vid så låga priser är det högst osannolikt att den antagna kraftutbyggnaden kommer att realiseras.

## **Stora utmaningar för den nordiska elmarknaden efter 2030**

### **Stor mängd effekt finns i anläggningar som antagligen fasas ut efter 2030**

Effektbalansen i Norden som helhet är god och kommer fram till år 2030 att växa sig starkare utifrån de antaganden som gjorts i detta arbete.

Ur ett effektbalansperspektiv uppstår den stora utmaningen i Norden då de befintliga svenska och delar av de finska kärnkraftsreaktorerna samt gammal termisk kraft i Danmark och Finland med hög tillgänglighet fasas ut av ålders- eller lönsamhetsskäl. Om de nya elproduktionsanläggningar som byggs fram tills dess har låg tillgänglighet kommer ett underskott, ur ett effektbalansperspektiv, att uppstå.

Ett underskott i effektbalansen eller osäkerhet kring hur systemet klarar effektoppar är det som lett till utvecklingen vi nu ser på kontinenten med diskussionen om införandet av kapacitetsmekanismer. Den problematiken är alltså något som Norden som helhet kan komma att hantera i framtiden. Fördelen för Norden är att det finns tid att skapa alternativa lösningar på detta medan delar av kontinenten står inför detta problem redan nu. Alternativ har tidigare tagits upp under diskussionen om kapacitetsmekanismer.

### **Förändrad produktionsmix påverkar stabiliteten i elnätet**

I elnätet måste det alltid vara balans mellan produktion och användning. En ökad andel intermittent kraft eller avveckling av kraft med hög tillgänglighet påverkar stabiliteten i elnätet. Genom att mäta frekvensen i elnätet är det möjligt att kontrollera hur väl kraftsystemets totala produktion och användning är balanserad.

Elproduktion från kärnkraft står idag för en stor del av den el som produceras i Norden. Kärnkraften deltar inte aktivt i frekvensregleringen men bidrar mycket till systemets svängmassa, det vill säga den tröghet som motverkar frekvensvariationer och som bidrar till stabiliteten i elnätet. Om kärnkraften, till vissa delar, ersätts med annan produktion som bidrar med svängmassa så får en avveckling en begränsad påverkan på frekvensregleringen. Vind- och solkraft har ett obetydligt svängmassabidrag och är inte jämförbar med kärnkraft i det avseendet. Kärnkraften behöver åtminstone delvis ersättas med annan produktion med hög tillgänglighet för elnätets stabilitet. Det går idag inte att säga hur stort det behovet är.

Framtidens produktionsmix påverkar alltså hur möjligheter, behov och kostnader kommer att se ut för att hålla frekvens- och spänningsbalans i elnätet. Hur stor andel kraft med hög tillgänglighet som kommer att behövas för stabiliteten i ett elsystem, hur teknisk utrustning och andra lösningar kan bidra och till vilken kostnad behöver utredas vidare.



## **Andra utmaningar finns inom angränsande områden**

Med en växande elmarknad följer andra utmaningar utöver det urval som nämnts ovan. Gemensamma regelverk som växer fram på elmarknaden är ett av dem. Ett gemensamt regel- eller ramverk är nödvändigt för en väl fungerande marknad. Utmaningen i ett gemensamt regelverk är att delta och följa hur de utformas, förutse vilken påverkan det kan få för den nordiska elmarknaden och kanske framförallt att enas om dem.

I detta arbete har konsekvenserna av en växande elmarknad för konsumenterna inte behandlats. Konsumenterna kommer att påverkas av elprisförändringar även om elpriset i modellsimuleringarna inte är högt utifrån de antaganden som gjorts. Att skapa en flexibel efterfrågesida med hjälp av smarta nät kräver aktiva konsumenter med möjlighet att påverka sina egna kostnader. Elnätet står inför stora investeringar vilket sannolikt kommer att påverka nätavgifterna. Sammantaget kan det konstateras att konsumenterna kommer att påverkas av utvecklingen men hur denna påverkan ser ut behöver utredas vidare.

I dagsläget pågår en utredning som ska ta fram ett lagförslag om införande av nettodebitering av el och resultatet av den kommer att kunna erbjuda både nya möjligheter och utmaningar för den nordiska elmarknaden.

Miljökonsekvenser kopplade till den växande elmarknaden, om risken för energibrist, utvecklingen av nationella eller harmoniserade stödsystem och mål för klimat, förnybar energi, energieffektivisering och försörjningstrygghet för tiden efter 2020 är ytterligare exempel på områden med ytterligare utmaningar som är intressant att utreda vidare och påverkas av hur politiken utformas.

## Innehåll

<b>Några utmaningar för den nordiska elmarknaden</b>	<b>5</b>
<b>1 Inledning</b>	<b>13</b>
1.1 Bakgrund till uppdraget .....	13
1.2 Genomförande och avgränsningar .....	14
1.3 Deltagande i arbetet .....	15
<b>2 Vägen mot en gemensam europeisk elmarknad</b>	<b>16</b>
2.1 EU:s energi- och klimatpolitik .....	16
2.2 Tredje inre marknadspaketet för el och gas .....	17
2.3 EU:s Östersjöstrategi .....	22
2.4 Nordsjön Offshore Grid Initiative, NSCOGI .....	22
2.5 Gemensam slutkundsmarknad och effektivisering .....	22
<b>3 Kort om elmarknaderna i och omkring Norden</b>	<b>24</b>
3.1 Norden .....	24
3.2 Sverige .....	25
3.3 Norge .....	26
3.4 Finland .....	27
3.5 Danmark .....	29
3.6 Island .....	30
3.7 Estland .....	31
3.8 Lettland .....	32
3.9 Litauen .....	34
3.10 Tyskland .....	35
3.11 Polen .....	37
3.12 Nederländerna .....	38
3.13 Storbritannien .....	39
3.14 Ryssland .....	42
<b>4 Elsystem i förändring</b>	<b>43</b>
4.1 Kapacitetsmekanismer diskuteras på kontinenten .....	43
4.2 Internationella anslutningar och hantering av transmission .....	47
<b>5 Frekvens- och spänningsreglering idag och i framtiden</b>	<b>50</b>
5.1 Balans i elnätet .....	50
5.2 Frekvensreglering .....	51
5.3 Spänningsreglering .....	53
5.4 Framtida frekvens- och spänningsreglering .....	54
5.5 Försörjningstrygghet och effektbalans .....	59
<b>6 Scenarier och förutsättningar för modellsimuleringar</b>	<b>63</b>
6.1 Scenariobeskrivning .....	63
6.2 Elproduktion .....	64
6.3 Kärnkraftskapacitet .....	68

6.4	Avveckling av annan befintlig elproduktion .....	69
6.5	Elanvändning .....	70
6.6	Priser på utsläppsrätter för CO <sub>2</sub> och bränslen.....	70
6.7	Transmission.....	74
6.8	Övriga antaganden .....	77
<b>7</b>	<b>Resultat från modellsimulering</b>	<b>78</b>
7.1	Elpriser.....	78
7.2	Prisvolatilitet.....	82
7.3	Handel.....	82
7.4	Effektbalans i Basscenariot.....	84
	<b>Bilaga 1 Modellbeskrivning</b>	<b>90</b>



# 1 Inledning

## 1.1 Bakgrund till uppdraget

Regeringen har gett Energimyndigheten i uppdrag att analysera hur utvecklingen av en geografiskt växande elmarknad kan påverka den nordiska elmarknadens utveckling.

Uppdragstexten ur Regleringsbrevet:

*Det geografiska område som kan betraktas som en gemensam elmarknad växer från år till år. Statens energimyndighet ska analysera hur detta kommer att påverka den nordiska elmarknadens utveckling. Viktiga aspekter att beakta är exempelvis kostnadsutvecklingen för ny elproduktion etc. och ramvillkor inom olika delar av den nordiska/nordeuropeiska elmarknaden. Utvecklingen av elnät såsom överföringsförbindelser mellan länder är en annan central aspekt. Exempelvis planeras det nya konventionella produktionsanläggningar i regionen samtidigt som andra läggs ned. På nordisk nivå och på kontinenten kommer det att byggas mycket förnybar elproduktion de kommande åren med åtföljande krav på nätutbyggnad och reglermöjligheter. I uppdraget ingår att analysera hur detta sammantaget kommer att påverka elförsörjningssituationen, elpriser m.m. de kommande åren? Vid genomförandet av uppdraget sak Statens energimyndighet på lämpligt sätt tillvarata de kunskaper och den erfarenhet som finns hos Energimarknadsinspektionen och hos andra berörda aktörer på området. Uppdraget ska avrapporteras till Regeringskansliet (Näringsdepartementet) senast 30 april 2013.*

I dialog med uppdragsgivaren har uppdraget förtydligats med utgångspunkt från uppdragstexten. Utifrån dessa dialoger har syftet med rapporten formulerats till att rapporten ska lyfta stora utmaningar som den nordiska elmarknaden står inför.

Tidsperspektivet i rapporten är i 2030 med en kvalitativ utblick mot tiden efter 2030.

Rapporten har fler syften än att identifiera utmaningar och kommer att vara ett underlag till Nordiska ministerrådets fortsatta arbete.

Rapporten, eller kanske snarare de identifierade utmaningar som lyfts, kommer dessutom att ligga till grund för diskussioner på en konferens i juni 2013. Konferensen anordnas av Näringsdepartementet och Energimyndigheten inom ramen för det svenska ordförandeskapet i Nordiska Ministerrådet.

## **1.2 Genomförande och avgränsningar**

I rapporten beskrivs de arbeten som bedrivs på en gemensam nivå för att skapa en gemensam elmarknad i stora drag. Det finns ett flertal ytterligare arbeten som pågår och är därför inte heltäckande utan visar åt vilket håll utvecklingen går.

Rapporten sammanfattar även hur användning, produktion, planer och vissa policys ser ut i de nordiska länderna, Ryssland, de baltiska länderna, Polen, Tyskland, Nederländerna och Storbritannien. Varför just dessa länder valts ut beror på att de idag är en del av den nordiska elmarknaden eller har planer på att ansluta sig. Statistiken som ligger till grund är från Eurostat till och med 2011 för att få enhetlig källa. Där statistik för 2012 nämns är källan nationell för respektive land.

Kapitlet som handlar om frekvens- och spänningsreglering har delvis ett nordiskt perspektiv och tagits fram tillsammans med Svenska Kraftnät.

### **1.2.1 Fler utmaningar än de som lyfts**

Syftet med rapporten har som tidigare nämnts varit att lyfta stora utmaningar som den nordiska elmarknaden står inför och ger därmed inte en heltäckande bild av samtliga utmaningar en gemensam elmarknad medför. Utmaningar för den nordiska elmarknaden är således betydligt fler än vad som tas upp i denna rapport. En avgränsning är också att inga färdiga lösningar presenteras på dessa utmaningar utan ska ses som ett underlag för fortsatta diskussioner och startskott för fortsatta utredningar.

Det finns en rad ytterligare områden som också innebär eller kan innebära utmaningar för den nordiska elmarknaden men som inte har behandlats i denna rapport. Ett av dem är konsumentperspektivet som behöver utredas vidare exempelvis då det gäller framtida elnätkostnaden eller vilken effekt nettodebitering kan få. Miljökonsekvenser kopplade till den växande elmarknaden och risk för energibrist är ytterligare exempel på områden som är intressant och relevant men som inte behandlas i denna rapport.

### **1.2.2 Modellsimuleringar kräver antaganden**

Modellsimuleringar har gjorts för att kunna ge en bild av möjlig elprisutveckling och hur elförsörjningssituationen kan påverkas vilket efterfrågas i uppdraget. Det sker snabba förändringar på elmarknader, nya policys tas, planer förändras och nya beslut fattas som kan påverka hur utvecklingen fortsätter. Effektivisering, egen producerad el och teknikutveckling för metoder att lagra energi är områden som har stor potential och kommer att påverka fortsatt utvecklingen. Det är därför viktigt att förstå att resultaten från modellsimuleringarna som presenteras i denna rapport beror på de antaganden som görs vid en viss tidpunkt och att om ett antagande förändras så förändras också resultatet. Det är riktningen mer än siffran som blir intressant.

För att blicka framåt i tiden behöver ett antal antaganden göras. I arbetet har till exempel mängden förnybar el år 2020 antagits utifrån ländernas handlingsplaner

för förnybart utan hänsyn till vilka styrmedel eller stöd som behövs för att uppnå dessa. Bränslepriser för fossila bränslen baseras på IEAs prisantaganden i World Energy Outlook 2012. I ett regelrätt prognosarbete görs ofta känslighetsfall där dessa priser ändras. Då syftet i detta arbete är att identifiera utmaningar och inte att prognostisera elproduktion har känslighetsfall på bränslepriser inte gjorts.

I resultaten från modellsimuleringarna görs nerslag 2020 och 2030. Det är dock under perioden efter 2030 som en stor utfasning av befintlig elproduktion kommer att ske i Norden och för den perioden förs en kvalitativ diskussion om framtida utmaningarna som Norden står inför. De grova effektbalanser som tagits fram är översiktliga för att ge en bild av möjlig utveckling.

### **1.3 Deltagande i arbetet**

Arbetet har letts av Energimyndigheten med deltagande och underlag från Svenska Kraftnät.

Konsulter från Sweco Energy Markets och Thema Consulting Group har deltagit i framtagandet av underlag samt i arbetet med de modellsimuleringar som gjorts. De är således källan till de figurer som presenteras i kapitel 6 och 7, och som rör förutsättningar och resultat från modellsimuleringar.

Värdefulla kommentarer och synpunkter har Energimarknadsinspektionen, Svensk Energi samt några experter från branschen lämnat.

## **2 Vägen mot en gemensam europeisk elmarknad**

Det pågår arbeten på många olika nivåer för att skapa en gemensam europeisk elmarknad. Till stor del bottnar de i EU:s gemensamma klimat- och energipolitik och då framför allt i det tredje inre marknadspaketet.

De EU-gemensamma mål om att nå minskade klimatutsläpp kräver bland annat en stor ökad användning av förnybar energi och då även el från förnybara energikällor. En gemensam elmarknad och större gränsöverskridande integrering av elnäten bedöms vara en förutsättning för att lyckas med att uppnå uppsatta mål. Integreringen mellan länderna bedöms även leda till en effektivare resursanvändning och ökad försörjningstrygghet. Målsättningen inom EU är en gemensam europeisk elmarknad, på både grossist- och på slutkundssidan, där kunderna ska kunna köpa el från elhandelsföretag i hela Europa.

För att lyckas med en större marknad krävs gemensamma regelverk och att alla nödvändiga delar som exempelvis nätutbyggnad, hur handel med el ska gå till och en flexibel efterfrågesida arbetar i ungefär samma takt. Som ett exempel tas ett nytt regelverk fram genom de så kallade nätkoderna som beskrivs i faktaruta.

I detta kapitel beskrivs politiken och delar av arbeten som bedrivs samt vad de syftar till att åstadkomma.

### **2.1 EU:s energi- och klimatpolitik**

Sedan 2007 har EU-kommissionen lagt fram förslag i linje med målsättningarna under de tre energipolitiska pelarna (konkurrenskraft, miljömässig hållbarhet och försörjningstrygghet). Samma år sattes tre mål inom EU:s energi- och klimatpaket till år 2020. Målen omfattar utsläppsminskningar, användning av förnybar energi samt minskad energianvändning – de så kallade 20-20-20-målen:

- 20 procents minskning av EU:s växthusgasutsläpp jämfört med 1990
- 20 procent av EU:s energianvändning år 2020 ska komma från förnybara energikällor
- 20 procents effektivare energianvändning i förhållande till prognos utan effektiviseringsåtgärder.

Paketet behandlar också fullbordandet av den inre marknaden för energi, försörjningstrygghetsmekanismer och utveckling av energiteknik.

För elmarknadens del gäller framför allt det s.k. tredje inre marknadspaketet för el och gas, klimat- och energipaketet där Direktiv 2009/29/EG om främjande av användning av energi från förnybara energikällor (förnybardirektivet) ingår samt



en strategisk energiöversyn om försörjningstrygghet som resulterade i en energistrategi till 2020. Strategin beslutades 2011 och pekar ut fem viktiga områden:

- Uppnå ett energieffektivt Europa.
- Skapa en helt integrerad europeisk energimarknad.
- Stärka konsumenternas möjlighet att påverka och garantera en trygg och säker energiförsörjning.
- Vidareutveckla det europeiska ledarskapet inom teknik och utveckling på energiområdet.
- Stärka den externa dimensionen av EU:s energimarknad (relationerna till tredje land).

Under dessa områden föreslås åtgärder som för elmarknadens del handlar om att förbättra den inre marknadens funktion, investeringar i produktionskapacitet och infrastruktur.

## **2.2 Tredje inre marknadspaketet för el och gas**

I september 2007 lade EU-kommissionen fram ett paket med lagförslag för att fullborda liberaliseringen av den inre marknaden för el och gas. Under 2009 antogs Direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el<sup>1</sup>.

Åtgärderna i paketet syftar till att fastställa gemensamma regler för produktion, överföring, distribution och leverans av el samt bestämmelser om konsumentskydd i syfte att förbättra och integrera konkurrensutsatta elmarknader i den europeiska gemenskapen. Målet är att skapa en fullständigt fungerande inre marknad för el, där valmöjligheter för kunderna, nya affärsmöjligheter och ökad handel, konkurrenskraftiga priser, effektiv reglering, försörjningstrygghet och hållbarhet är i fokus.

Till direktivet hör fem rättsakter som handlar om gemensamma regler för den inre marknaden för el<sup>2</sup> respektive naturgas<sup>3</sup>, villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel<sup>4</sup> respektive naturgasöverföringsnäten<sup>5</sup> och inrättande av en byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter<sup>6</sup>.

---

<sup>1</sup> 2009/72/EG

<sup>2</sup> direktiv 2009/72/EG

<sup>3</sup> direktiv 2009/73/EG

<sup>4</sup> förordning (EG) nr 714/2009

<sup>5</sup> förordning (EG) nr 715/2009

<sup>6</sup> förordning (EG) nr 713/2009

I rättsakterna finns åtgärder för att stärka förutsättningarna för fungerande el- och naturgasmarknader genom att bland annat:

- Skilja nätverksamhet från handel och elproduktion

Åtgärder som syftar till att skapa en mer effektiv åtskillnad mellan transmissionsverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet inom handel och produktion.

- Stärka och skapa likformigt mandat för de nationella tillsynsmyndigheterna

De nationella tillsynsmyndigheterna får fler uppgifter, stärkt oberoende och mer harmoniserade befogenheter för att övervaka elmarknadens funktion och konkurrens samt för att certifiera systemoperatörer. Det har även skapats en europeisk tillsynsmyndighet Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Se faktaruta om ACER och förordningen om marknadsövervakning, REMIT.

- Främja infrastruktur och tillträde till gränsförbindelser

För att främja infrastrukturen och förbättra tillträdet till gränsförbindelser krävs samarbete mellan de nationella stamnätsföretagen. Samarbetet har formaliserats inom European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) som beskrivs närmare i faktaruta. För naturgas bildas ENTSO-G.

- Få ett mer detaljerat och bindande regelverk för gränsöverskridande handel med el och gas

ENTSO-E utarbetar och ska ge förslag på ett detaljerat regelverk (nätkoder). Detta sker genom att kommissionen gett uppdrag till ACER att utforma riktlinjer som ENTSO-E utgår ifrån för att ta fram nätkoder (Network Codes, NC). Nätkoder beskrivs i faktaruta.

- Kundmarknader, skydd och behov för att kunna införa gemensam slutkundsmarknad

För att underlätta utvecklingen av välfungerande och transparenta kundmarknader för el i gemenskapen ska medlemsstaterna se till att roller och ansvar fastställs och görs offentliga för systemansvariga för överföringssystem samt distribution, elhandlare och kunder samt vid behov andra aktörer på marknaden. Här menas då avtalsvillkor, åtaganden mot kunder, regler för utbyte av uppgifter och betalning, äganderätt till uppgifter och mättningsansvar.

***Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER och the Council of European Energy Regulator, CEER***

*ACER är EU:s tillsynsorgan som inrättades 2011 och arbetar för att integrera de europeiska energimarknaderna, bistå nationella tillsynsmyndigheter och övervaka grossistenergimarknaderna i Europa.*

*CEER är ett fristående samarbetsorgan för tillsynsmyndigheter i Europa. Syftet är att ge medlemsstaterna en möjlighet att ha ett nära samarbete och gemensamt kunna undanröja hinder för gränsöverskridande handel med el och naturgas. CEERs arbete är nära sammankopplat med ACER då det gemensamma målet är en välfungerande och enhetlig europeisk energimarknad.*

***Regulation on Wholesale Energy Markets on Integrity and Transparency, REMIT***

*REMIT är en EU-förordning som trädde i kraft 28 december 2011. Förordningen är ett ramverk för att övervakning av energimarknaderna i Europa ska harmoniseras.*

*REMIT är till för att skapa integrering och transparens på energimarknaderna – både för el och för gas. Förordningen innebär förbud mot insiderhandel och marknadsmanipulation. Den ställer också krav på marknadsaktörerna att publicera insiderinformation och fundamentala data.*

***European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E***

*Inom ENTSO-E samarbetar nu 41 europeiska stamnätsföretag i 34 länder. Utöver EU:s medlemsstater omfattar samarbetet även Norge, Island, Schweiz och länderna inom det forna Jugoslavien. ENTSO-E är indelat i regioner där delar av arbetet sker.*

*Inom ENTSO-E bedrivs arbete inom områdena drift, nätplanering, marknadsutveckling, juridik, forskning och utveckling samt kommunikation. Det finns många arbetsgrupper i organisationen där framtagandet av Ten Year Network Development Plan (TYNDP) är en återkommande stor uppgift för utvecklingen av elnätet på 10-15 års sikt. För elnätets utveckling på ännu längre sikt finns e-Highway 2050.*

*ENTSO-E förväntas leverera det som kommissionen och/eller ACER efterfrågar.*

### **Ten Year Network Development Plan, TYNDP**

*Är en plan som tas fram vartannat år och som sträcker sig 10-15 år framåt i tiden. Planen visar en möjlig bild av det framtida europeiska elnätet genom att gemensamt modellera och analysera energi- och effektbalanser. Modelleringarna identifierar de barriärer som nätet riskerar att få som begränsar handel och negativt påverkar effekt- och energitillförseln till vissa områden.*

*I planen samlas aktuella och kommande projekt för nätförstärkningar som är av europeiskt intresse och ger en bra överblick genom att sammanfatta den senast tillgängliga informationen på ett ställe. De utgör även ett stöd för beslutsprocessen på regional och europeisk nivå fram till 2020.*

*Analyserna av nyttovärden, nätbegränsningar, förluster m.m. genomförs inom ENTSO:s nätplaneringsregioner. För Nordens del sker arbetet inom Regional Group Baltic Sea där Norden, de baltiska länderna samt Tyskland och Polen ingår. De regionala grupperna levererar underlag som sammanställs på europeisk nivå av ENTSO-E. En mer detaljerad regional investeringsplan tas fram för varje region och i den plan som togs fram 2012 finns följande huvudbudskap:*

- 1. Stort överskott i de nordiska länderna som måste överföras till den europeiska kontinenten.*
- 2. Stor osäkerhet om vilken produktion som kommer att tas i drift utgör en utmaning för nätplaneringen.*
- 3. Stor andel vindkraft gör att värdet av reglerresurser kommer att bli högt.*
- 4. Stor utmaning att få nätutbyggnaderna klara i tid för att möta behovet från en ökad utbyggnad av vindkraft.*
- 5. Stor påverkan på sikt till följd av kärnkraftsavvecklingen i Tyskland.*

### **e-Highway 2050**

*Inom EU-projektet e-Highway 2050, som startade sommaren 2012, är syftet att ta fram en färdplan för hur det europeiska stamnätet för el kan utformas för att möta de ökade kraven på systemet under 2020–2050.*

*Det treåriga projektet är sammansatt av systemansvariga, aktörer från akademien, industrin och samarbetsorganisationer såsom ENTSO-E. Projektet är komplext och ska ta fram en metod/stöd för planering av ett europeiskt elnäts system, inklusive eventuella s.k. elmotorvägar. Resultaten kommer löpande att presenteras och diskuteras med aktörer på elmarknaden samt representanter från samtliga berörda intressenter i Europa för att lösa potentiella hinder på vägen.*

*Utgångspunkten för e-Highway2050 är de tioåriga utvecklingsplanerna för elnätet (TYNDP) och Nordsjön Offshore Grid Initiative (NSCOGI). NSCOGI är ett regionalt samarbetsorgan som ska utvärdera och samordna effektiv utveckling av eventuella elnät för havsbaserad vind fram till 2030.*

*I e-Highway 2050 projektet ses utvecklingen på längre sikt, dvs. fram till 2050.*

### ***Network Codes, NC eller nätkoder***

*ACER tar fram riktlinjer där målet fastställs och ramarna ges för de nätkoder som ENTSO-E sedan ska ta fram. Riktlinjerna godkänns av kommissionen därefter uppmanars ENTSO-E att inom 12 månader ta fram förslag till en eller flera nätkoder. Då 12 månader är en kort tid inleds i praktiken ofta arbetet redan tidigare. När ENTSO-E tagit fram förslag på nätkoder kommer de att utvärderas av ACER och beslutas av kommissionen innan de läggs fram som lagförslag.*

*Nätkoderna får troligen formen av förordningar och blir då direkt bindande i varje medlemsstat.*

*Nätkoderna ska stötta systemutveckling, operativ drift av näten, gränsöverskridande nätverksfrågor och frågor om marknadsintegration från ett gemenskapsperspektiv. De bör följa de ramriktlinjer (av icke-bindande karaktär) som har utarbetats av ACER. Nätkoderna ska inte påverka medlemsstaternas rätt att fastställa egna nationella nätföreskrifter som inte har någon inverkan på den gränsöverskridande handeln.*

*Arbetet med nätkoderna har kommit olika långt i processen. Närmast att bli klar är troligen CACM som kan vara klar till sommaren 2013. Det finns flera områden där nätkoder kommer att tas fram och kommissionen tar fram prioriterade område inför ett givet år.*

#### **1. Network Code on Requirements for Grid Connection applicable to all Generators, RfG.**

Nätkoden definierar krav på produktionsenheter som ansluts till elnätet.

**2. Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management, CACM.** Nätkoden anger metoderna för att allokera kapacitet på marknaderna dagen före och inom dag för el samt hur kapaciteten ska beräknas mellan olika områden.

**3. Network Code on Demand Connection, DCC.** Nätkoden definierar krav på befintliga och nya väsentliga elanvändare.

**4. Network Code Operational Security, OS.** Nätkoden beskriver minimikrav på stam-, region- och lokalnät samt betydande elanvändare vad gäller driftsäkerhet för stamnätet.

**5. Network Code Operational planning and scheduling, OPS.** Nätkoden beskriver minimikrav på stam-, region- och lokalnät samt betydande elanvändare vad gäller planering för att säkerställa driften av stamnätet.

**6. Network Code Load-Frequency control & Reserves, LCF & R.** Nätkoden beskriver minimikrav som ställs på stamnät, regionnät och lokalnät som har reservkraft ansluten till nätet, produktionsenheter som erbjuder reservkraft samt elförbrukare vad gäller principer för frekvensreglering ur systemperspektiv.

**7. Network Code on Forward Capacity Allocation, FCA.** Nätkoden anger metoder för beräkning av långsiktiga kapacitetstilldelningsregler mellan olika områden (för alla tidsramar utom dagen före och inom dagen) samt hantering av risksäkringsprodukter.

**8. Network Code on Electricity Balancing, NC EB.** Nätkoden kommer att säkerställa en ram för att balanskraft ska kunna delas effektivt mellan medlemsstaterna. Denna kod får ses som komplex.

**9. Network Code on HVDC Connections, HVDC.** Nätkoden kommer att beskriva krav på HVDC anslutningar till områden med olika förutsättningar.

## 2.3 EU:s Östersjöstrategi

Det finns en EU-strategi för östersjöområdet som syftar till att gemensamt möta de utmaningar som länderna i östersjöregionen står för idag. Tre huvudmål för strategin är att *rädda havsmiljöer, öka välståndet och länka samman regionen* där att knyta samman energimarknaderna i regionen ingår som en del av flera.

Målsättningen är indelad i 15 prioriteringsområden där område 10 är att förbättra tillgänglighet, effektivitet och säkerhet på energimarknaderna. Område 10 har en nära koppling till den plan som finns för regionens energimarknader – Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP), se faktabeskrivning.

### ***Baltic Energy Market Interconnection Plan, BEMIP***

*Här ingår bl.a. strategiska åtgärder som att utvidga den nordiska elmarknadsmodellen till de tre baltiska staterna. Genomförandet av BEMIP berör också genom ett antal infrastrukturprojekt, i synnerhet den nya kabelförbindelsen NordBalt mellan Sverige och Litauen som förbinder Norden och Baltikum ytterligare utöver den kabel som idag finns mellan Finland och Estland.*

*När NordBalt tas i drift ska det finnas en fullt ut fungerande marknad där samtliga baltiska stater deltar. Enligt tidsplanen kan kabeln tas i drift kring årsskiftet 2015/2016.*

## 2.4 Nordsjön Offshore Grid Initiative, NSCOGI

Under ett ministermöte i december 2010 tecknades en överenskommelse mellan länderna kring Nordsjön, Nordsjön Offshore Grid Initiative.

Länder som ingår i överenskommelsen är Belgien, Danmark, England, Frankrike, Irland, Luxemburg, Nederländerna, Norge, Sverige och Tyskland.

De undertecknande länderna förbinder sig därmed att arbeta tillsammans för att identifiera hinder och hitta vägar framåt för att koordinera utvecklingen av offshore nät. Syftet med det gemensamma projektet är att säkerställa europeisk energisäkerhet och leverans.

## 2.5 Gemensam slutkundsmarknad och effektivisering

På en effektiv och gemensam elmarknad finns även en gemensam slutkundsmarknad där slutkunden har möjlighet att själv bestämma elleverantör. En förutsättning är att det först finns en gemensam grossistmarknad på plats.

I Norden finns en gemensam grossistmarknad och arbetet med en gemensam slutkundsmarknad har därför kommit längre än i övriga Europa.

Det nordiska ministerrådet beslutade, redan 2009, att skapa en nordisk slutkundsmarknad för el. Ministrarna gav NordREG (det nordiska reglerarnas samarbetsorgan) i uppdrag att ta fram en detaljerad färdplan med de nödvändiga åtgärder som krävs för att skapa en gemensam slutkundsmarknad. Arbetet har bland annat gått ut på att minimera hinder genom att harmonisera lagar och regler.

Det underlättar för elhandelföretag att vara verksam i alla de nordiska länderna. En gemensam nordisk slutkundsmarknad kommer att ge ökade valmöjligheter för kunden och stärka konkurrensen mellan elhandelföretagen.

Färdplanen<sup>7</sup> publicerades i mitten av 2012 och där konstateras att en del av harmoniseringen för en nordisk slutkundsmarknad ska vara på plats så långt som möjligt till 2015 men att arbetet kommer att fortsätta också efter 2015.

En europeisk grossistenergimarknad för el finns inte ännu på plats och men tidsplanen för en grossistmarknad till 2014 ligger fortfarande kvar. Det finns ingen tidplan för en europeisk slutkundsmarknad. Trots detta så arbetas det med frågan. Det är CEER<sup>8</sup> och kommissionen som arbetar med detta och det innebär att all utveckling av harmonisering sker genom CEERs rekommendationer och kommissionens direktiv/rekommendationer/meddelanden såsom t ex 3:e inre marknadspaketet och energieffektiviseringsdirektivet<sup>9</sup>. Kommissionen har även initierat ett arbete inom ramen för smarta elnät, Smart Grids Task Force, som arbetar med att ta fram slutkundsmarknadsmodeller och som väntas lämna sina rekommendationer under 2013.

Under 2013 väntas CEER lämna rekommendationer för hur informationshanteringen bör gå till på el- och gasmarknaderna, vilket är en central fråga då det gäller marknadsdesignen. Rekommendationer om hantering av smarta nät liksom implementeringen av energieffektiviseringsdirektivet kommer också att påverka designen för en gemensam slutkundsmarknad på europeisk nivå.

I slutet av 2012 godkändes energieffektiviseringsdirektivet av Europaparlamentet. Direktivet innehåller en rad förpliktelser för medlemsländerna att effektivisera slutanvändningen av energi inom främst byggnader och industri samtidigt som marknaden för energitjänster ska utvecklas. Även en ökad introduktion av smarta mätare, kraftvärme samt en ökad efterfrågefleksibilitet är viktiga komponenter för en ökad energieffektivitet. I sammanhanget kan det påpekas att det inte är helt entydigt att efterfrågan på el kommer att minska på grund av de åtgärder som följer av energieffektiviseringsdirektivet, eftersom direktivet uttryckligen tar fasta på energianvändningen som helhet.

---

<sup>7</sup> Road map towards a common harmonised Nordic end-user market

<sup>8</sup> Council of European Energy Regulators, se tidigare faktaruta.

<sup>9</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU om energieffektivitet.

## 3 Kort om elmarknaderna i och omkring Norden

I följande kapitel redovisas en övergripande beskrivning av de olika nationella stödsystemen för förnybar elproduktion i Norden samt i nuvarande och framtida handelspartners till Norden. Vidare beskrivs kortfattat installerad kapacitet, produktion och användning sedan 1990 fram till 2011 enligt statistik från Eurostat<sup>10</sup> för enhetlig källa.

### 3.1 Norden

Det nordiska elsystemet är i hög grad vattenkraftsbaserat. Nästan hälften av den installerade kapaciteten utgörs av vattenkraft. Den höga andelen reglerbar vattenkraft i de norra delarna påverkar också prisstrukturen vilken typiskt sett är relativt jämn över dygnet men som uppvisar variationer över säsonger med högre priser under vintern och lägre priser under sommaren. Det beror på att den reglerbara vattenkraften sparas till perioder med högre efterfrågan och priser. Vattenkraften prissätts genom alternativkostnaden för vatten vilket utgörs av det förväntade framtida värdet. Rent geografiskt återfinns den största andelen av reglerbar vattenkraft i Norge men även i de norra delarna av Sverige.

I både Sverige och Finland finns en betydande kärnkraftskapacitet med låga rörliga kostnader men med höga investeringskostnader. Betydande mängder kraftvärme återfinns i Sverige, Finland och Danmark där de två förstnämnda länderna kännetecknas av en hög användning av biobränslen.

Biobränsleanvändningen i Danmark väntas öka bland annat till följd av konverteringar av fossilbaserad kapacitet.

Både Finland och Danmark har en större andel bränslebaserad<sup>11</sup> kraftproduktion än Sverige och Norge. En väsentlig del av den installerade kapaciteten av kolbaserad kraftvärme och kondenskraft återfinns i Finland och Danmark. Denna kapacitet är oftast prissättande på den nordiska elmarknaden.

Vindkraft har expanderat snabbt de senaste åren och utgör ett allt viktigare energislåg i Norden. Speciellt i Danmark som har den största andelen vindkraft i förhållande till total elproduktion av de nordiska länderna.

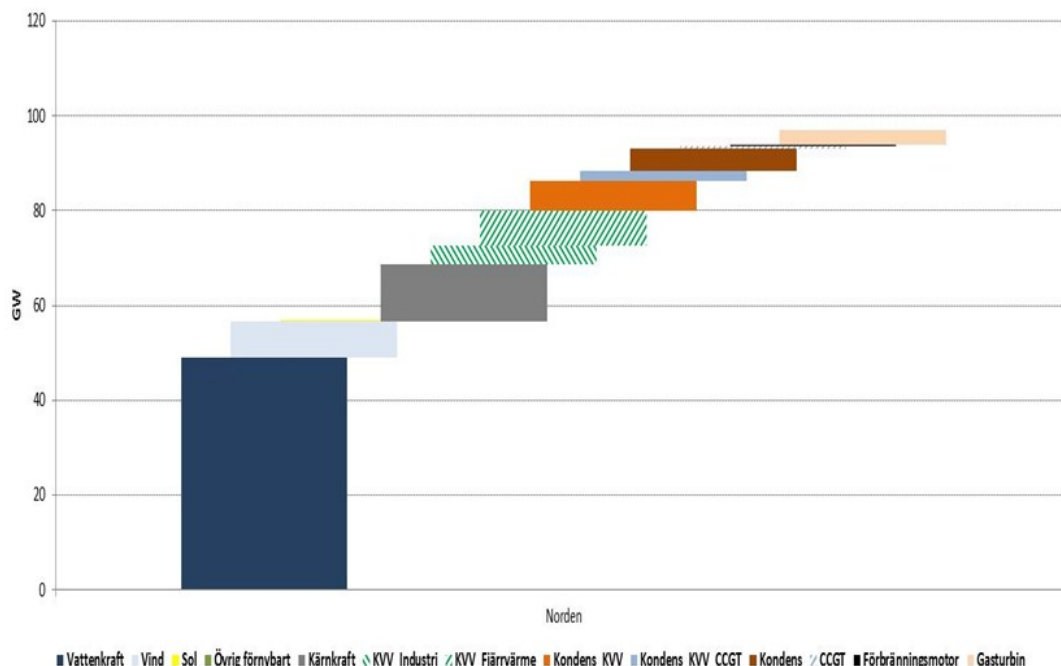
---

<sup>10</sup> I figurerna för några av länderna finns ett hopp i produktionen mellan kraftvärme och kondensproduktion som är statistiskt och beror på hur statistiken är redovisad i respektive land.

<sup>11</sup> Med bränslebaserad kraftproduktion menas i denna rapport alla typer av bränslen exklusive uran.



**Figur 1 Installerad kapacitet i Norden 2011, GW**



Källa: Bearbetningar av statistik från nationella elproducenter och Platts.

## 3.2 Sverige

Sverige har sedan år 2003 använt elcertifikatsystemet för att stödja förnybar elproduktion. Målet inom ramen för elcertifikatsystemet har kontinuerligt ökat i takt med att den politiska ambitionsnivån har höjts. Sedan 1 januari 2012 ingår även Norge i elcertifikatsystemet. I det gemensamma norsk-svenska elcertifikatsystemet är målet att öka den förnybara elproduktionen med 26,4 TWh mellan 2012 och 2020.

I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 62,9 procent av elanvändningen år 2020 (mot 50,9 procent år 2005). Största ökning sker enligt planen med vindkraft (från 1,0 till 12,5 TWh mellan 2005 och 2020) följt av biokraftvärme (från 7,5 till 16,7 TWh). Havsbaserad vindkraft och solceller är i dagsläget inte konkurrenskraftiga i ett teknikneutralt elcertifikatsystem och expansionen av elproduktionen från dessa teknologier väntas vara måttlig fram till 2020.

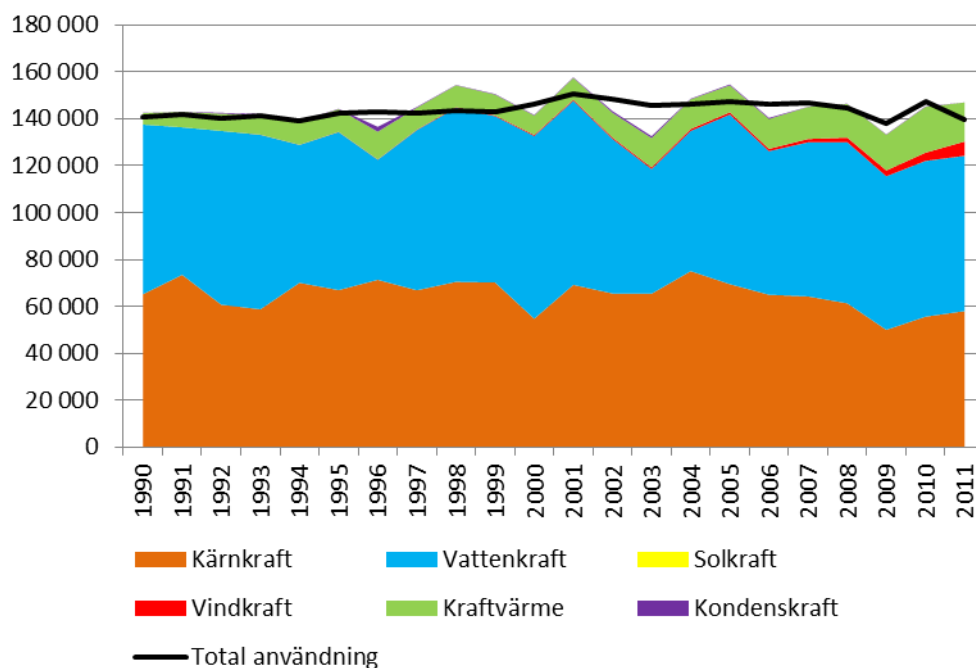
Under 2011 var den totala installerade elproduktionskapaciteten 36,5 GW. Effekten fördelade sig på 16,2 GW vattenkraft och 9,4 GW kärnkraft. Vindkraftens installerade effekt var då 2,9 GW och bränslebaserad kraft var 8,0 GW.

Total elproduktion 2011 var 147 TWh. Vattenkraften producerade 66 TWh och kärnkraften 58 TWh vilket är betydligt lägre än en genomsnittlig produktion som är omkring 68 TWh. Bränslebaserad elproduktion svarade för 17 TWh. Huvuddelen, 11 TWh, producerades i kraftvärmeverk anslutna till fjärrvärmenätet

följt av 6 TWh som produceras inom industrin. De oljeeldade kondenskraftverk och gasturbiner som finns utgör främst reservkapacitet. Vindkraften producerade 6,1 TWh men ökar snabbt och stod 2012 för 7,1 TWh.

Total användning under 2011 var 140 TWh varav industri använde 54 TWh och bostads- och servicesektorn använde 67 TWh.

**Figur 2 Elproduktion och total användning i Sverige, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

Sveriges totala elproduktion varierar mellan åren. Med en stor andel vattenkraft i systemet så påverkar det hydrologiska läget möjligheterna till nettoexport eller behovet av nettoimport. Mellan 1990 och 2011 har variationen varit mellan 11 TWh nettoimport och 13 TWh nettoexport.

### 3.3 Norge

Norge ingår i det gemensamma elcertifikatsystem med Sverige sedan januari 2012.

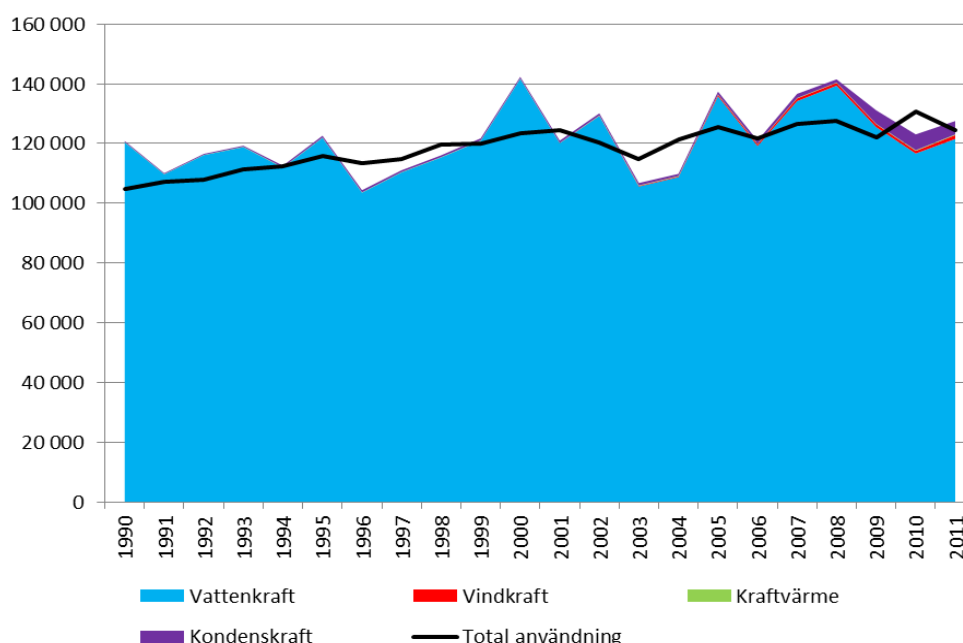
I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 113,6 procent av elanvändningen år 2020 (mot 97,0 procent år 2005). Största ökning sker enligt planen med vattenkraft (från 121,5 till 135,4 TWh mellan 2005 och 2020) följt av vindkraft (från 0,4 till 8,4 TWh). Norge har goda förutsättningar för den småskaliga vattenkraften och även mycket goda vindlägen. Behovet av nätförstärkningar begränsar hur mycket den landbaserade vindkraften kan expandera de närmaste åren.

I slutet av 2010 var den totala installerade elproduktionskapacitet 33 GW. Vattenkraftens kapacitet uppgick till 31 GW. Resterande utgörs av bränslebaserad kraft med 1,1 GW och vindkraft med 0,7 GW.

Total elproduktion år 2011 var 128 TWh varav vattenkraften producerade 122 TWh. Vindkraften bidrog med 1,3 TWh.

Elanvändningen var 124 TWh år 2011. Norge har i likhet med Sverige en omfattande gruv-, kemi- och skogsindustri och även en stor petroleumindustri som använder mycket el. Norge har en stor andel eluppvärmning, varför årstidsvariationerna är tydliga. Under 2011 använde bostads- och servicesektorn 59 TWh och industrin 44 TWh.

**Figur 3 Elproduktion och total användning i Norge, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

Norges totala elproduktion varierar mellan åren. Elproduktionen domineras av vattenkraft som påverkas av det hydrologiska läget. Mellan 1990 och 2011 har variationen varit mellan 11 TWh nettoimport och 19 TWh nettoexport.

### 3.4 Finland

I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 33 procent av elanvändningen år 2020 (mot 27 procent år 2005). Största ökning mellan 2005 och 2020 sker enligt planen med vindkraft (från 0,2 till 6,0 TWh) följt av el från biomassa (från 9,7 till 12,9 TWh).

Lagen om stöd till produktion av el från förnybara energikällor (1396/2010) trädde i kraft den 1 januari 2011. Stödsystemet är utformat på ett sådant sätt att en premie ges till förnybar elproduktion utöver marknadspriset på el.

För elproduktion från vindkraft, biogas och trädbränsle har ett grundstöd definierats som uppgår till 83,5 €/MWh. Producenterna får en premie som är skillnaden mellan grundstödet och det rådande marknadspriset. Stödet gäller under 12 år men flera begränsningar finns. Exempelvis ges endast stödet till vindkraft så länge den sammanlagda effekten är mindre eller lika med 2 500 MW vilket motsvarar en årsproduktion på omkring 6 TWh. För att premiera snabba investeringar i vindkraft utgår också ett extra stöd till och med 2015. Skogsflis har ett rörligt stöd som beror på marknadspriset på utsläppsrätter för att göra skogsflis konkurrenskraftigt med fossila bränslen.

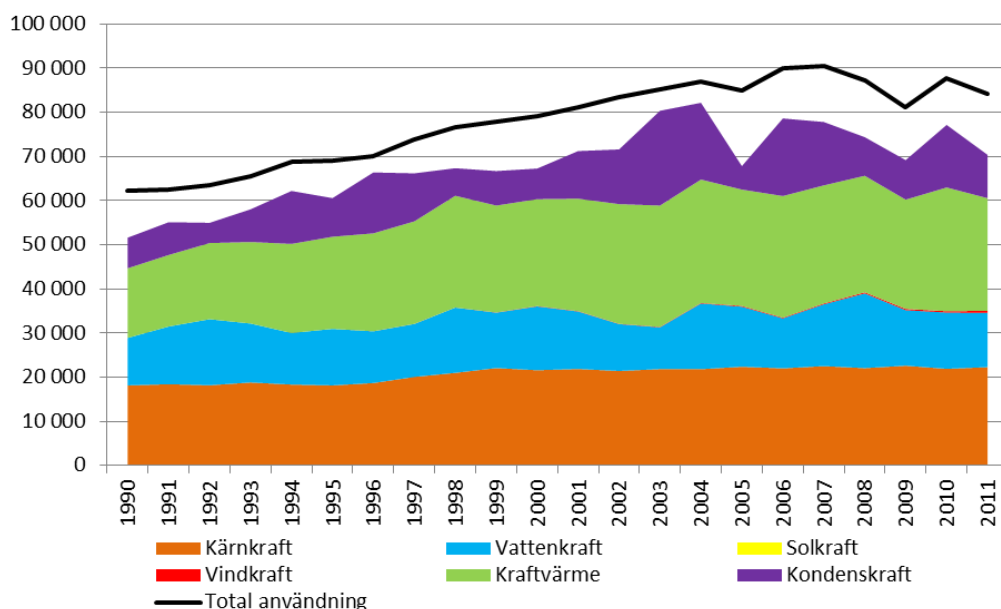
Kärnkraft ses som ett alternativ för att säkra energitillgången och minska beroendet av fossilbaserad elproduktion och i dagsläget byggs en reaktor på 1600 MW och principbeslut finns för fler.

Installerad kapacitet var 16,7 GW under 2011 och av det är 10,6 GW i bränslebaserad kraft. Kärnkraften stod för 2,7 GW, vattenkraften för 3,2 GW och vindkraft för 0,2 GW.

Under 2011 producerades totalt 70 TWh i Finland. Bränslebaserad kraft stod för 35 TWh med, till största delen i kraftvärmeverk. Kärnkraft stod för 22 TWh, vattenkraft för 12 TWh och vindkraften för 0,5 TWh.

Elanvändningen i Finland uppgick till 84 TWh under 2011. Industrin använde 40 TWh och bostad- och servicesektorn 39 TWh. Elvärme utgör en del av elanvändningen även i Finland men årstidsvariationerna är inte lika påtagliga som i Sverige och Norge.

**Figur 4 Elproduktion och total användning i Finland, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

Finland har underskott på el och är importberoende. Sedan 1990 har nettoimporten varierat mellan 4 och 17 TWh.

### **3.5 Danmark**

I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 51,1 procent av elanvändningen år 2020 (mot 26,8 procent år 2005). Största ökning sker enligt planen med vindkraft (från 6,6 till 11,7 TWh mellan 2005 och 2020) följt av el från biomassa (från 3,2 till 8,8 TWh).

I mars 2012 ingick den danska regeringen en bred energipolitiskt överenskommelse för perioden 2012–2020. Överenskommelsen syftar bland annat till att ställa om Danmarks energisystem till förnybar energi på längre sikt. Energiavtalet betonar vikten av en grön omställning med fokus på energieffektivisering och mer förnybar energi i form av vindkraft, biogas och biobränslen.

Det danska stödsystemet för förnybar elproduktion ger en premie utöver marknadspriset på el. Storleken på premien varierar efter teknologi. Storleken på stödet till landbaserad vindkraft beror bl.a. på när vindkraftverket driftsattes samt hur många fullasttimmar den har producerat. Ersättningen för havsbaserad vindkraft baseras på auktion. Det innebär att ett aktuellt område avsett för en viss kapacitet havsbaserad vindkraft auktioneras ut till intresserade aktörer. Den aktör som erbjuder sig att bygga ut området till lägsta kostnad, definierat som öre/kWh, vinner anbudet. Ersättningen uppgår till det vinnande anbudets kostnad och ges under 20 års tid. I övrigt finns det stöd för biogasanläggningar samt elproduktionsanläggningar som använder sig av biobränslen.

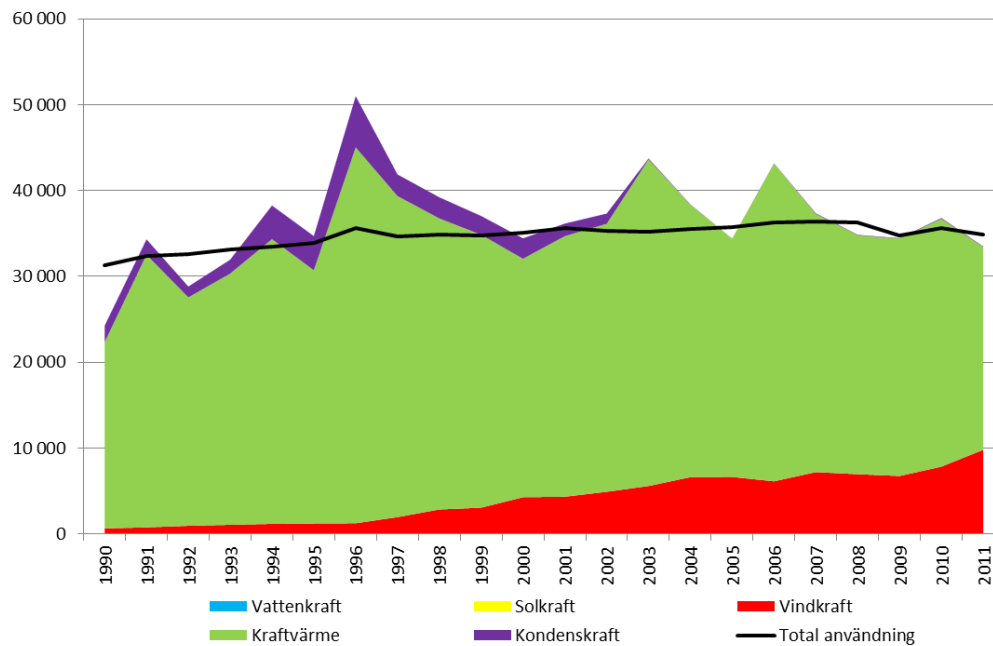
Installerad kapacitet under 2011 var 13,6 GW och av det stod bränslebaserad produktion för 9,6 TWh. I stort sett resten stod vindkraften för med 4 GW. Säsongsvariationer och dygnslasten har ungefär samma mönster som övriga länder i Norden men med något lägre toppar och säsongsskillnader då andelen el för uppvärmning är lägre i Danmark och klimatet generellt mildare.

Under 2011 producerades totalt 33,5 TWh el. Den bränslebaserade produktionen stod för 23,7 TWh och vindkraft stod för 9,8 TWh vilket motsvarar 28 procent av total elproduktion.

Under 2011 användes totalt 35 TWh el i Danmark. Det mesta, 21 TWh, användes i bostads- och servicesektorn följt av industrin med 8 TWh.

Danmark är för det mesta nettoexportör av el med toppar under åren som sammanfaller med torra år och låg vattenkraftsproduktion i Sverige och Norge.

**Figur 5 Elproduktion och total användning i Danmark, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

### 3.6 Island

Islands energisektor är på flera sätt unik då landet saknar kopplingar till andra länders nät och har en hög andel förnybar energi. Vidare har elanvändningen ökat med 110 procent de senaste 10 åren och landet har högst elanvändning per capita i världen.

Installerad kapacitet under 2011 var 2,7 GW och av det är 1,9 GW vattenkraft. Resterande kapacitet är geotermiskt energi och en liten del bränslebaserad elproduktion. Under 2011 producerades totalt 17,2 TWh el och 73 procent av elen producerades i vattenkraftsanläggningar och 27 procent med geotermisk energi. Den förnybara elproduktionen är därmed 99,9 procent. Endast en liten andel el produceras med hjälp av dieselgeneratorer och används främst som reservkraft.

Den stora ökningen av elanvändningen på Island beror på att energiintensiva industrier ökat och då främst aluminiumindustrin. Under 2011 användes cirka 16,7 TWh el på Island. Den största andelen (71 procent) användes av aluminiumindustrin följt av offentliga sektorn (6 procent). Behovet av el fortsätter att öka och det innebär att man behöver en plan för hur olika intressen ska vägas mot varandra. Detta har gjort att dokumentet "Master Plan for Utilisation of Renewable Energy Resources" har tagits fram. Planen listar och analyserar 80 olika potentiella kraftverk bland annat ur miljö- och ekonomisk synpunkt.

### 3.7 Estland

Elmarknaden i Estland har öppnats successivt. Under 2009 öppnades marknaden för berättigade kunder med en årskonsumtion över 2 GWh. Från 1 januari 2013 ska alla kunder ha möjligheten att fritt välja sin elleverantör. Estland är sedan april 2010 en del av Nord Pool spot och utgör ett prisområde.

I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 4,8 procent av elanvändningen år 2020 (mot 0,3 procent år 2005). Största ökning mellan 2005 och 2020 sker enligt planen med vindkraft (från 0,5 till 1,6 TWh) följt av en mindre del el från biomassa.

Estlands stödsystem för förnybar energi introducerades 2007 och de senaste ändringarna genomfördes 2010. Enligt den nuvarande lagstiftningen får elproducenter en premie under 12 års tid för elleveranser till nätet. Elproduktionen är berättigad till premier enligt tabellen nedan.

**Tabell 1 Stödsystemet för förnybar elproduktion i Estland, €/kWh**

Produktionsform	Stöd
<b>All förnybar elproduktion, förutom biokraft</b>	0,0537 EUR per kWh
<b>Effektiv kraftvärmeproduktion med biomassa som bränsle</b>	0,0537 EUR per kWh

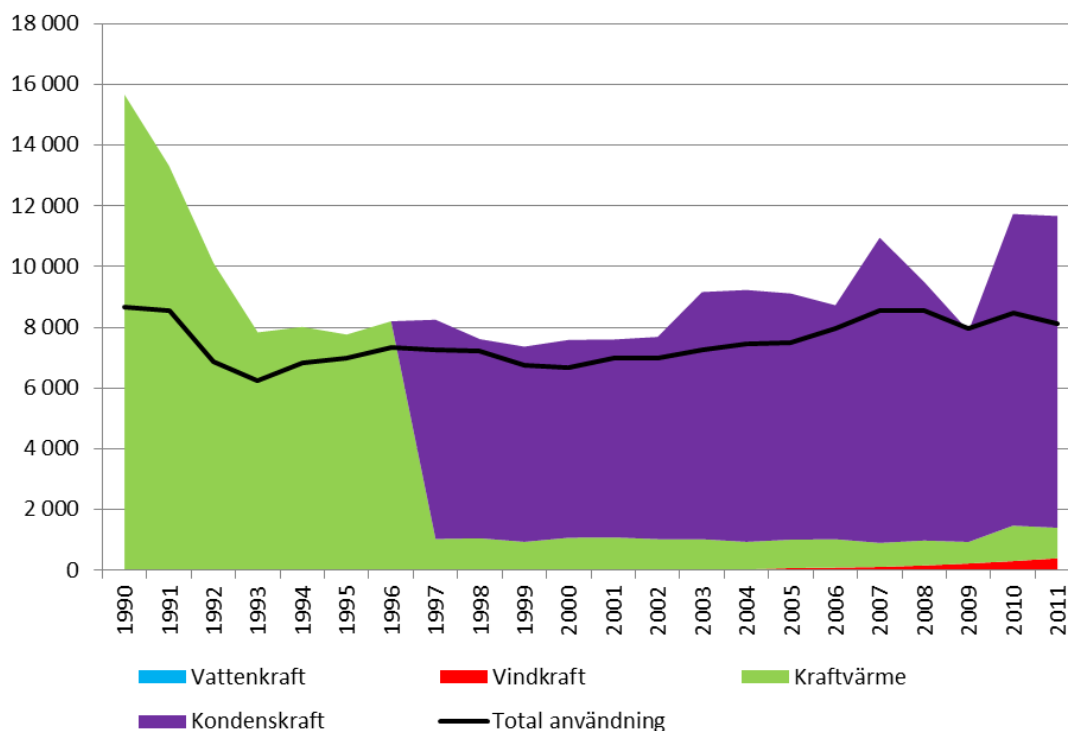
Källa: Estonian electricity and gas market report 2010, estniska konkurrensverket.

Elproduktionen i Estland är koncentrerad framför allt till den största producenten, Eesti Energia AS som äger största delen av den installerade kapaciteten. Den totala kapaciteten i landet är 2,8 GW i slutet av 2011 och fördelas på 0,2 GW vindkraft och resten är förbränningsbaserad produktion.

Total elproduktion var 11,7 TWh under 2011. Övervägande andel av produktionen i Estland sker i kondenskraftverk som drivs med skifferolja. På grund av detta påverkas elpriser i stor utsträckning av politiska beslut som syftar till att minska koldioxidutsläppen. Vissa av dessa kraftverk kommer att fasas ut i framtiden på grund av åldersskäl och miljöskäl. Viss nytillkommande kapacitet bedöms dock komma i form av kondenskraftverk som drivs av skifferolja även i framtiden. Vindkraft stod för 0,4 TWh.

Total elanvändning var 8,1 TWh under 2011. Användningen av el fördelades främst mellan bostads- och servicesektorn som använde 4,3 TWh och industrin som använde 2,0 TWh.

**Figur 6 Elproduktion och total användning i Estland, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

Estland är nettoexportör av el och självförsörjande i sin elproduktion.

### 3.8 Lettland

I Lettland har elmarknaden öppnats successivt och sedan juli 2007 har alla kunder, inklusive hushållskunder, möjlighet att fritt välja sin elleverantör och elhandeln sker i konkurrens.

I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 59,8 procent av elanvändningen år 2020 (mot 44 procent år 2005). Största ökning mellan 2005 och 2020 sker enligt planen med el från biomassa (från 0,4 till 1,2 TWh) följt av vindkraft (från 0,5 till 0,9 TWh).

Stödsystemet i Lettland modifierades i september 2010. Subventioner kommer därmed inte längre vara tillgängliga för kraftvärmeverk som eldar naturgas. I framtiden kommer enbart producenter av förnybar el kunna leverera el till Latvenergo<sup>12</sup> för garantipris. Teknologier som ingår är vindkraft, biokraft, biogas, vattenkraft och solkraft. Stödet är teknologiberoende och varierar över tid med minskande ersättning efter de första 10 åren.

Den installerade produktionskapaciteten i Lettland uppgår till närmare 2,6 GW varav vattenkraften står för 1,6 GW. Mer än hälften av elen produceras i

<sup>12</sup> Produktionskapaciteten ägs till 90 procent av det statliga bolaget JSC Latvenergo.



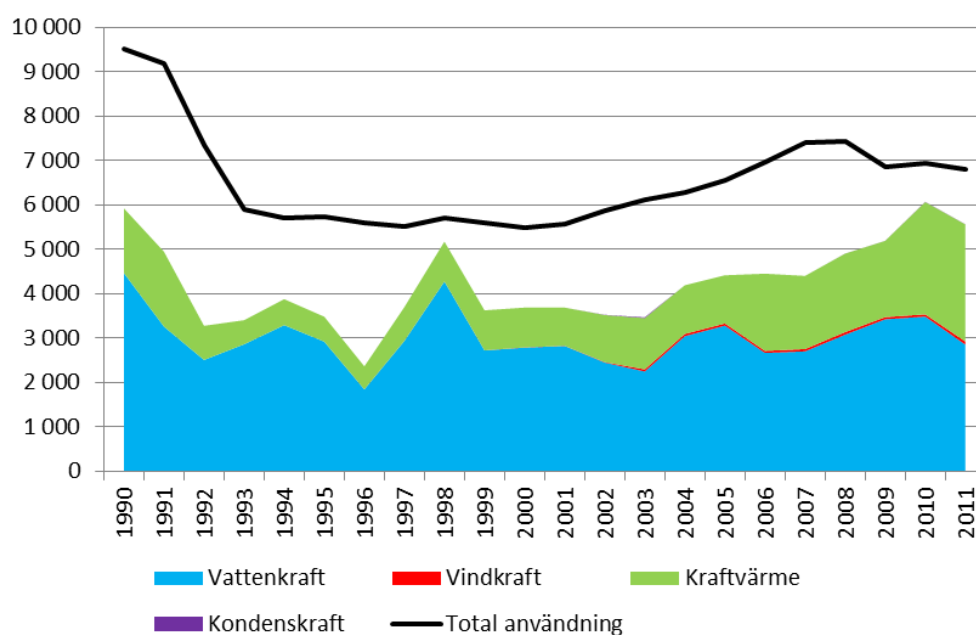
magasinslösa kraftverk i floden Daugava. Utöver de stora kraftverken finns det totalt ca 140 små vattenkraftverk i Lettland med en sammanlagd produktionskapacitet på 25 MW. Bränslebaserad elproduktion står för 1,0 GW och merparten i kraftvärmeverk.

Under 2011 producerades 5,6 TWh el. Vattenkraften producerade 2,8 TWh och då andelen är stor så har det hydrologiska läget stor påverkan på produktionen. Bränslebaserad kraft stod för 2,6 TWh.

År 2011 var den totala elanvändningen 6,8 TWh. Bostad- och servicesektorn använde 4,3 TWh och industrin använde 1,7 TWh.

I ett historiskt perspektiv har Estland (med skifferoljeeldade kondenskraftverk) och tidigare Litauen (Ignalina kärnkraftverk) stått för baslasten i det baltiska elsystemet. Den lettiska elproduktionskapaciteten understiger efterfrågan på el vid topplast och landet är beroende av elimport från sina grannländer, framför allt under perioder då vattenvolymerna är låga. Lettland importerar framför allt från Estland och Ryssland och exporterar el till Litauen när vattennivåerna är höga.

**Figur 7 Elproduktion och total användning i Lettland, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

Lettland har underskott på el och är importberoende. Sedan 1990 har nettoimporten varierat mellan 0,5 och 4 TWh.

### 3.9 Litauen

Sedan 2007 kan alla elkonsumenter fritt välja sin elleverantör. Det finns även en central reglering av konsumentpriserna och från januari 2013 har enbart hushållskunder rätt att handla el till reglerade priser. Från juni 2012 skapades ett prisområde på Nord Pool Spot för handeln på spotmarknaden.

I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 21 procent av elanvändningen år 2020 (mot 4 procent år 2005). Största ökning mellan 2005 och 2020 sker enligt planen med vindkraft (från 0,0 till 1,3 TWh) och el från biomassa (från 0,0 till 1,2 TWh).

Stödsystemet i Litauen förnyades år 2011 då en ny lag trädde i kraft som definierar principer och villkor för främjande av förnybar energi. Lagen bygger på en inmatningstariff som bestäms årligen av den *nationella kommissionen för priser och energi*. Denna kommer att bero på teknologin och installerad kapacitet.

Det finns en inmatningstariff för producenter av förnybar el med en produktionskapacitet upp till 30 kW. Denna tariffnivå garanteras under 12 års tid oberoende av marknadsprisutvecklingen. För 2012 har den nationella kommissionen fastställt en prisnivå på 1,80 Lt<sup>13</sup>/kWh för solkraftproducenter med installerad kapacitet upp till 30 kW. För producenter med kapacitet överstigande 30 kW tillämpas en auktion där producenten som erbjuder lägsta priset vinner. Detta pris kommer att gälla för de kommande 12 åren. Priset får inte överstiga en övre satt gräns.

Efter stängningen av den andra reaktorn i Ignalina kärnkraftverk 2009 med en produktionskapacitet på 1,2 MW (den första reaktorn stängdes 2004) har kraftbalansen försvagats kraftigt och nettoimporten är i dagsläget mycket stor. För att öka produktionskapaciteten i landet finns det planer på att bygga en ny kärnkraftsreaktor i landet. I oktober 2012 hölls dock en icke-bindande folkomröstning om ny kärnkraft där en majoritet (63 procent) sa nej till ny kärnkraft. Resultatet av folkomröstningen har därför skapat en osäkerhet huruvida det kommer att bli aktuellt med ny kärnkraft i Litauen. Samtidigt byggs två nya reaktorer i Kaliningrad som Litauen har överföringskapacitet till.

I slutet av 2011 uppgick den totalt installerade produktionskapaciteten till 3,7 GW. Av det står bränslebaserad produktion för 2,6 GW. Litauen har även 0,9 GW vattenkraft, som främst utgörs av pumpkraft, och 0,2 GW vindkraft.

Total produktion av el var 4,4 TWh under 2011. Bränslebaserad kraftproduktion stod för 2,9 TWh, vattenkraft för 1,0 TWh och vindkraft för 0,5 TWh.

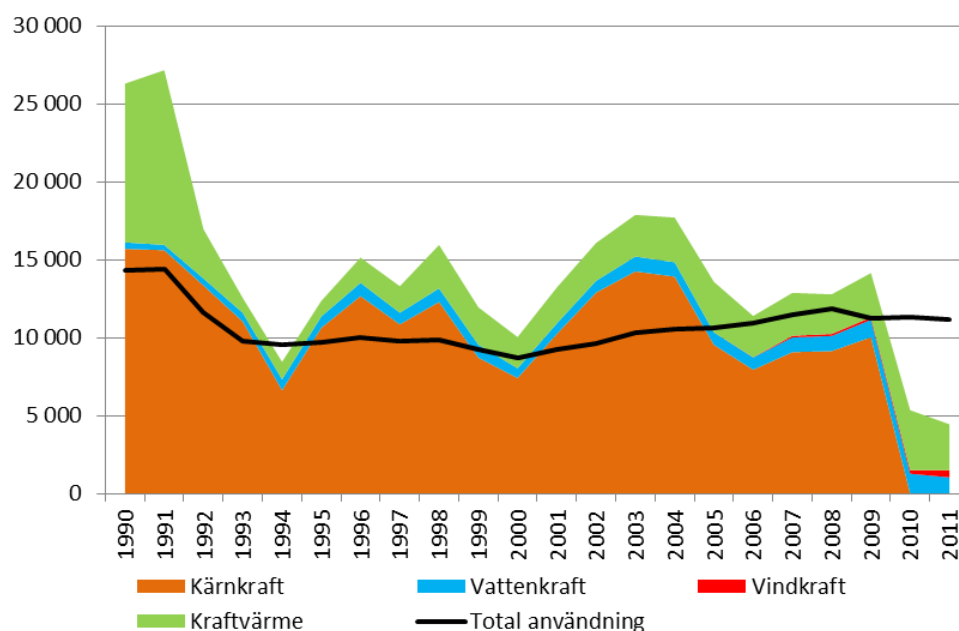
Total elanvändning år 2011 var 11,3 TWh. Bostads- och servicesektorn använde 5,6 TWh och industrin 2,8 TWh. Elanvändningen minskade precis som i Lettland kraftigt i början av 1990-talet på grund av stora strukturella ändringar i produktionsstrukturen. Litauen importerar framför allt från Vitryssland, Ryssland

---

<sup>13</sup> I slutet av april 2013 motsvarar en Svensk krona 2,44 Litauiska Litas.

(Kaliningrad) och Estland (via Lettland) och exporterar mindre volymer till dessa länder.

**Figur 8 Elproduktion och total användning i Litauen, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

Efter att under flera år varit nettoexportör av el har Litauen nu, efter stängningen av Ignalina kärnkraftverk 2009, ett stort behov av nettoimport.

### 3.10 Tyskland

Elmarknaden i Tyskland avreglerades 1998, vilket innebär fri konkurrens inom produktion och elhandel. Fyra stamnätsoperatörer är idag verksamma i Tyskland. *TransnetBWs* nät finns i sydvästra Tyskland, *TenneT*s sträcker sig i nord-sydlig riktning från norra Tyskland till Bayern. *Amprions* nät finns i västra delen av landet samt södra Tyskland medan *50 Hertz* nät omfattar det forna Östtyskland. Förutom dessa stamnätsoperatörer finns det uppskattningsvis 900 tyska regionnätoperatörer.

I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 38,6 procent av elanvändningen år 2020 (mot 10,2 procent år 2005). Stora öknings mellan 2005 och 2020 sker enligt planen med vindkraft (från 26,7 till 104,4 TWh), solceller (från 1,3 till 41,4 TWh) och el från biomassa (från 14,0 till 49,5 TWh).

För att främja övergången till förnybar energi inom elproduktion har en särskild lag om förnybara energikällor (*Erneubare-Energien-Gesetz, EEG*) antagits. Lagen, som reglerar dels förnybar elproduktion och dels kombinerad produktion av värme och kyla baserad på förnybar energi, har utvecklats och kom 2010 att omfatta solelproduktion. I januari 2012 utökades lagen till att omfatta

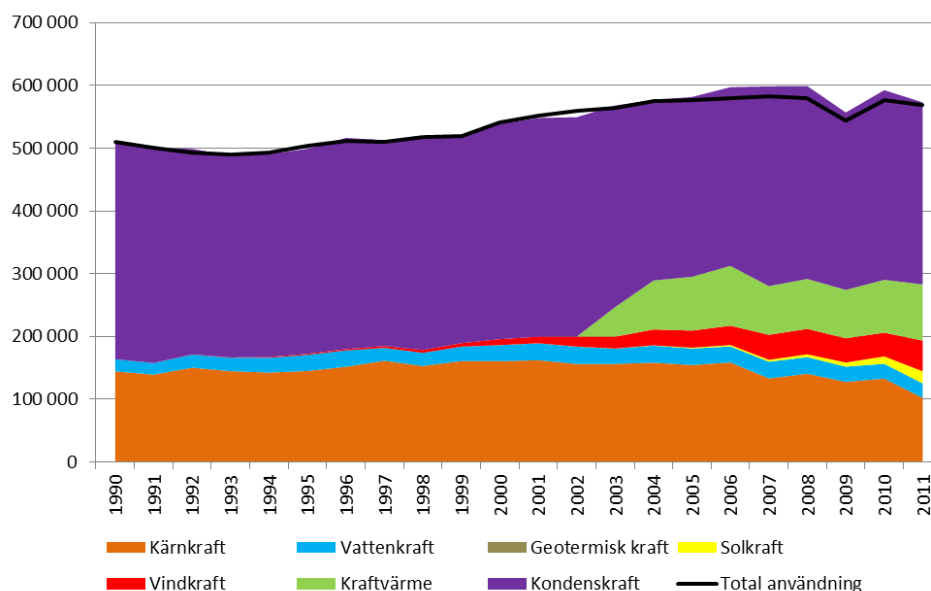
efterfrågestyrd inmatning av el, efterfrågestyrning och marknadsföring av el från förnybara energikällor. Det tyska stödsystemet till förnybar produktion baseras på inmatningstariffer som definieras utifrån teknologi och installationsår. Från 1 maj 2013 ges ett stöd till batterisystem för solcellsanläggningar upp till 30 kW för att hushållen ska kunna använda elen vid behov istället för att mata all el ut på elnätet.

Den installerade kapaciteten uppgick till 172 GW i slutet av år 2011, inklusive den effekt som finns i de åtta reaktorer som inte ska återstarta. Mest installerad effekt finns i bränslebaserad produktion med 82 GW. I sviterna av Fukushima-katastrofen antogs en ny lagstiftning i Tyskland som innebär att samtliga kärnkraftreaktorer kommer att avvecklas fram till utgången av år 2022. I början av 2011 beslutades att åtta av Tysklands kärnkraftreaktorer inte skulle återstartas, vilket motsvarar en kapacitet om 8,4 GW. Det innebär att kärnkraftskapaciteten uppgår till 12 GW år 2012. Vindkraft stod för 29 GW och solkraft för 25 GW. Utbyggnadstakten är hög i Tyskland och i slutet av 2012 fanns 31 GW vindkraft och 32 GW solkraft.

Elproduktionen under 2011 var 573 TWh. Kondensproduktion, framför allt med fossila bränslen, stod för största delen med 290 TWh, följt av kärnkraften med 102 TWh. Kraftvärmeproduktion stod för 90 TWh, vindkraft bidrog med 49 TWh, vattenkraft med 23 TWh och solkraft för 19 TWh.

Den tyska elanvändningen var 569 TWh under 2011. Inom bostad- och servicesektorn användes 265 TWh medan industrin använde 231 TWh av total elanvändning.

**Figur 9 Elproduktion och total användning i Tysklands, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

Tyskland har i figuren en balanserad elproduktion i förhållande till användning och nettohandeln med el är liten i förhållande till produktionen. Nettoexporten har dock under de senaste åren varit stor, upp emot 20 TWh.

### 3.11 Polen

Den polska elmarknaden har traditionellt karakteriserats av en brist på transparens där ett fåtal dominerande aktörer köper och säljer elektricitet via bilaterala kontrakt eller genom långsiktiga (20 år) kontrakt. Förändringar av elmarknadsregleringen håller emellertid på att förändra systemet. Även om den andel el som säljs på börsen fortfarande är låg är den ökande. Polens elmarknad avreglerades i juli 2007. Än så länge är det dock få småföretag och hushållskunder som har valt att byta elleverantör.

I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 19,1 procent av elanvändningen år 2020 (mot 7,5 procent år 2005). Största ökning mellan 2005 och 2020 sker enligt planen med vindkraft (från 0,1 till 15,2 TWh) följt av el från biomassa (från 1,5 till 14,2 TWh).

Det primära styrmedlet för att introducera förnybar elproduktion i Polen utgörs av ett certifikatsystem. Det nuvarande certifikatsystemet introducerades i mars 2005 och ger ett certifikat per producerad förnybar MWh el. Liksom i det norsk-svenska elcertifikatsystemet erhåller en godkänd producent två inkomströmmor från sin elproduktion vilka utgörs av intäkten från försäljning av el på elmarknaden samt försäljningen av elcertifikat. Alla typer av förnybar elproduktion har rätt till elcertifikat.

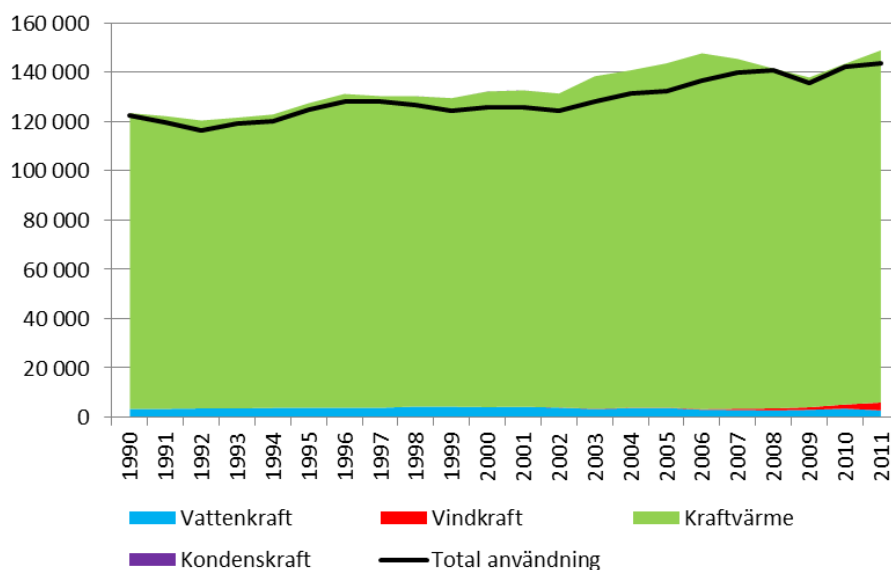
Ett nytt energipolitiskt ramverk för förnybar energi förväntas komma under 2013 med möjliga förändringar av certifikatsystemet.

Polens kraftsystem kännetecknas av en hög andel bränslebaserad elproduktion där de viktigaste bränslena utgörs av stenkolk och brunskolk. I slutet av 2011 uppgick den installerade elproduktionskapaciteten till 35 GW. Förbränningsbaserad kraftproduktion stod för 30 GW, vattenkraft för 2,3 GW (där större delen är pumpkraft) och vindkraft för 1,8 GW.

Produktionen under 2011 var 149 TWh och av det producerades 143 TWh i kraftvärmeproduktion. Vindkraften producerade 3,2 TWh och vattenkraften 2,7 TWh.

Total användning av el var 144 TWh och den största användningen på 72 TWh stod bostads- och servicesektorn för och industrin för 45 TWh. Elefterfrågan har ökat relativt snabbt efter en strukturomvandling som skedde i början av 1990.

**Figur 10 Elproduktion och total användning i Polens, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

Polens elproduktion är väl balanserad i förhållande till användningen och nettohandeln är liten.

### 3.12 Nederländerna

Elmarknaden i Nederländerna avreglerades i juli 2004.

I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 37,0 procent av elanvändningen år 2020 (mot 6,0 procent år 2005). Största ökning mellan 2005 och 2020 sker enligt planen med vindkraft (från 2,1 till 32,4 TWh) följt av el från biomassa (från 5,0 till 16,6 TWh).

Sedan 2008 stöds förnybar elproduktion i Nederländerna via det så kallade SDE-systemet (Stimulering Duurzame Energieproductie) vilket stimulerar både förnybar el- och värmeproduktion. SDE-systemet utger en premieersättning utöver marknadspriset på el till förnybara elproducenter. Förnybar elproduktion stöds även genom ett investeringsstöd för solcellsinstallationer, nettodebitering och skattelättnader.

SDE-systemet innehåller fem olika faser och allokeras till de som ansöker först. Ersättningen ökar med varje ersättningssteg men eftersom budgeten för SDE-systemet är fast riskerar de som ansöker sent att få avslag på grund av brist på medel. Systemet premierar relativt mogna lågkostnadsteknologier som ansöker om stöd i de tidigare faserna. Premien varierar utifrån teknologi och den högsta stödnivån motsvaras av basersättningen i fas fem. SDE-systemet stödjer vindkraft, solceller, geotermisk energi, vattenkraft, biomassa och biogas. Premieersättningen

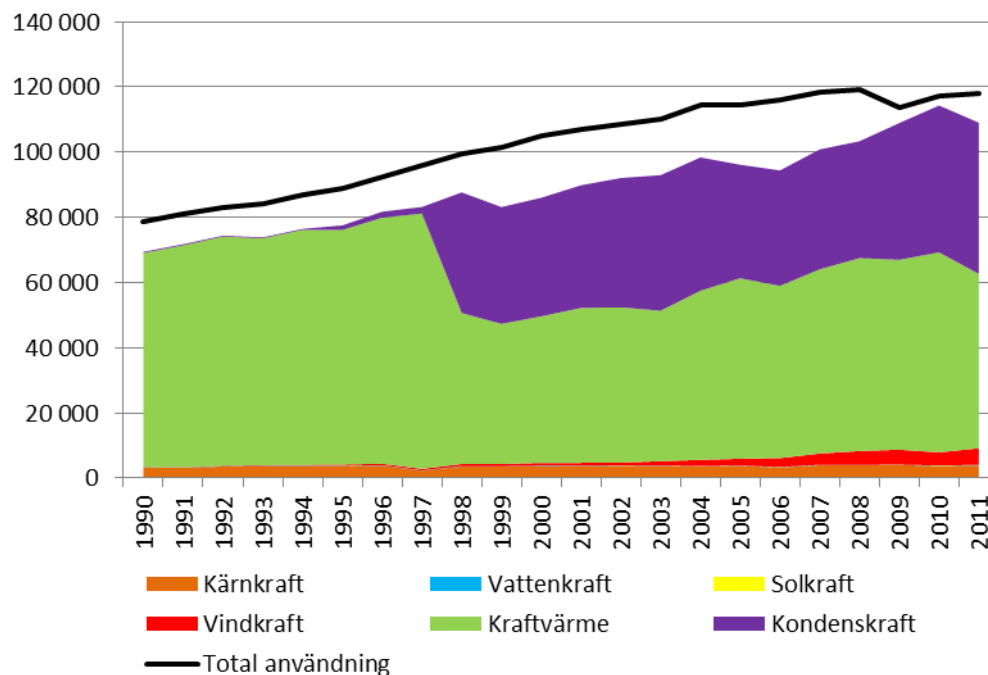
utgår under 15 års tid förutom för biomassa och biogas där ersättningen gäller under 12 år.

Den installerade nettokapaciteten uppgick till 28 GW i slutet av år 2011. Den största delen av kapaciteten, 25 GW, utgörs av bränslebaserad kraftproduktion och då främst gasbaserade kraftverk och en mindre del kolbaserade kraftverk. Det finns även ett kärnkraftverk (Borssele) med en nettokapacitet på 0,5 GW och den installerade kapacitet av vindkraft uppgick till 2,3 GW.

Under 2011 var den totala elproduktionen 109 TWh. Huvuddelen står bränslebaserad kraftproduktion för med 100 TWh. Kärnkraften stod för 3,9 TWh och vindkraften för 5,1 TWh.

Total användning var 118 TWh användes under 2011. Industrin använde 39 TWh och bostads- och servicesektorn använde 59 TWh.

**Figur 11 Elproduktion och total användning i Nederländerna, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

Nederländerna är nettoimportör av el som har varierat mellan 3 och 21 TWh per år sedan 1990. Sedan 2007 sker det handel med Norge via NorNed kabeln och sedan 2011 sker det även handel med Storbritannien via BritNed-kabeln.

### 3.13 Storbritannien

Storbritannien avreglerade sin elmarknad tidigt. Redan 1990 privatiserades företagen i produktionsledet och landet har idag en långt driven avreglering.

Handel av el i landet domineras av bilateral handel mellan producenter, leverantörer, handlare och stora konsumenter. Endast mindre<sup>14</sup> volymer handlas på de två elbörser som är verksamma i landet och den elhandel som sker på dessa börser är företrädesvis justeringshandel nära leveransperioden.

I den nationella handlingsplanen för förnybart prognostiseras den förnybara elproduktionens andel vara 31 procent av elanvändningen år 2020 (mot 4,7 procent år 2005). Största ökning mellan 2005 och 2020 sker enligt planen med vindkraft (från 2,9 till 78,3 TWh) följt av el från biomassa (från 9,1 till 26,2 TWh).

Storbritannien har ett antal program för att stödja förnybar elproduktion men de kommer att ersättas av nya program för att stödja produktion med låga CO<sub>2</sub>-utsläpp.

De befintliga programmen är:

*Renewables Obligation, RO*: Ett certifikatprogram för att stödja storskalig förnybar elproduktion. De största elleverantörerna har en plikt att varje år köpa en viss (ökande) mängd certifikat i proportion till deras försäljningsvolym till slutkonsumenter. Godkända förnybara elproducenter erhåller certifikat i proportion till den mängd el de producerar. Producenter säljer sin producerade el på marknaden på normalt sätt, men kan även sälja sina certifikat till elleverantörer och erhåller därmed en extra inkomst. Godkända elproducenter garanteras certifikattilldelning under en 20-årsperiod. Programmet kommer att stängas för nya producenter år 2017 då det ersätts med ett nytt program (se nedan). Programmet kommer alltså att fortsätta fram tills 2037.

*Climate Change Levy, CCL*: CCL är en skatt på elektricitet och andra energibärare. Eftersom el från förnybar produktion undantas från skatten utgör den i praktiken ett stöd till förnybar elproduktion.

*Feed-in-Tariffs, FIT*: Detta är ett inmatningstariffprogram för småskalig förnybar elproduktion.

Den brittiska regeringen har beslutat att ersätta RO-programmet med ett nytt FIT-baserat program för att stödja storskalig elproduktion med låga CO<sub>2</sub>-utsläpp. Detta FIT-baserade program är skilt från det befintliga FIT-programmet vars syfte är att stödja småskalig förnybar elproduktion. Programmet riktas mot all produktion med låga CO<sub>2</sub>-utsläpp, inte enbart förnybar produktion.

Det nya stödprogrammet<sup>15</sup> går vanligtvis under benämningen "Feed-in Tariffs with Contracts for Difference (CfDs)". Godkända produktionsanläggningar tilldelas CfD-kontrakt med ett strike-pris som bestäms av regeringen. Producenten säljer sedan sin produktion på marknaden i vanlig ordning. Om marknadspriset understiger strike-priset erhåller producenten en ersättning från staten som motsvarar denna skillnad. Om marknadspriset överstiger strike-priset betalar

---

<sup>14</sup> Har dock ökat de senaste åren.

<sup>15</sup> <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/EMR/5349-electricity-market-reform-policy-overview.pdf>



producenten motsvarande skillnad till staten. Strike-priset är alltså det fasta pris som producenten garanteras. Det nya FIT-programmet kommer att sjösättas år 2014 och år 2017, när RO stängs för nya anläggningar, blir FIT det enda stödprogrammet. Under en övergångsperiod 2014–2017 när både RO och FIT finns kommer producenter att kunna välja vilket av programmen de vill tillhöra.

Storbritannien kommer även att introducera en ny CO<sub>2</sub>-baserad skatt kallad ”Carbon Price Floor (CPF)”. Skatten ska ses som ett komplement till EU ETS. Syftet är att se till att CO<sub>2</sub>-priset i Storbritannien inte blir för lågt. CPF kommer att införas år 2013.

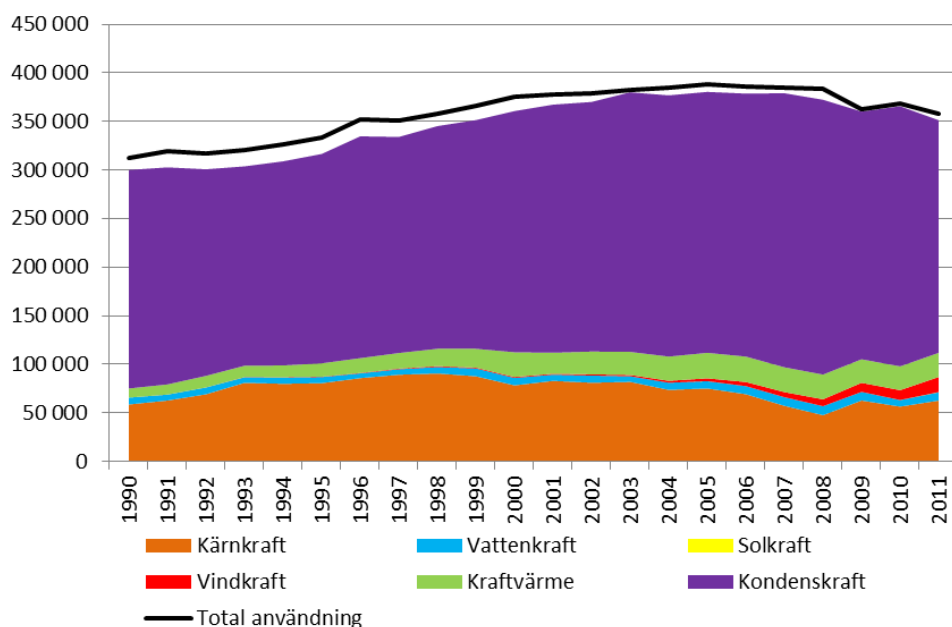
Den installerade elproduktionskapaciteten uppgick till 99 GW i slutet av år 2011. Bränslebaserad kraftproduktion utgjorde 71 GW och domineras av naturgas, kol och kärnkraft. Kärnkraft stod för 11 GW, vindkraft för 6,5 GW och vattenkraft för 4,4 GW.

Anslutningskapaciteten till fastlandseuropa är 3 GW (5 procent av inhemsk maxlast) vilket är relativt lite.

I Storbritannien producerades totalt 351 TWh el under 2011. Bränslebaserad elproduktion stod för huvuddelen, 264 TWh varav 25 TWh producerades med kraftvärme och resten i kondensproduktion. Vindkraft stod för 15 TWh, vattenkraft för 9 TWh och solkraft för 0,3 TWh.

Total användning under 2011 var 358 TWh där bostads- och servicesektorn använde 208 TWh och industrin använde 102 TWh.

**Figur 12 Elproduktion och total användning i Storbritannien, 1990-2011, GWh**



Källa: Eurostat

Sedan 1990 har Storbritannien nettoimporterat el varje år och som lägst 2 TWh under ett år.

### 3.14 Ryssland

Nätbolag och systemansvarig (TSO) samt vatten- och kärnkraftverk ägs fortfarande av staten genom Energiministeriet och Gazprom är den ryska statens mest inflytelserika energibolag. Genom bland annat Gazprom äger staten andelar i flera kraftbolag.

I dag pågår en avreglering av den ryska elmarknaden. I den avregleringen sker bland annat en privatisering och upplösning av de stora, vertikalt integrerade statliga företagen som tidigare haft monopol. Idag finns det två prisområden i Ryssland: Europe and Urals och Siberia. Utöver det finns ett antal reglerade marknader och förhållandena på de interna marknaderna i Ryssland skiljer sig åt. Planen är att alla konsumenter ska anslutas till den avreglerade marknaden 2017.

Ryssland är en av de största producenterna och konsumenterna av el i världen och har mer än 220 GW installerad effekt.<sup>16</sup> Landets elmix domineras av fossila bränslen där naturgas utgör 54 procent av tillförd energi. Naturgasen har ökat sin andel från 43 procent år 1991 och främst ersatt användning av olja och kol. Gas har subventionerats inhemskt medan olje- och kolmarknaderna liberaliserats och nått konkurrens på världsmarknaden.

Ryssland är en stor elexportör och 12 procent exporteras enligt EIA. El exporteras till den nordiska elmarknaden genom anslutningar till Baltikum, Norge och Finland.

Det nya kärnkraftverket Baltic Nuclear Power Plant som byggs i Kaliningrad har en projekterad installerad effekt på 2 300 MW och beräknas ge 20 TWh årligen när det tagits i drift. Den första reaktorn är planerad att driftsättas 2017. Idag finns endast kablar till Litauen som har ett kraftigt importbehov.

---

<sup>16</sup> <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=RS>

## 4 Elsystem i förändring

I detta kapitel redogörs för varför olika typer av kapacitetsmekanismer införs och diskuteras av flera länder i Europa, och hur det kan komma att påverka den nordiska elmarknaden. Därefter redovisas utvecklingen mot en allt högre integration mellan länder inom det europeiska elnätet och utvecklingen av en effektivare handel på de gränsöverskridande kablarna.

### 4.1 Kapacitetsmekanismer diskuteras på kontinenten

#### 4.1.1 Bakgrund

Under de senaste åren har det skett en stor tillväxt av förnybar elproduktion i Europa, främst med vindkraft och solkraft. Denna utveckling har drivits fram av olika stödsystem för förnybar elproduktion samtidigt som kostnaderna för förnybara teknologier har minskat i takt med att marknadsstorleken har ökat och teknikutvecklingen har fortsatt. De förnybara teknologierna är i hög grad intermittenta det vill säga elproduktionen varierar med framförallt sol- och vindförhållanden.

Traditionellt sett har kärnkraft och fossilbaserade teknologier, som kol och brunskol, använts till baslastproduktion medan gasbaserad elproduktion har använts för att möta topplaster på kontinenten. Utvecklingen mot mer intermittent elproduktion i Europa ställer nya krav på flexibiliteten för den termiska elproduktionen. Termiska kraftverk som tidigare kördes som baslast kan behöva momentant stoppa elproduktionen, då intermittent elproduktion producerar mycket, för att starta upp igen när den intermittenta elproduktionen minskar. Utvecklingen mot ett alltmer intermittent elsystem innebär att fullasttimmarna för termisk baslastproduktion sjunker.

I ett intermittent elsystem kommer termiska kraftverk oftare behöva starta och stoppa elproduktionen (cycling). Tre konsekvenser för termisk elproduktion i ett intermittent elsystem är:

- När produktionen från intermittent kraft är hög och/eller när lasten är låg och elpriserna är låga så stoppas elproduktionen vid fossilbaserade termiska verk. När elproduktionen från intermittenta energikällor är låg och/eller när lasten är hög startas de termiska kraftverken åter. När termiska kraftverk startas och stoppas uppkommer kostnader i form av slitage och ökad bränsleåtgång vid start.
- Samtidigt innebär en minskad utnyttjningstid av termiska verk att topplastpriserna på lång sikt måste öka i förhållande till dagens priser för att lönsamhet ska uppnås. För att nyinvesteringar i termisk elproduktion ska ske måste den fasta investeringskostnaden för dessa verk spridas över färre fullasttimmar och därför behöver topplastpriserna öka.

- En lägre utnyttjningstid i termiska verk premierar investeringar i teknologier som gaskraftverk (CCGT) med relativt låga kapitalkostnader framför kapitaltunga teknologier som kol- och brunkolskondens och kärnkraft.

#### **4.1.2 Kapacitetsmekanismer**

Med anledning av bakgrunden ovan så förs nu en diskussion i olika delar av Europa om behovet av att inrätta någon form av kapacitetsmekanism för att säkerställa lönsamheten hos befintlig och ny kapacitet för att uppnå en godtagbar systemsäkerhet. En del länder har redan en sådan mekanism på plats idag.

Diskussionen är uppdelad i två frågor men båda handlar om åtgärder på produktionssidan (utbudssidan).

En del handlar om behovet att säkerställa att nya flexibla resurser finns tillgängliga för att balansera kraft, i synnerhet, sol- och vindkraft. Den andra delen av diskussionen är behovet av att säkerställa att tillräcklig kapacitet är tillgänglig för att möta efterfrågan vid höglasttimmar.

##### *Strategisk reserv*

Den mest grundläggande kapacitetsmekanismen är en strategisk reserv. Här upphandlas kapacitet av systemoperatören och den används bara vid nödsituationer. Ofta består denna reserv av gamla anläggningar som annars hade tagits ur drift på grund av lönsamhetsskäl.

Den strategiska reserven är i normalfallet undandragen från marknaden och används bara vid extrema bristsituationer. En strategisk reserv producerar inte el i normalfallet och påverkar därmed inte prisbilden utan används bara ur effektaspekten de aktuella timmarna då den behövs.

I Europa är det Sverige och Finland som har de mest utpräglade strategiska reserverna.

I Sverige upphandlar Svenska Kraftnät årligen en effektreserv som finns tillgänglig från 16 november till 15 mars varje vinter. Denna effektreserv består av två delar: den ena är att Svenska Kraftnät har avtal med reservkraftverk som kan startas och den andra är avtal med vissa elanvändare om att sänka sin användning så kallad förbrukningsreduktion. Sveriges effektreserv i sin nuvarande utformning kommer att fasas ut efter vintern 2019/2020 då man vill att marknaden ska ta ett större ansvar för försörjningstryggheten.

##### *Kapacitetsbetalningar och kapacitetsmarknader*

Andra kapacitetsmekanismer deltar mer i den normala energimarknaden och påverkar därmed prisbilden i högre omfattning. Det finns flera sorter av sådana mekanismer vilka kan delas upp enligt följande.

- Kapacitetsbetalning med fast pris för att hålla kapacitet tillgänglig
- Kapacitetsmarknad där antingen:

- Kapacitetens mängd bestäms centralt och upphandlas oftast av systemoperatören.
- Baserat på kundprofiler så är elleverantörer skyldiga att köpa en administrativt bestämd kvantitet av kapacitet på en marknad parallellt med den normala energimarknaden.

Kapacitetsmarknader kan baseras på finansiella säkringar mot höga priser som ger ett stadigt kassaflöde till producenten eller som betalningar för fysisk tillgänglighet. Olika varianter av mekanismer har använts i USA, med varierande framgång i att uppnå sina mål. På grund av deras komplexitet, kapacitetsbetalningar och kapacitetsmarknader, kan de ha stora effekter på elmarknaden och kan bli svåra att avskaffa i ett längre perspektiv. Detta är särskilt fallet där mekanismerna beslutar om betalningar under lång tid, vilket också gör det svårt att korrigera ett sådant system i efterhand.

#### **4.1.3 Lägesbeskrivning av elmarknader i Europa**

I Europa har det skett en utveckling på flera elmarknader där olika former av kapacitetsmekanismer antingen redan finns på plats eller planeras för.

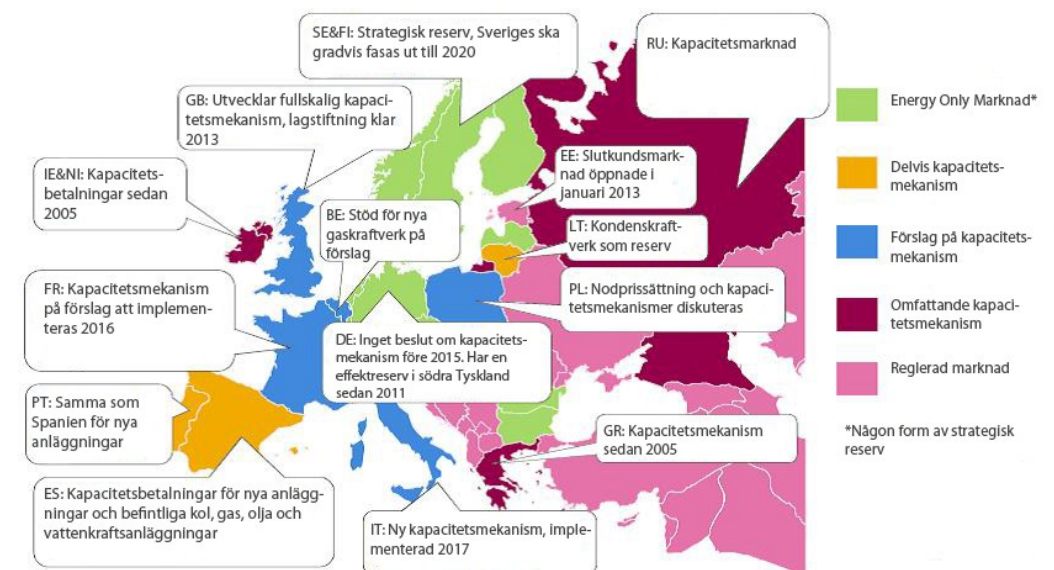
Spanien har en kapacitetsmekanism på plats. Detta gäller även för Portugal men med skillnaden att kapacitetsmekanismen endast gäller för ny produktion. Vidare har Grekland, Irland samt Nordirland haft kapacitetsbetalningar sedan år 2005.

På Irland och Nordirland sker en kapacitetsbetalning sedan 2005 till alla tillgängliga anläggningar som bestäms i förväg av regulatören. Detta har skapat problem för handeln mellan Irland och Storbritannien.

Ryssland använder sig av en kapacitetsmekanism som påverkat handel, mellan Ryssland och Finland, som minskat kraftigt under 2012. Nu läggs en extra kostnad, så kallad kapacitetspremie på export från Ryssland vid höglasttimmar. Det innebär att Ryssland typiskt sett exporterar under låglasttimmar medan exporten under höglasttimmar stryps om inte det finska elpriset överstiger det ryska priset plus kapacitetspremien. Kapacitetspremien förväntas öka över tid i takt med att nya anläggningar i Ryssland får del av kapacitetspremien.

I ett flertal europeiska länder diskuteras införandet av olika former av kapacitetsmekanismer. I Frankrike finns det planer på att skapa en kapacitetsmekanism från 2016. Även om Frankrike har en stor och stabil elproduktion, främst från de 58 kärnkraftsreaktorerna, saknas spetskapacitet när lasten är hög. Behovet av spetskapacitet kommer att öka kring 2016 då ett antal fossilbaserade anläggningar enligt planer kommer att stängas. Förslaget innebär att producenterna ska tvingas att köpa spetslastkapacitet som motsvarar varje producents prognostiserade behov tre år framåt via ett certifikatsystem. Även länder som Storbritannien, Tyskland, Polen samt Italien planerar eller diskuterar införandet av kapacitetsmarknader.

**Figur 13 Beskrivning elmarknader med eller utan kapacitetsmekanismer**



Källa: Energimyndighetens bearbetning av underlag från Euroelectric

#### 4.1.4 Utvecklingen kan påverka den nordiska elmarknaden

Om länderna kring den nordiska elmarknaden inför någon form av kapacitetsmekanism kan det medföra komplikationer för handeln mellan dessa marknader, särskilt vid höglåsttimmar. Det visar bland annat Rysslands införande av kapacitetsmekanism då handeln med Finland har minskat kraftigt under 2012. Den minskade handeln mellan länderna under just 2012 beror inte enbart på kapacitetsmekanismen i Ryssland, utan även på den mycket goda tillgången på el från övriga Norden.

Ett år med mindre möjlighet till import från länder utöver Ryssland, och som då har ett högt pris satt på el för export, påverkar handeln och risken ökar att en brist inte kan täckas med handel.

Detta kan eventuellt medföra att integreringen med kontinenten avstannar då det inte finns rätt incitament att bygga mer utlandsförbindelser då handeln inte fungerar som det är tänkt.

#### 4.1.5 Alternativ till kapacitetsmekanismer

Att säkerställa att tillräcklig kapacitet finns tillgänglig gör man inte bara genom att bygga nya produktionsanläggningar. Åtgärder på efterfrågesidan är en lika viktiga för att garantera balans mellan utbud och efterfrågan.

Det finns andra potentiella kostnadseffektiva åtgärder för att trygga energiförsörjningen och hålla balansen i nätet som kan införas som ett alternativ till en kapacitetsmekanism. Exempel på åtgärder är att öka integrationen mellan

länder genom att bygga mer överföringskapacitet, öka efterfrågeflexibiliteten både från industrin och enskilda konsumenter genom bland annat smarta nät och smarta mätare. Energilagring kan vara en annan del av lösningen.

#### **4.1.6 EU-kommissionen kommer med riktlinjer i juli 2013**

I det mest renodlade fallet kan alla europeiska länder komma överrens om gemensamma regler för hur man ska finansiera kapacitet. Det blir alltså frågan om en form av gemensam europeisk kapacitetsmarknad. I det andra extremfallet har varje europeiskt land egna kapacitetsmekanismer med sina egna regler.

Kommissionen finner det oroväckande att Europa kan få 27 olika kapacitetsmekanismer och vill inte se olika marknadsmodeller utan ett homogent ramverk. Därför kommer riktlinjer kring detta att presenteras i juli 2013.

### **4.2 Internationella anslutningar och hantering av transmission**

Utvecklingen mot en mer integrerad europeisk elmarknad har inte bara inneburit att nya överföringsförbindelser har skapats mellan länder utan också att hanteringen av transmissionen har förändrats.

De nordiska länderna har varit marknadskopplade via elbörsen Nord Pool Spot sedan drygt 12 år. Denna marknadskoppling sker genom implicit auktionering. Det innebär att stamnätsoperatörerna överlåter kapaciteterna mellan de olika regionerna till elbörsen. Vid implicit auktionering sker prissättningen av el på spotmarknaden och fördelningen av överföringskapacitet simultant vilket innebär att elen kommer att styras i riktning mot det område som har högst pris. I Norden innebär det att Nord Pool Spot tilldelar kapaciteten på överföringsförbindelserna samtidigt som elhandeln bestäms mellan de olika områdena.

Explicit auktionering mellan olika regioner är fortfarande vanligt i Europa. Det innebär att köp av överföringskapacitet bestäms i separata auktioner innan elhandeln sker. Till skillnad från implicit auktionering kan explicit auktionering innebära att kraften flödar i fel riktning, dvs från område med högre elpris till ett område med lägre.

Norden och kontinenten är numera marknadskopplat. Marknadskopplingen mellan de två elbörserna Nord Pool Spot och EEX<sup>17</sup> i Tyskland sker genom ett särskilt bolag, EMCC<sup>18</sup>. Marknadskopplingen startade den 9 november 2009 på förbindelserna mellan Danmark och Tyskland. Numera är även kabeln mellan Sverige och Tyskland (Baltic cable) samt mellan Norge och Nederländerna (NorNed) marknadskopplade via EMCC. Marknadskopplingen mellan Nord Pool Spot och EEX kallas för volymkoppling och sker till skillnad från marknadskopplingen inom Nord Pool i två steg. Först beräknar EMCC handelns

---

<sup>17</sup> European Energy Exchange

<sup>18</sup> European Market Coupling Company

volym och riktning över förbindelserna och därefter beräknar Nord Pool Spot samt EEX handeln inom sina respektive marknader.

Den senaste tiden har även graden av marknadskoppling ökat mellan Norden och Baltikum samt Polen. Sedan den 1 april 2010 är Estland ansluten, med Finland via Estlink, till Nord Pool Spot som ett eget elområde. Den 18 juni 2012 anslöt sig även Litauen till Nord Pool Spot som ett eget elområde och för närvarande planeras det för att ansluta Lettland till Nord Pool Spot. Vidare har Sverige och Polen marknadskopplats via Swepol Link från och med den 16 december 2010.

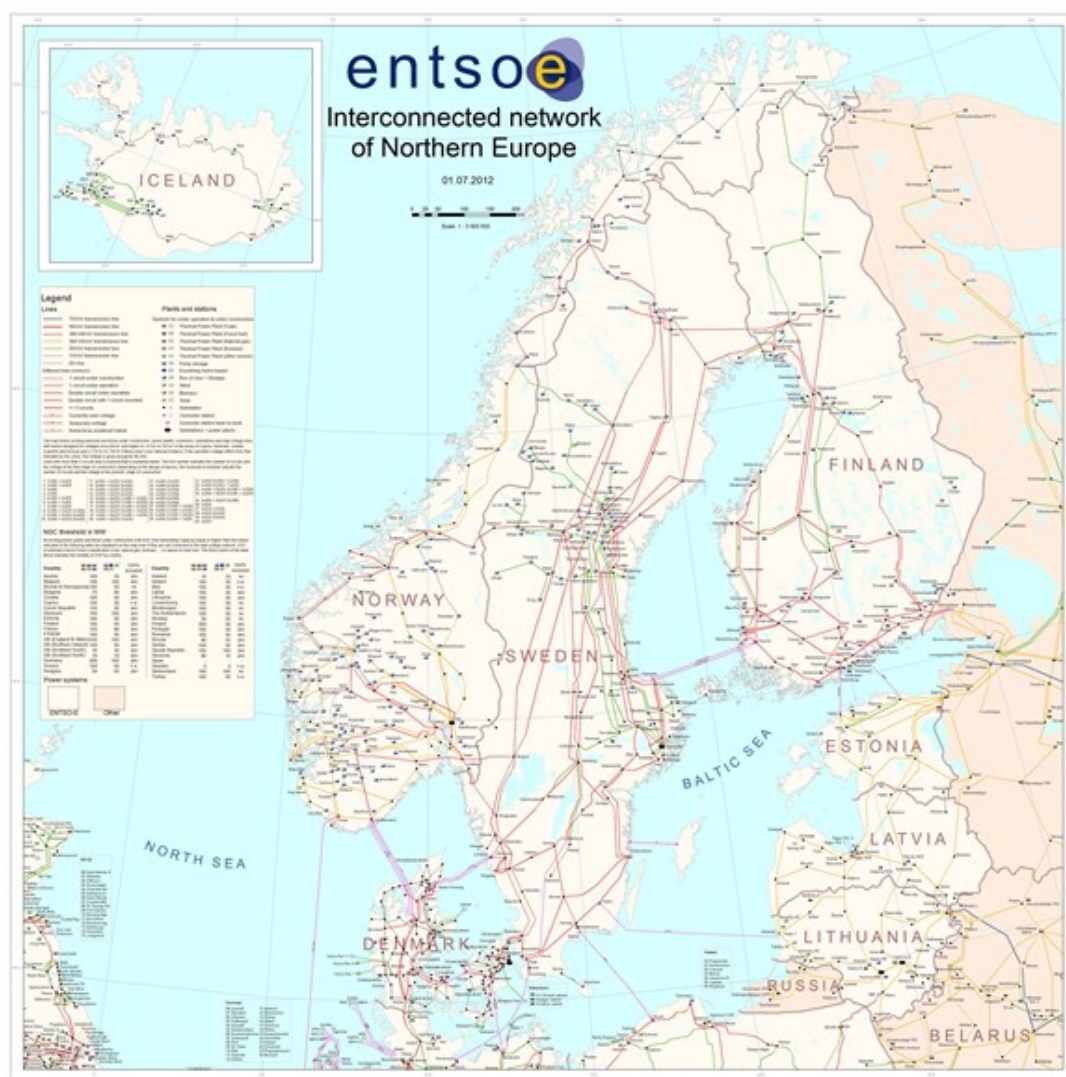
Allt fler regioner i Europa har priskopplats. Under 2006 marknadskopplades Frankrike, Belgien och Nederländerna genom implicit auktionering. Denna marknadskoppling varade till november 2010 då den ersattes av Central Western European Market Coupling (CWE). CWE inkluderar Frankrike, Belgien, Luxemburg, Nederländerna samt Tyskland.

Länderna kopplar till varandra med kablar av olika storlekar vilket framgår av Figur 14. Särskilt intressant att påpeka är Danmark som har en exceptionellt hög grad av marknadsintegration. Total exportkapacitet motsvarar 5,6 GW och importkapaciteten 4,6 GW (cirka 36 TWh) och Danmarks maximala effektuttag är 6,3 GW med en årsanvändning på cirka 36 TWh.

I kapitel 6, Scenarier och förutsättningar för modellsimuleringar, redovisas vilka överföringsförbindelser som antagits för framtiden och som ligger till grund för modellkörningarna som redovisas senare i rapporten.



Figur 14 Elnätet i Norra Europa, juli 2012



Källa: ENTSO-E

## 5 Frekvens- och spänningsreglering idag och i framtiden

En växande andel vindkraft och solkraft (utan produktionsstyrning) i ett elsystem förändrar behoven och kraven på reglerkraft. Hur det går till idag och hur behoven kan förändras i framtiden tas upp i följande kapitel.

I varje given tidpunkt ska det råda balans mellan produktion och användning i elnätet. Detta sköts av stamnätsoperatörerna som ska hålla frekvensen stabil i elnätet, nära 50 Hertz, i det nordiska elsystemet. Uppgiften blir mer komplex med allt mer intermittent kraft. Samtidigt finns ambitionen att trygga ett fritt flöde av kraft över gränserna i Europa med en gemensam elmarknad.

I detta kapitel beskrivs hur frekvens- och spänningsreglering fungerar i Norden idag. Sedan följer en beskrivning av hur regleringen påverkas med en större andel vindkraft eller om kärnkraften avvecklas och inte ersätts av ny kärnkraft eller av annan kraft med hög tillgänglighet.

Effektbalansen för Norden idag beskrivs i detta kapitel. En förändrad produktionsmix i framtiden påverkar effektbalansen vilket beskrivs utifrån modellsimuleringar och antaganden om framtiden i kapitel 7.

### 5.1 Balans i elnätet

#### 5.1.1 Balansansvar

Enligt ellagen får en elleverantör bara leverera el i uttagspunkter där någon tagit på sig det så kallade *balansansvaret*<sup>19</sup>. En elleverantör kan själv ta på sig balansansvaret för en uttagspunkt, välja att teckna ett *balansansvarsavtal* med Svenska Kraftnät eller anlita någon annan part som redan är en *balansansvarig*.

Den som är balansansvarig är skyldig att planera så att den totala användningen av el i uttagspunkten täcks av egen produktion eller genom handel. I driftskedet övergår balansansvaret till Svenska Kraftnät och de andra nordiska stamnätsoperatörerna, som ansvarar för den fysiska balansen i kraftsystemet. För att kunna balansera kraftsystemet och säkerställa driftsäkerheten finns en reglerkraftmarknad där produktion och användarreduktioner kan handlas upp och användas.

Efter varje timme görs en *avräkning*. Den visar hur stora obalanserna varit, vem som orsakat dem och kostnader som varit för att balansera kraftsystemet. Kostnaderna fördelas mellan de balansansvariga som orsakat obalanserna och på så sätt skapas incitament för de balansansvariga att sträva efter att vara i balans.

---

<sup>19</sup> Någon tar på sig det ekonomiska ansvaret för att lika mycket el tas ut och in i uttagspunkten.

## 5.2 Frekvensreglering

I det nordiska kraftsystemet är kravet att frekvensen kontinuerligt ska ligga inom intervallet 49,9 till 50,1 Hz.

Genom att mäta frekvensen i elnätet är det möjligt att kontrollera hur väl kraftsystemets totala produktion och användning är balanserad. Något förenklat kan man säga att om frekvensen vid en viss tidpunkt är sjunkande, så är systemets totala användning i denna tidpunkt större än systemets totala produktion och vice versa. Är frekvensen konstant så råder balans.

Eftersom det i förväg är omöjligt att helt säkert prognostisera hur stor användningen kommer att vara i varje ögonblick i kraftsystemet, kommer det alltid att råda en viss obalans mellan total produktion och användning, och frekvensen kommer alltid att variera slumpartat. I takt med att andelen vindkraft ökar i kraftsystemet introduceras en viss osäkerhet på produktionssidan.

### 5.2.1 Automatisk reserv för reglering av frekvensen

Eftersom det är av största vikt att frekvensen hålls inom intervallet 49,9 till 50,1 Hz, måste de slumpartade obalanser som ger upphov till frekvensens variationer balanseras på något sätt. I det nordiska kraftsystemet sker detta i huvudsak, i den s.k. *primärregleringen*, med hjälp av vattenkraftverk som kontinuerligt och per automatik anpassar sin produktion efter frekvensens variationer. Om frekvensen är sjunkande så ökar vattenkraftverken sin produktion och vice versa.

I det nordiska kraftsystemet är det de nordiska stamnätsoperatörerna som ansvarar för att reserver finns tillgängliga för automatisk reglering av frekvensen. Genom att köpa en viss mängd produktionskapacitet säkerställs reserver för automatisk frekvensreglering. Reserverna används sedan för att balansera de slumpartade och spontana obalanserna som uppstår mellan systemets totala produktion och användning.

Det finns olika sorters automatiska reserver. I det nordiska kraftsystemet är det beslutat att en kapacitet om minst totalt 600 MW ska finnas tillgänglig för reglering av frekvensens spontana variationer inom intervallet 49,9 och 50,1 Hz, denna reserv benämns *frekvensstyrd normaldriftsreserv*. Regleringen är så utformad att när frekvensen stationärt sett är 49,9 Hz har vattenkraftverken som deltar i regleringen totalt sett ökat produktionen med 600 MW. Är frekvensen stationärt 50,1 Hz, har vattenkraftverken reducerat sin produktion med samma mängd, dvs. 600 MW. Är frekvensen stationärt 50,0 Hz, har reserven inte utnyttjats. På detta sätt kan stamnätsoperatörerna genom att titta på frekvensen, inte bara se hur väl balanserat kraftsystemet är, utan även se hur stor del av den frekvensstyrda normaldriftsreserven som tagits i anspråk. Av de 600 MW som enligt gällande nordiskt systemdriftsavtal ska finnas tillgängliga för frekvensstyrd normaldriftsreserv i Norden ansvarar Svenska Kraftnät för att handla upp cirka 245 MW.

En annan typ av automatisk störningsreserv är den *frekvensstyrda störningsreserven*. Den är dimensionerad för att hantera det största möjliga plötsliga bortfall av en produktionsanläggning. Idag är det cirka 1 450 MW (Oskarshamn 3). För att klara det måste reserver utöver den frekvensstyrda normaldriftsreserven hållas av de nordiska TSO:erna. Dessa reserver handlas på samma sätt som den frekvensstyrda normaldriftsreserven och hålls på samma sätt av producenter som ledig kapacitet i vattenkraftverk. Denna reserv är utformad så att den aktiveras när frekvensen understiger 49,9 Hz och är helt aktiverad vid en frekvens motsvarande 49,5 Hz. På grund av att viss användning varierar med frekvensen, dvs. minskar med sjunkande frekvens, behöver inte 1 450 MW reserveras för frekvensstyrd störningsreserv, utan det räcker med cirka 1 250 MW för att återföra frekvensen inom godkänt intervall efter fränkoppling av 1 450 MW.

Under 2013 infördes en *automatisk sekundärreglering*. Det är en automatisk funktion för något större frekvensavvikelser, när övrig primärreglering inte räcker till. Den införs för att förbättra frekvenskvaliteten och öka driftsäkerheten i det nordiska kraftsystemet.

Initialt ska reserven omfatta en volym på 100 MW i Norden, fördelat mellan de nordiska stamnätsoperatörerna utifrån storleken på respektive lands totala användning för föregående år. Av dessa 100 MW skall Sverige bidra med 39 MW. Varje stamnätsoperatör ansvarar för upphandlingen av sin del av den totala volymen.

All automatisk frekvensreglering sker med vattenkraftverk i det nordiska systemet. Den kapacitet som behövs deltar inte i Nord Pool Spots budgivning.

### **5.2.2 Systemvärn, gasturbiner och automatisk användningsbortkoppling**

Utöver den frekvensstyrda automatiska störningsreserven finns ytterligare några resurser för att hantera frekvensregleringen vid störningar. Vid kraftiga frekvensfall styrs, om det är möjligt, effekten näst intill momentant om på ett antal HVDC<sup>20</sup>-förbindelser, så effekten i riktning mot det nordiska kraftsystemet ökar, exempelvis genom reducerad export eller skiftad effektriktning (från export till import). Denna typ av reglerresurs ingår i begreppet systemvärn och triggas när frekvensen understiger ett visst värde. I kraftsystemet startas även gasturbiner vid låg frekvens, och vid riktigt låg frekvens kopplas per automatik viss användning bort för att begränsa frekvensfallet, så kallad fränkoppling av användning.

### **5.2.3 Manuella åtgärder för att återställa de automatiska reserverna**

Om frekvensen i kraftsystemet stationärt sett är 49,9 Hz innebär det att hela den frekvensstyrda normaldriftsreserven har tagits i anspråk och är utreglerad. Skulle frekvensen fortsätta att sjunka skulle även den frekvensstyrda störningsreserven användas och kraftsystemet skulle inte längre ha reserver att klara en fränkoppling

---

<sup>20</sup> High Voltage Direct Current, en högspänningskabel med likström.

av den största produktionsanläggningen. För att undvika det måste åtgärder vidtas för att frigöra den frekvensstyrda normaldriftsreserven. Det görs med manuella justeringar av kraftsystemets produktion. För det arbetet ansvarar de nordiska stamnätsoperatörerna gemensamt, med huvudansvaret hos norska Statnett och Svenska Kraftnät. Återställningen sker på två sätt:

- *Reglerkraftmarknaden* är en egen marknad vid sidan av handeln på Nord Pool Spot där de nordiska stamnätsoperatörerna kan köpa (uppreglering) eller sälja kraft (nedreglering) för att frigöra de automatiska reserver som tagits i anspråk pga. obalanser mellan produktion och användning. Till reglerkraftmarknaden kan de balansansvariga i alla nordiska länder lämna in bud för upp- och nedreglering av den egna produktionen som finns tillgänglig. Inkomna bud avropas i prisordning, så att den billigaste nordiska resursen alltid används för reglering av kraftsystemets totala produktion.
- *Snabb störningsreserv* utgörs av gasturbiner som kan startas snabbt. Om den frekvensstyrda störningsreserven tas i bruk, finns ett krav som säger att denna reserv ska vara tillgänglig igen efter 15 minuter, dvs. kraftsystemet ska klara av att tappa den största produktionsenheten igen redan 15 minuter efter den förra största produktionsenheten fallit bort. Snabba störningsreserven motsvarar 1 250 MW.

### 5.3 Spänningsreglering

Det svenska stamnätet drivs inom fastställda spänningsgränser i varje station. Driftsäkerhetsmässigt är det möjligt att driva 400 kV nätet inom intervallet 360-425 kV men spänningar lägre än 395 kV förekommer mycket sällan. Om spänningen sjunker under 360 kV kan spänningskollaps uppstå d.v.s. spänningen blir så låg att driften av nätet eller delar av nätet inte längre kan upprätthållas. Detta skedde senast 2003 då stamnätet och anslutna produktionsanläggningar söder om en linje mellan Norrköping och Varberg löstes ut med allvarliga samhällsekonomiska konsekvenser. Om spänningen stiger över 425 kV kan anslutna komponenter som transformatorer och generatorer skadas då dessa sällan är isolerade för så höga spänningar. Detta kan i sin tur resultera i regionala kollapser.

En normal driftspänning på 400 kV-nätet är idag cirka 410 kV men variationer är vanliga, särskilt under sommarnätter då användningen är låg (hög spänning) och under hög last (lägre spänning). Driftspänningen på stamnätet har ökat de senaste 25 åren främst för att öka säkerhetsavståndet mot spänningskollaps men också för att optimera driften av nätet då högre spänningar ger lägre överföringsförluster och ökad överföringskapacitet genom landet.

Idag sker spänningsregleringen genom en kombination av manuella och automatiska åtgärder.

### 5.3.1 Manuella (statiska) åtgärder

Vid hög spänning kopplas shunkondensatorer<sup>21</sup> ur och shuntreaktorer<sup>21</sup> kopplas in från övervakande kontrollrum. Vid låg spänning sker det omvända.

Det finns ett stort antal shuntar i systemet då spänningsförändringar kan ske snabbt vid tmskarvar. Vid fel i systemet finns även en extremspänningsautomatik installerad. Om spänningen sjunker under 395 kV eller överstiger 425 kV kopplar automatiken in eller ut shuntar. Kopplingarna sker enligt ett fördefinierat schema i de stationer som är utrustade med kopplingsbara shuntar.

I extrema situationer med hög spänning kan stamnätsledningar kopplas ur. Det minskar egengenereringen av reaktiv effekt och ökar förlusterna vilket sänker systemspänningen generellt.

### 5.3.2 Automatiska (dynamiska) åtgärder

*Spänningsreglering med hjälp av anslutna generatorer* kan göras genom att spänningen i den punkt där en generator är ansluten regleras inom ett område, som bestäms av generatorns tekniska dimensionering, genom att generatorns reaktiva effektproduktion förändras. Det är en utmärkt form av spänningsreglering då den reglerar dynamiskt och steglöst. I Sverige är endast ett fåtal generatorer direkt anslutna till 400 kV nätet. Generatoren måste vara i drift för att kunna delta i spänningsregleringen vilket inte kan garanteras då det är beroende av prissituationen på marknaden.

*Spänningsreglering med hjälp av synkronkompensatorer.* En synkronkompensator är en generator utan turbinkoppling. Den kan därför inte producera aktiv effekt men kan magnetiseras så att den producerar reaktiv effekt för spänningsreglering. Den reaktiva produktionen regleras så att generatoren strävar efter att hålla spänningen i anslutningspunkten på inställt värde. En stor fördel med denna form av spänningsreglering är att generatoren roterar synkront med övriga systemet och tillför sin svängmassa vilken dämpar snabba systemförändringar.

*Spänningsreglering med hjälp av SVC (Static Var Compensation) anläggningar* SVC är en anläggning som fungerar på samma sätt som en synkronkompensator men är uppbyggd av kraftelektronik. Kraftelektroniken ger ett mycket snabbt svar på förändringar av systemspänningen men anläggningen saknar roterande delar och tillför därför ingen svängmassa till systemet.

## 5.4 Framtida frekvens- och spänningsreglering

I följande delkapitel beskrivs hur frekvens- och spänningsreglering kan påverkas och förändras utifrån en förändrad produktionsmix, som att andelen vindkraft ökar och kärnkraften faller för åldersstreck och inte ersätts med annan produktion med hög tillgänglighet.

---

<sup>21</sup> Elektriska stora komponenter som kopplas in för att kunna höja/sänka spänningen i elnätet.

#### 5.4.1 Avveckling av befintlig svensk kärnkraft

I dagläget deltar inte den svenska kärnkraften i frekvensregleringen så om kärnkraften avvecklas utan att ersättas med nya reaktorer påverkas inte de resurser som används för frekvensreglering. Däremot bidrar kärnkraften mycket till systemets så kallade *svängmassa*, det vill säga den tröghet som motverkar frekvensvariationer. Vid en avveckling av kärnkraft utan att den ersätts med annan produktion med hög tillgänglighet skulle det bidraget försvinna.

Ersätts kärnkraften med icke-synkron produktion med obetydligt svängmassabidrag, exempelvis vind- och solkraft eller av import via HVDC-länkar, så skulle en oförutsedd bortkoppling av en större produktionsanläggning kunna leda till att frekvensen sjunker så kraftigt, att användning måste kopplas bort för att förhindra en systemkollaps.

Om kärnkraften avvecklas och ersätts, till en större del, med annan produktion som bidrar med svängmassa skulle en avveckling få en mycket begränsad påverkan på frekvensregleringen.

Kärnkraft är produktion med hög tillgänglighet. Vid en avveckling måste dock den spänningsreglerande förmågan ersättas fullt ut. Det går inte att ersätta den med intermittent produktion med en mycket lägre tillgänglighet.

En avveckling av kärnkraften innebär, som tidigare nämnts, en förlust av svängmassa som behövs för systemstabiliteten. Alla synkrona roterande generatorer tillför svängmassa men om delar av den produktion som ersätter kärnkraft består av produktion bakom omformare (vindkraft, solkraft och import via HVDC länkar) behöver den förlorade svängmassan och spänningsregleringskapaciteten **delvis** ersättas med synkronkompensatorer. Detta är den utveckling som vi idag ser i t.ex. Danmark som med sin stora andel vindkraft har beställt synkronkompensatorer för att stabilisera systemet.

Hur spänningsregleringen behöver se ut beror på hur den produktionsmix som kommer att ersätta kärnkraften är sammansatt.

#### 5.4.2 Stor andel vindkraft

Andelen vindkraft i det nordiska kraftsystemet har ökat kraftigt under de senaste åren och förväntas fortsätta att göra så under de närmaste åren. Utmaningen med vindkraften är att produktionen varierar över tid och att variationerna endast delvis kan förutsägas.

Ur ett systemperspektiv innebär en stor andel vindkraft ett behov av *produktionsflexibilitet*, dvs. att det finns annan produktion som kan användas för att jämna ut vindkraftens variationer gentemot användningen, samt att det vid tillfällen då vindkraftens produktionsprognoser slår fel finns produktion som kan kompensera för den. Det nordiska kraftsystemet har, i och med den goda tillgången till flexibel vattenkraft, goda förutsättningar för att kunna hantera en stor andel vindkraft.

En ökad andel vindkraft förväntas inte ställa några betydande krav på den *frekvensstyrda normaldriftsreserven*. Ur ett kraftsystemperspektiv är det inte produktionsvariationer från enstaka verk som är intressanta, utan de aggregerade variationer. Vindkraften är utspridd över en stor yta och lokala vindförhållandena varierar kraftigt vilket gör att den aggregerade vindkraftens produktionsvariationer, pga. sammanlagring, procentuellt sett (procent av total installerad effekt) är betydligt mindre än de från enstaka verk.

Behovet av *manuella reglerresurser* kommer däremot att påverkas av utbyggnaden av vindkraft. Hur stora manuella reglerresurser som Svenska Kraftnät måste ha tillgängliga bestäms av hur stort prognosfelet för *nettoanvändningen*, dvs. användningen minus vindkraft, kan förväntas bli. Analyser som Svenska Kraftnät genomfört för det svenska kraftsystemet visar att 7 000 MW vindkraft (motsvarar en årlig produktion på cirka 17 TWh) ökar behovet av manuella reglerresurser inom timmen från cirka 1 600 MW (statistiskt beräknat maximalt prognosfel för användningen i Sverige) till cirka 2 200 MW. I analysen antas att 1 600 MW behövs för att täcka ett maximalt prognosfel (inom timmen) för användningen, och att vindkraften i framtiden kan prognostiseras med samma säkerhet som idag. Behovet av reserver sätts utifrån kriterierna för N-1 som innebär att man dimensionerar reserverna för att kunna klara bortfallet av den största enheten. Det är därför rimligt att tro att det, största delen av tiden, inte kommer att behöva användas mer reglerresurser än vad som används idag om inte kraven på reservhållning ändras.

Idag finns det inte något formellt gällande krav om hur stora reserver kraftsystemet ska ha för att hantera nettoförbrukningens eventuella prognosfel. Anledningen till det är förmodligen att reglerkraftmarknaden oftast innehåller en mängd bud som mer än väl överstiger behovet. De enda manuella reserver som är kravställda är den snabba störningsreserven, men de ska endast användas vid störningar, inte för att kompensera för prognosfel. Med en större andel vindkraft skulle det eventuellt kunna bli aktuellt att införa krav på reserver, då det totala behovet av reglerresurser i Norden förmodligen kommer att öka.

Huvudelen av den nordiska vattenkraftsproduktionen finns i Norge och i norra delen av Sverige. Då transmissionssystemets överföringskapacitet är begränsad uppstår ibland flaskhalsar och då kan möjligheten att dra nytta av vattenkraftens flexibilitet vara begränsad. Det är viktigt att överföringskapaciteten i framtiden är tillräcklig, så att vattenkraftens reglerresurser inte stängs in bakom flaskhalsar. Om överföringsbegränsningar kvarstår skulle det kunna bli aktuellt att i framtiden ställa krav rörande var reglerresurser och/eller reserver ska vara geografiskt placerade.

Idag ingår inte vindkraft i frekvensregleringen men i kommande europeiska regelverket<sup>22</sup> kommer troligen krav att ställas på att vindkraften ska kunna bidra med automatisk frekvensreglering. Vinden går inte att lagra vilket gör att om vindkraften ska kunna öka sin produktion så måste en viss del av vinden alltid

---

<sup>22</sup> förväntade krav i de kommande nätkoderna (Requirements for generators). Mer om nätkoderna i faktaruta i kapitel 2.



spillas (för att vindkraftverket ska kunna öka sin produktion vid en sjunkande frekvens). Detta faktum i sig hindrar inte att vindkraften kan spela en roll i den automatiska frekvensregleringen i framtiden, men det talar för att den prismässigt eller tekniskt inte kommer att kunna mäta sig med vattenkraften, då vindkraftproducenterna kommer att prissätta tjänsten på ett sådant sätt att de blir ersatta för spilld vind och uteblivna intäkter.

Det är mer troligt att vindkraften kan spela en viktig roll på reglerkraftmarknaden, då det kan finnas lägen då vindkraften behöver regleras ned för att exempelvis avlasta flaskhalsar eller då det är ont om alternativa nedregleringsresurser.

Idag ställs lägre krav på frekvens- och spänningsreglering för vind- och solkraft än för vatten- och värmekraft. I ENTSO-E regi är nya harmoniserade europeiska regler under utarbetande. Grundtanken med föreskrifterna är att säkerställa att de framtida produktionssystemen i Europa, som kommer att innehålla en betydligt större mängd förnybara produktionskällor, uppfyller samma driftsäkerhetskriterier som dagens system. När föreskrifterna implementeras kommer därför spänningsregleringen att ha minst samma kvalitet som idag.

Ett antal VSC (Voltage Source Converter) likströmslänkar är på väg att realiseras i södra Sverige (SydVästlänken, NordBalt och Gotlandsförbindelsen). Denna teknik innebär förenklat att en SVC (Static Var Compensation) anläggning etableras i varje anslutningspunkt för kablarna. Byggandet av likströmslänkarna ger då en betydligt bättre spänningsreglering just i det område där den behövs, i södra Sverige.

Ett större problem torde vara att svängmassan kommer att minska betydligt under låglastperioder. Det kan leda till att synkronkompensatorer måste installeras vilket är vad som sker i Danmark där andelen vindkraft är stor.

#### **5.4.3 Flexibel användning**

Utvecklingen inom konceptet *smarta elnät* handlar mycket om möjligheten att skapa flexibilitet på användningssidan i kraftsystemet. I huvudsak handlar det om att låta elkunderna få möjlighet att reagera på prissignaler och på så sätt ”flytta” viss användning till andra tider då elpriset är lägre. Om priserna är låga, om det rör sig om ett fåtal timmar eller om användaren har ett fast avtal blir möjligen vinsten begränsad. Förhoppningen är att användningsmönster kan förändras och att effekttoppar på detta sätt kan planas ut, s.k. *Peak Shaving* eller *Load Shifting*. Det skulle t.ex. kunna innebära att användningstopparna de riktigt kalla vinterdagarna blir lägre och att inte lika mycket effektreserv behöver hållas för att kunna garantera elförsörjningen dessa timmar.

Svenska Kraftnät upphandlar årligen en effektreserv<sup>23</sup> som finns tillgänglig från 16 november till 15 mars varje vinter. Effektreserven i sin nuvarande utformning kommer att fasas ut till år 2020 då marknaden ska ta ett större ansvar för försörjningstryggheten. Mer om det under kapitel 5.5.2.

---

<sup>23</sup> enligt Lag (2003:436) om effektreserv

#### **5.4.4 Virtuella produktionsanläggningar**

Idag är av praktiska skäl de bud som lämnas in till reglerkraftmarknaden begränsade till att minst omfatta 5 MW. Det pågår försök och studier kring möjligheten att styra många mindre användare och/eller producenter och på så sätt aggregera dessa till större enheter, så kallade virtuella kraftverk, som kan medverka på reglerkraftmarknaden.

#### **5.4.5 Frekvensreglering med hjälp av användning**

Historiskt har all frekvensreglering skett genom att elproduktionen har anpassats till användningen. Några undantag har funnits, bl.a. när Svenska Kraftnät har upphandlat effektreserver från industrier med fränkopplingsbar användning. Under arbetet med harmoniserade europeiska regelverk för vilka krav en användningsanläggning måste uppfylla för att anläggningen ska få anslutas till elnäten har även frekvensreglering med hjälp av användning studerats, s.k. System Frequency Control – Demand Side Response (SFC-DSR). SFC-DSR innebär att användningen hos hushåll och i servicesektorn automatiskt regleras för att kompensera för frekvensvariationer utan att konsumenterna påverkas. Frekvensregleringen sker lokalt i berörda laster utan kommunikation. Tre förutsättningar har definierats:

- > Den första är att endast i stunden icke nödvändig användning får påverkas. Det innebär i praktiken att endast belastningar som har en intern energilagringsskapacitet i form av värme kan användas. Sådana apparater kan startas och stoppas, så länge temperaturen ligger inom ett fördefinierat intervall, utan att konsumenten påverkas. Exempel på sådana apparater är kylar, frysar, direktverkande elvärme och värmepumpar.
- > Den andra är att frekvensregleringen ska kunna ske utan extern kommunikation. Det villkoret uppfylls om varje nyproducerad apparat som saluförs inom EU är utrustad med ett styrkort (chip) som mäter frekvensen och som beroende på denna och uppmätt temperatur kan slå av eller på apparaten. Frekvensregleringen sker proportionerligt dvs. ju större frekvensavvikelsen är, desto fler apparater agerar samtidigt. När temperaturen är utanför ett fastställt intervall, max/min temperatur, är belastningsobjektet inte längre tillgängligt för frekvensreglering. Energianvändningen påverkas inte, endast effektuttaget.
- > Den tredje är att deltagandet i frekvensregleringen inte är frivilligt. Frivilligt deltagande i frekvensregleringen skulle göra det omöjligt att uppskatta reglervolymen. Det innebär i sin tur samma reglervolym som tidigare upphandlats från producenterna.

I ENTSO-E:s regi har en analys för de olika europeiska synkronområdena genomförts för att studera samhällsnyttan av att övergå till en frekvensreglering med användning. För Sverige antogs 4 660 000 hushåll. Den minsta effekt som hushållen använder samtidigt i form av temperaturstyrda apparater uppgår till

cirka 3 000 MW. Som redovisats tidigare behövs bara 600 MW i automatiska reserver för reglering av frekvensen i normal drift, varför all automatisk frekvensreglering teoretiskt skulle kunna överföras till konsumentensida.

Det stöd till batterisystem för solcellsanläggningar upp till 30 kW som införts i Tyskland från 1 maj 2013 kan vara ett annat sätt att minska behovet av reglering. Ett batterisystem kopplat till solcellerna ger möjlighet för hushållen att använda elen vid behov istället för att mata all el ut på elnätet. På detta sätt kan, om det införs i större skala, topplastbehovet och produktionstoppar minskas.

#### **5.4.6 Fler HVDC-länkar till angränsande system**

HVDC står för High Voltage Direct Current vilket är en högspänningskabel för likström. Växelström fungerar exempelvis inte för att föra över el genom vatten längre sträckor än 25 km. Det gör däremot likström. Baltic Cable mellan Sverige och Tyskland, SwePol Link mellan Sverige och Polen samt Fenno-Skan 2 mellan Sverige och Finland är exempel där HVDC används.

En HVDC-länk kan konfigureras för att delta i den automatiska frekvensregleringen. Genom att öka importen eller minska exporten vid en sjunkande frekvens kan en HVDC-länk agera i likhet med den frekvensstyrda normaldrifts- eller störningsreserven och bidra till att kompensera för obalanser. På samma sätt kan en länks export ökas eller import minskas vid en stigande frekvens. Detta användningssätt kräver dock en överenskommelse med systemoperatören i andra änden av HVDC-länken, eftersom effekten på den ena sidan kommer att variera i takt med frekvensen på andra sidan regleras. Att använda HVDC-länkar på detta sätt begränsar även överföringskapaciteten, något som kan tala för att inte använda HVDC-länkar för detta syfte.

### **5.5 Försörjningstrygghet och effektbalans**

Med trygg energiförsörjning avses ansvar för att förebygga och hantera konsekvenser av bl.a. elavbrott, effektbrist, elenergi- eller elavbrott i värmeförsörjning, avbrott i gasleveranser, drivmedelsbrist, störningar i den globala oljeförsörjningen m.m.

Fokus i kapitlet är på effektbrist i ett större perspektiv för att belysa utmaningar i framtiden och inte på hur den kan hanteras om den uppstår.

#### **5.5.1 Effektbrist**

Effektbrist uppstår då kraftbalans inte kan upprätthållas under timmen d.v.s. när det inte produceras eller importeras lika mycket el som det efterfrågas.

Effektbrist kan orsakas av störningar i produktionsanläggningar, kraftledningar eller när det är begränsad importmöjlighet och inträffar oftast då användningen är som högst.

Effektbrist kan i värsta fall leda till att elsystemet kollapsar och kan i princip uppträda när som helst under året beroende på hur produktions- eller

överföringskapaciteten är för stunden. Mest kritiskt är det under vintern då elbehovet är störst.

### 5.5.2 Hantering av effektreserven i Sverige

Om en effektbrist uppstår har Svenska Kraftnät tillgång till ett antal avtalsmässiga och tekniska mekanismer för att förebygga och hantera en effektbrist, till exempel en effektreserv.

Sedan början av 2000-talet har Svenska Kraftnät enligt Lagen om effektreserv upphandlat resurser som ska finnas tillgänglig under vinterhalvåret. Effektreserven består av två delar: den ena är att Svenska Kraftnät har avtal med reservkraftverk som kan startas och den andra är avtal med vissa elanvändare om att sänka sin användning så kallad förbrukningsreduktion. Användningen av effektreserven har sträckt sig till några timmar per vinter – de senaste tre vintrarna utnyttjades systemet runt 20 timmar per säsong men då inte bara för att det var risk för effektbrist utan även av nättekniska skäl.

I Energimarknadsinspektionens (EI) regleringsbrev för 2008 fick de i uppgift att, i samråd med Svenska Kraftnät och efter samråd med Konkurrensverket, ta fram ett förslag till långsiktig lösning av effektfrågan. EI konstaterar i rapporten<sup>24</sup> att Svenska Kraftnäts upphandling av en central effektreserv bör fortsätta till vintern 2019/20. Fram till dess ska det ske en successiv övergång till marknadslösningar, fördjupad integration med andra länder och en stegvis minskning av den centralt, statligt upphandlade effektreservens storlek. Genom lagändring har sedan riksdagen slagit fast att en alltför snabb avveckling inte är lämplig och att övergången till en marknadslösning bör ske stegvis till den 15 mars 2020.

En avveckling av effektreserven bedöms kunna ersättas av ökad reglerbar användning och det skulle i framtiden kunna styras av smarta applikationer som känner av prisnivåer och därmed begränsar användningen under de få timmar som användningstopparna oftast handlar om. På sikt blir också hushållens bidrag viktigt för marknadslösningen. Till en början är det inte aktuellt att hushållen är aktiva, utan det är de stora användarna som har mest att vinna på att delta. Men genom införandet av realtidsinformation för alla elkunder kan man utveckla lösningar där även hushåll kan delta i regleringen.

En ytterligare fördjupad nordisk och europeisk integration tros också minska behovet av nationella effektreserver. Potentialen för Sveriges och Nordens del ligger här framförallt i en ökad integration med kontinentala Europa eftersom effektuttaget på dessa elmarknader är relativt olika det nordiska.

Effektiva, tekniska lösningar krävs emellertid för att få en aktiv styrning av elanvändningen. Tekniken anses finnas hos många industriföretag som kan spara mycket på det men hos hushållen är tekniken inte lika utbredd.

---

<sup>24</sup> *Effektfrågan. Behövs en centralt upphandlad effektreserv?* EI R2008:15, december 2008.

Svenska Kraftnät har fått i uppdrag att uppdatera och utvärdera de fakta som låg till grund för att fasa ut effektreserven till 2020<sup>25</sup>.

### 5.5.3 Nordisk effektbalans idag

All installerad kapacitet är inte tillgänglig samtidigt och den installerade effekten för olika kraftslag är inte jämförbar. Det finns ett antal svårigheter i samband med tolkningen av förhållandet mellan maximalt eleffektbehov och installerad elproduktionskapacitet. All vattenkraftskapacitet kan inte användas samtidigt då många kraftverk ligger efter varandra i samma vattendrag och är beroende av varandra. Tillgängligheten i kärnkraftverken beror på driftsituationen.

För vindkraften beror det på vindförhållanden och Svenska Kraftnät räknar med att 6 procent av den installerade vindkapaciteten finns tillgänglig när de gör effektbalanser för kommande vinter. En tillgänglighet på 6 procent kan vara lågt räknat men kan jämföras med till exempel Norge som räknar med 5 procent eller Tyskland och Danmark som räknar med 0 procent i sina effektbalanser. Till nästa års kraftbalansrapport<sup>26</sup> avser Svenska Kraftnät att göra en uppdaterad värdering av vindkraftens tillgänglighet baserad på de senaste årens erfarenheter.

Den bedömda tillgängliga elproduktions- och elimportkapaciteten rapporteras årligen av stamnätsoperatörerna till ENTSO-E. I den ingår all elproduktionskapacitet som bedöms finnas till förfogande med en uppskattning av förväntad otillgänglighet som reducerar kapaciteten. Det görs även en bedömning av vad ett högre eleffektbehov kan vara vid en så kallad tioårsvinter.

I den senaste bedömningen (inför vintern 2012-2013) har de nordiska länderna gemensamt en positiv effektbalans om en 10-årsvinter inträffar trots att reserver och import inte räknas med. Sverige och Norge har på egen hand en positiv effektbalans, Finland och Danmarks har en negativ.

**Tabell 2 Effektbalans för Norden med hög last vid en 10-årsvinter, 2012-2013**

	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Norden
<b>Tillgänglig kapacitet</b>	26 200	27 700	5 730	13 300	72 390
<b>Maximalt eleffektbehov</b>	24 000	27 500	6 600	15 000	71 640*
<b>Balans utan import</b>	2 200	200	-870	-1 700	1 290
<b>Tillgängliga reserver</b>	1 200	1 400	1 050	100	750

\*Maximalt eleffektbehov antas vara 2 procent lägre för Norden som helhet än en summering av länderna då det är osannolikt att det infaller samtidigt i alla länder.

<sup>25</sup> Uppdraget ska redovisas till Regeringskansliet senast den 30 september 2013

<sup>26</sup> Publiceras under augusti 2013.

Hur effekthalansen ser ut för Norden i framtiden beror på hur och vilken typ av produktion som byggs. Norden går mot en starkare balans den närmaste framtiden då mycket ny kraft byggs. I kapitel 7.4 görs effekthalanser utifrån de antaganden som gjorts i modellsimuleringar för framtiden.

## 6 Scenarier och förutsättningar för modellsimuleringar

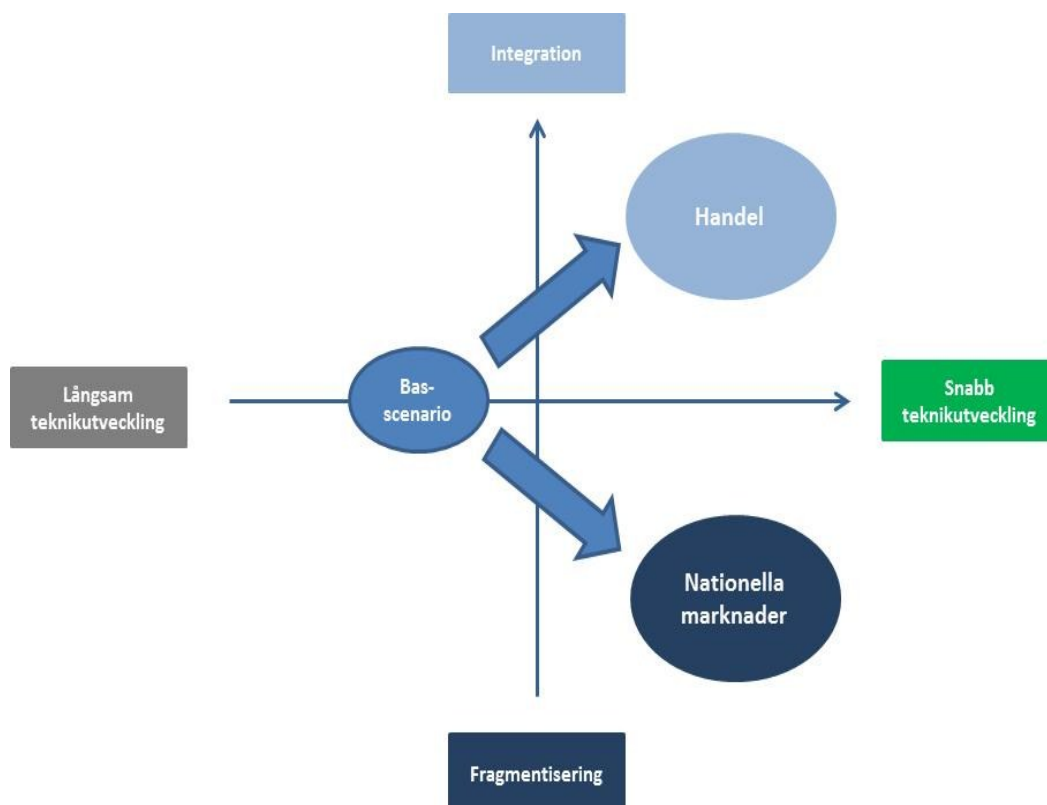
I syfte att beskriva möjliga framtida utvecklingstendenser för hur elpris, handel med el och effektbalans kan utvecklas för den nordiska elmarknaden har det utformats tre olika scenarier. I anslutning till det har även några känslighetsanalyser genomförts för att belysa framförallt elprisernas känslighet.

I följande avsnitt beskrivs de scenarier och känslighetsfall som utformats och vilka antaganden som ligger till grund för resultaten av modellsimuleringarna som redovisas i kapitel 7.

### 6.1 Scenariobeskrivning

Scenarierna kan beskrivas utifrån Figur 15 som redovisar olika framtida utvecklingstendenser med teknikutvecklingen för förnybar elproduktion som en drivande faktor och graden av integration mellan de elsystemen som den andra drivande faktorn.

Figur 15 Scenariobeskrivning



Källa: Energimyndigheten och Sweco Energy Markets

I Basscenariot finns antaganden om att:

- Medlemsländerna ökar sin förnybara elproduktion fram till 2020 enligt handlingsplanerna för förnybart med vissa justeringar samt en fortsatt ökning av förnybart efter 2020.
- Ny transmissionskapacitet tillkommer mellan Norden och kontinenten/Baltikum utifrån rådande planer fram till 2020.

Ytterligare två scenarier har skapats som båda bygger på att teknikutvecklingen för förnybar elproduktion går snabbare än i basscenariot. Det kan tolkas som att kostnaden för förnybar elproduktion sjunker snabbare än i basscenariot.

I scenariot *Handel* ökar överföringskapaciteten relativt basscenariot samtidigt som förnybar elproduktion ökar mer än i *Basscenariot*. I scenariot förväntas den nordiska vattenkraften i högre grad användas till att reglera elsystemet på kontinenten.

I scenariot som kallas *Nationella marknader*, antas att elmarknaden i Europa fragmentiseras jämfört med basscenariot. Mindre transmission byggs mellan länderna samtidigt som tillförseln av förnybar elproduktion ökar i samma mängd som i scenariot *Handel*.

För scenarierna görs nedslag år 2020 och 2030. Naturligtvis ökar osäkerheten ju längre tidshorisonten sträcks ut.

I anslutning till *Basscenariot* görs ett antal känslighetsanalyser för att belysa elprisernas känslighet av:

- Effekter av en kallare vinter, med ökande last som följd.
- Effekter av ett våt- och torrår.

## 6.2 Elproduktion

Här redovisas de antaganden som har gjorts till modellsimuleringarna vad gäller förnybar elproduktion, utvecklingen av kärnkraftskapacitet och utfasning av gammal elproduktion.

### 6.2.1 Förnybar elproduktion i Norden

För Sverige och Norge har det antagits att produktionen ligger i linje med målet inom elcertifikatsystemet år 2020, +26,4 TWh jämfört med nivån år 2012. Efter år 2020 har lägre ökningstakt av förnybar elproduktion antagits för alla ingående länder.

För svensk del bedöms det leda till en fortsatt ökning av vindkraft och en mindre expansion av biobaserad kraftvärme i fjärrvärmenäten samt industriell kraftvärme. Den biobaserade kraftvärmeproduktionen begränsas av värmeunderlaget och konkurrerar med andra bränslen om värmeunderlaget. Bedömning av ny



biokraftvärme i Sverige fram till 2020 är att det kommer in drygt 2 TWh. Vattenkraft bedöms öka 1 TWh.

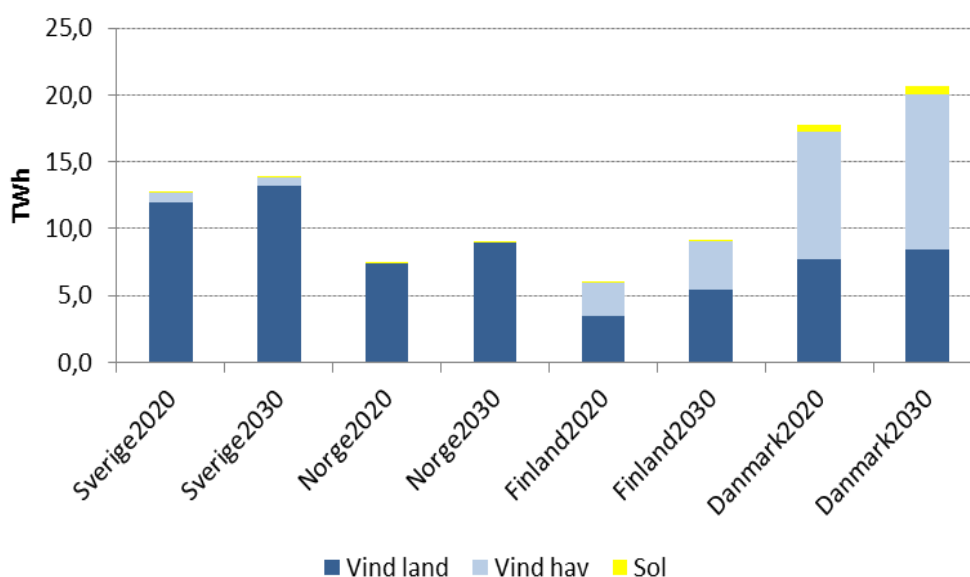
Norge har en stor potential för förnybar elproduktion. Inom ramen för det gemensamma certifikatsystemet förväntas framförallt ny småskalig vattenkraft och landbaserad vind att öka. Vad gäller vattenkraften har den antagits att öka med 7,5 TWh mellan 2012 och 2020. I grund och botten domineras ökningen av småskalig icke-reglerbar vattenkraft. Vindkraften bedöms öka från 2011 års nivå på 1,3 TWh till 7,4 TWh år 2020. Även om Norge har mycket goda vindlägen finns det en risk att nätbegränsningar försvårar expansionen. Eftersom värmeunderlaget är relativt begränsat bedöms ökningen av biokraftvärme vara relativt liten, knappt 1 TWh.

I januari 2011 introducerade Finland ett feed-in system för förnybar elproduktion. I scenariot har det antagits att det främst är vindkraft som kommer att öka, från dagens nivå på ca 0,5 TWh till 6 TWh år 2020. En viss expansion av biobaserad kraftvärme bedöms också tillkomma.

I Danmark väntas ökningen framförallt komma genom ny havsbaserad vindkraft samt bränslekonvertering från gas/kol till biomassa i de centrala kraftvärmeverken. Danmark antog år 2012 en ambitiös utbyggnadsstrategi för havsbaserad vindkraft. Den innebär att Horns Rev 3 samt Kriegers Flak på 400 respektive 600 MW ska byggas fram till år 2020. Vidare antogs det också under 2012 ett utbyggnadsbeslut av kustnära havsbaserad vindkraft på 500 MW. En viss ökning av den landbaserade vindkraften förväntas också, främst genom att ersätta gamla vindkraftverk med nya.

I Figur 16 nedan redovisas antagen vind- och solexproduktion i *Basscenariot* för Norden. I scenariot har det antagits att ökningen klingar av för Norge och Sverige efter 2020.

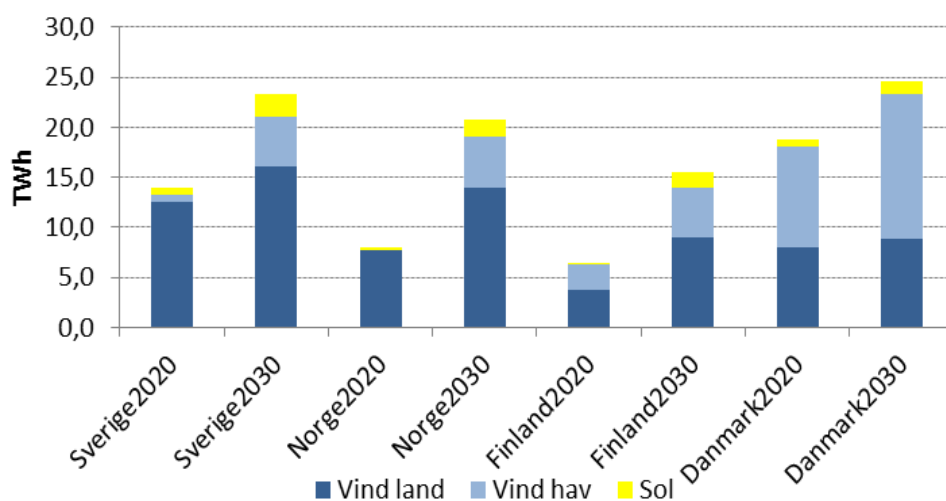
**Figur 16 Antagen vind- och solexproduktion för Norden i basscenariot, TWh**



I scenarierna *Handel* och *Nationella marknader* antas en större introduktion av förnybar elproduktion på grund av en snabbare teknikutveckling vilket minskar kostnaderna per installerad effekt förnybart.

I Figur 17 nedan redovisas antagen vind- och solexproduktion i scenarierna *Handel* och *Nationella marknader*. Både i Sverige och Norge sker det en betydande ökning av land- och havsbaserad vindkraft. Den största delen av den havsbaserade vindkraften i Sverige byggs i elområde 4.

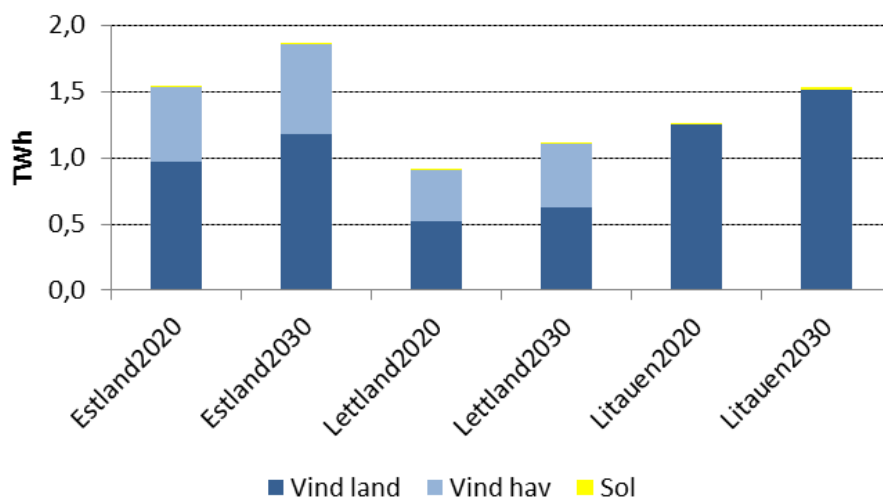
**Figur 17 Antagen vind- och solexproduktion för Norden i scenarierna *Handel* och *Nationella marknader*, TWh**



### 6.2.2 Förnybar elproduktion i Baltikum

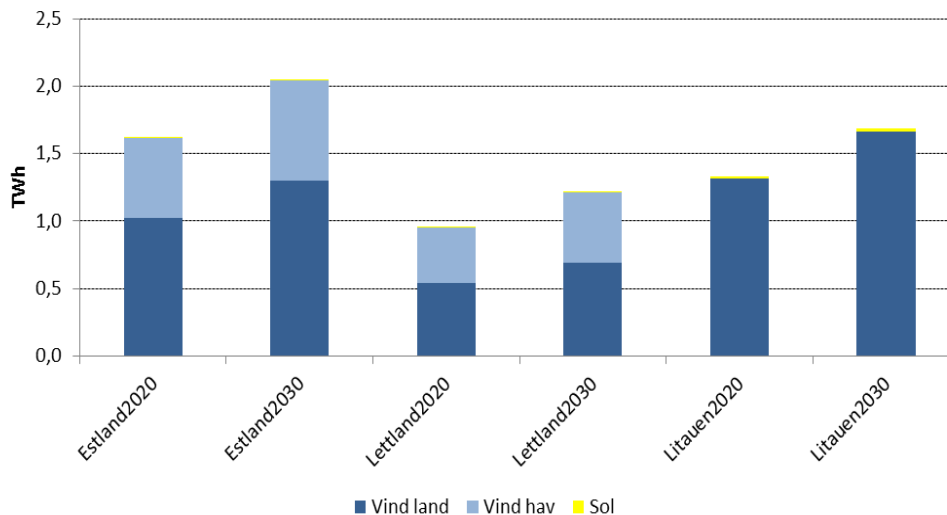
I Figur 18 nedan redovisas den antagna vind- och solexproduktionen i *Basscenariot* för de baltiska länderna. Den antagna mängden förnybart kan tyckas vara liten men siffrorna måste ses i relation till ländernas elsystem.

**Figur 18 Antagen vind- och solexproduktion i de Basscenariot för Baltikum, TWh**



I Figur 19 nedan redovisas den antagna vind- och solelproduktionen i scenarierna *Handel* och *Nationella marknader* för 2020 och 2030.

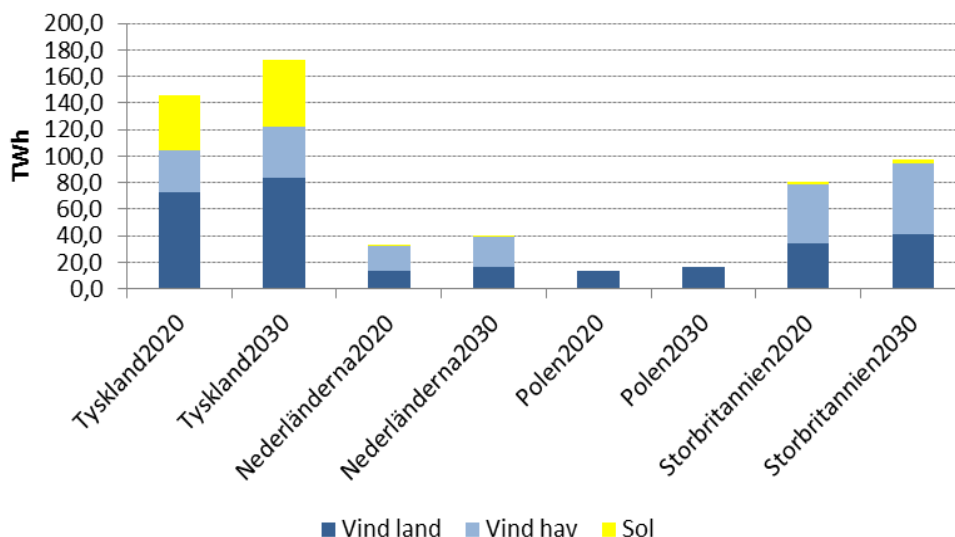
**Figur 19** Antagen vind- och solelproduktion i scenarierna *Handel* och *Nationella marknader* för Baltikum, TWh



### 6.2.3 Förnybar elproduktion på kontinenten

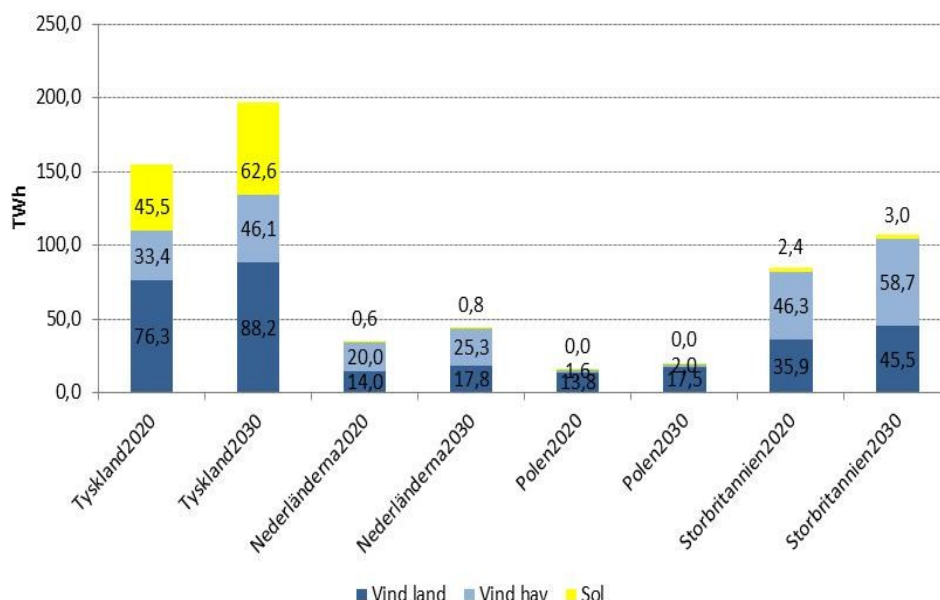
I Figur 20 nedan redovisas den antagna vind- och solelproduktionen i *Basscenariot* för kontinenten samt Storbritannien. I Tyskland har expansionen efter 2020 antagits vara relativt balanserad mellan de redovisade teknologierna. I Nederländerna och Storbritannien är det primärt land- och havsbaserad vind som antas driva utvecklingen.

**Figur 20** Antagen vind- och solelproduktion i *Basscenariot* för kontinenten och Storbritannien, TWh



I Figur 21 nedan redovisas den antagna vind- och solelproduktionen i scenarierna *Handel* och *Nationella marknader* för 2020 och 2030. Scenarierna beskriver en aggressiv introduktion av förnybar elproduktion. I detta scenario utgör vind- och solkraftsproduktionen närmare 200 TWh i Tyskland år 2030.

**Figur 21** Antagen vind- och solelproduktion i scenarierna *Handel* och *Nationella marknader* för kontinenten och Storbritannien, TWh



### 6.3 Kärnkraftskapacitet

Nyinvesteringar pågår för närvarande i kärnkraft i Norden.

I Sverige pågår effekthöjningar i flera reaktorer. Sammantaget är antagandet att den installerade nettoeffekten ökar från 9 350 till 10 100 MW mellan år 2011 och år 2020. Tillgängligheten antas vara 87 procent i den befintliga svenska kärnkraften. För år 2030 sjunker kärnkraftskapaciteten till 7 900 MW när de äldsta reaktorerna antas ha tagits ur drift.

I Finland pågår byggnationen av Olkiluoto 3 på 1 600 MW. Reaktorn bedöms vara i drift år 2016 och utöver den antas ytterligare en ny reaktor på 1 600 MW komma i drift efter 2020.

Tyskland antas fullfölja den besluta kärnkraftsavvecklingen vilket innebär att all kärnkraftskapacitet är avvecklad efter 2022.

För Nederländerna antas det enda kärnkraftverket på 0,5 GW avvecklas efter 2030.

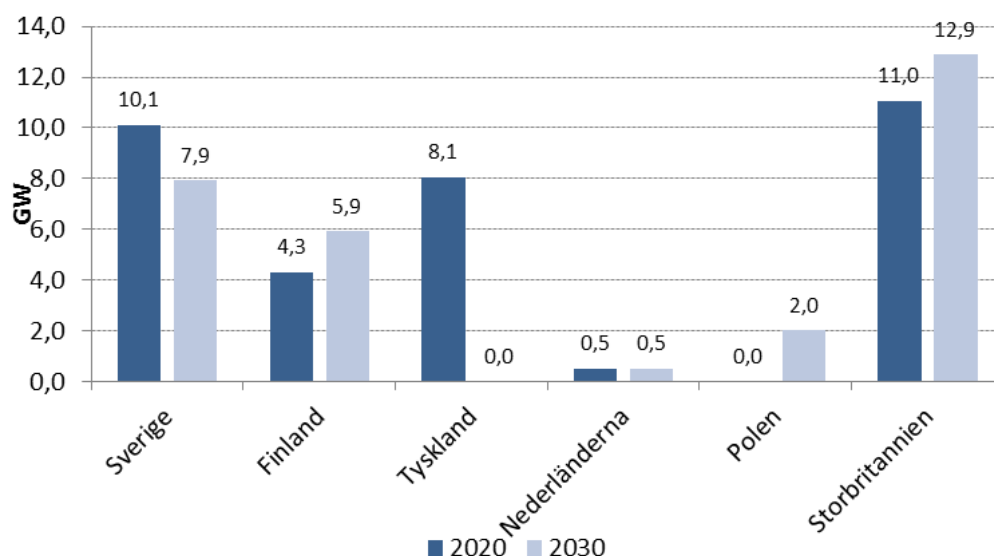
De planer som finns på att bygga nya reaktorer i Polen har antagits ske. Det innebär att två nya reaktorer på 1 000 MW antas tillkomma mellan modellår 2020 och 2030 samt ytterligare en reaktor efter år 2030. Det bör noteras att även om det

finns planer för tre reaktorer i Polen så är valet av den exakta reaktorstorleken osäker.

För Storbritannien har det antagits att en del av de planer som finns för ny kärnkraft blir av.

Sammantaget har det antagits att 7 000 MW ny kärnkraft tillkommer till år 2030. Samtidigt sker det en avveckling av delar av den befintliga kärnkraften vilket innebär den totala kärnkraftskapaciteten stiger relativt lite fram till 2030. I Figur 22 nedan redovisas utvecklingen av den antagna kärnkraftskapaciteten.

**Figur 22 Antagen utveckling av installerad kärnkraftskapacitet fram till 2030, GW**



## 6.4 Avveckling av annan befintlig elproduktion

Samtidigt som det tillkommer mycket ny kapacitet i form av förnybart och kärnkraft på den nordiska marknaden fasas även gammal produktion ut när den närmar sig den tekniska eller ekonomiska livslängden. I simuleringarna har vi antagit att kondensproduktion fasas ut då den närmar sig slutet på sin tekniska livslängd. Detta påverkar framförallt elsystemen i Danmark och Finland vilka har ett relativt stort inslag av fossilbaserad elproduktion.

Fram till 2020 bedöms närmare 1 400 MW fossilbaserad elproduktion avvecklas i Danmark i jämförelse med kapaciteten i slutet av år 2010<sup>27</sup>. Motsvarande siffra för 2030 är 2 600 MW. Merparten av den nerlagda kapaciteten utgörs av kolkraft. I Finland antas 1 300 MW fossilbaserad kraft läggas ned till år 2020. Motsvarande siffra för år 2030 är 1 800 MW.

Nedläggning av gammal termisk fossilbaserad kapacitet kommer i hög grad även att påverka elbalansen i Tyskland, Nederländerna, Polen och Storbritannien. Det gäller främst gammal kol- och brunkolsbaserad kapacitet.

<sup>27</sup> I denna siffra ingår inte de två verk som har antagits konverteras från gas och kol till biobränsle.

## 6.5 Elanvändning

Efterfrågan på el påverkas av många olika faktorer som framtida utveckling av BNP och disponibel inkomst, befolkningsförändringar, efterfrågan efter produkter från energiintensiv industri, energieffektivisering osv. Elanvändning i modellsimuleringarna är antagna och förändringar i ovan nämnda faktorer kan få stor påverkan på elanvändningen.

Efterfrågan på el är samma i alla scenarier och baseras på ekonomisk utveckling och antaganden om hur efterfrågeelasticiteten, d.v.s. responsen mellan en given ekonomisk tillväxt och elefterfrågan<sup>28</sup> utvecklas. I scenarierna minskar efterfrågeelasticiteten över tid i takt med elen används effektivare.

Finanskrisen 2008-2009 påverkade i hög grad den nordiska elanvändningen som sjönk. I våra scenarier antas den nordiska elefterfrågan först återhämta sig kring de nivåer som rådde innan krisen fram till år 2020. Efter 2020 sker en relativt långsam ökning av elefterfrågan.

Utvecklingen av elefterfrågan skiljer sig mellan de nordiska länderna. Den största tillväxttakten antas ske i Finland följt av Danmark medan Sverige uppvisar den lägsta ökningstakten.

De drivande krafterna bakom den ökande elanvändningen i Norden bedöms ske i servicesektorn samt i den elintensiva industrin. En viktig förklaring till den ökade elanvändningen inom servicesektorn är att den långsiktiga ekonomiska tillväxten antas vara relativt god. Vidare bedöms även elintensiv industri att öka, främst till år 2020. Denna ökning är framförallt att betrakta som en upphämtning från de mycket låga nivåerna efter finanskrisen. På längre sikt har det också antagits en viss elektrifiering av transportsektorn.

**Tabell 3 Antagen utveckling av elanvändningen i Norden, netto, TWh**

	Sverige	Norge	DK1	DK2	Finland	Norden
<b>2020</b>	134,8	122,9	20,6	13,8	91,6	<b>383,8</b>
<b>2030</b>	137,1	126,6	22,4	15,0	98,3	<b>399,4</b>

## 6.6 Priser på utsläppsrätter för CO<sub>2</sub> och bränslen

Utvecklingen av priser för utsläppsrätter och fossila bränslena har stor betydelse för elpriset då de påverkar de rörliga produktionskostnaderna för att producera el i fossilbaserad termisk produktion. Även om oljeprodukter endast används i begränsad utsträckning för elproduktion har utvecklingen av råoljepriset historiskt påverkat elpriset indirekt genom oljeindexerade gaskontrakt.

<sup>28</sup> För Sverige har den framtida ekonomiska tillväxten baserats på Konjunkturinstitutets medelfristiga bedömningar fram till 2016 (Lönebildningsrapporten, oktober 2012) Konjunkturinstitutets långsiktsscenario ("Sveriges ekonomi - Ett långsiktsscenario fram till 2035", april 2012) samt OECD Economic Outlook Volume 2012/1 efter 2035.

Prognosen för råolje-, naturgas- och kolpriset bygger på antaganden från World Energy Outlook 2012 (WEO 2012) från International Energy Agency (IEA). Mer specifikt bygger prognosen på IEA:s ”New Policies Scenario” som förutsätter en bredare variation av energi- och klimatpolitiska åtaganden och planer. De olika energi- och klimatpolitiska åtaganden som har antagits varierar över världen men får en dämpande effekt för utvecklingen av fossilbränslepriserna genom att dämpa efterfrågeutvecklingen. CO<sub>2</sub>-priset utgår från WEO 2012 för åren efter 2020 medan priset för 2020 bygger på egna antaganden.

I Tabell 4 nedan redovisas de viktigaste prognosantagandena för de fossila bränslepriserna samt för CO<sub>2</sub>-priset.

**Tabell 4 Utvecklingen av fossila bränsle- och CO<sub>2</sub>-priser 2011-2030, 2011 års prisnivå**

	2011	2020	2030
<b>Råolja, \$/fat</b>	107,6	119,5	123,6
<b>Kol, \$/ton</b>	123,4	112,0	114,0
<b>Naturgas, €/MWh</b>	26,0	28,2	29,9
<b>CO<sub>2</sub>-pris</b>	13	5	28,7

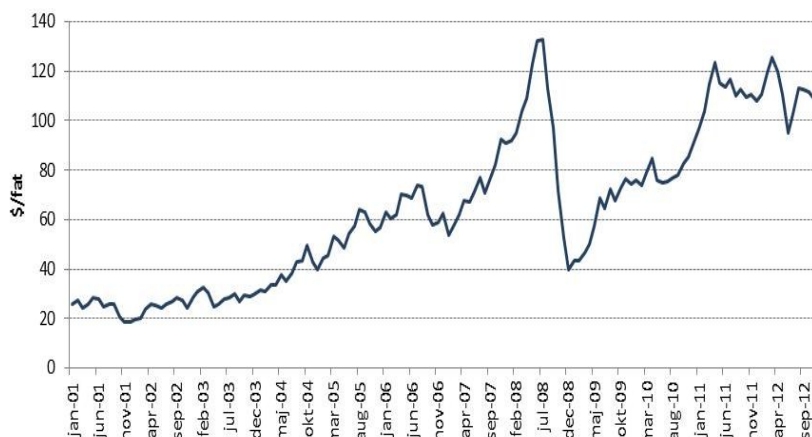
Källa: IEA, WEO 2012 ”New Policies Scenario” för 2011-2035 förutom CO<sub>2</sub>-priset för år 2020 som är ett antagande.

Not. Naturgaspriset har konverterats från \$ till € utifrån växelkursen 2011.

### 6.6.1 Råolja

Råoljepriset har varierat mycket de senaste åren. Den långa stegringen fram till sommaren 2008 avbröts genom finanskrisen under senare delen av 2008 samt 2009 då priset sjönk kraftigt. Under 2010 ökade råoljepriset i takt med att världsekonomin återhämtade sig. Den politiska turbulensen i delar av mellanöstern samt Nordafrika under 2011 har också påverkat råoljepriset. Under senare delen av 2012 har råoljepriset stabiliserats.

**Figur 23 Utvecklingen av Brent råoljepris jan 2001-dec 2012, \$/fat, nominella priser**



Källa: EIA

I IEA:s utblick antas råoljepriset<sup>29</sup> ligga på närmare 120 \$/barrel år 2020 för att sedan stiga något till 125 \$/barrel fram till 2035 då ökningen av den globala efterfrågan på råolja kräver att allt dyrare källor utvinns.

### 6.6.2 Kol

Kolmarknaden skiljer sig från olje- och gasmarknaden och kännetecknas av många producenter med en relativt väl fungerande konkurrens. Det finns rikliga reserver av kol till en låg utvinningskostnad. Kolpriserna har ändå varierat kraftigt de senaste åren. Från 2007 fram till augusti 2008 steg kolpriset vilket berodde på en stark efterfrågan från utvecklingsländer som Kina och Indien samtidigt som utvinnings- och transportkapaciteten hade svårt att möta den ökande efterfrågan. Fraktkostnaden steg kraftigt under denna period. Under sista delen av 2008 samt 2009 sjönk kolpriset kraftigt till följd av den finansiella krisen. Därefter har kolpriset börjat stiga igen i takt med att den ekonomiska upphämtningen har fortsatt. Under 2012 har priset åter sjunkit beroende på ett sämre ekonomiskt klimat i Europa och utvinningen av billig skiffergas i USA. Skiffergasens introduktion i USA har drastiskt minskat användningen av kol i landet, vilket lett till att billig kol från USA nu finns tillgänglig på övriga marknader.

På längre sikt bedöms kolpriset vara relativt stabilt och uppgå till 112-115 \$/ton under prognosperioden i reala 2011 priser. Ett viktigt skäl till den bedömda utvecklingen utgörs av att utvinningskostnaden bedöms vara relativt låg.

### 6.6.3 Naturgas

Naturgaspriset har historiskt sett varit korrelerat till oljepriset genom oljeindexering i långsiktiga take-or-pay kontrakt. I och med uppgången på olja så har också priset på gas gått upp och många analytiker och marknadsaktörer hävdar starkt att detta pris varken är fördelaktigt för gashandeln eller motsvarar

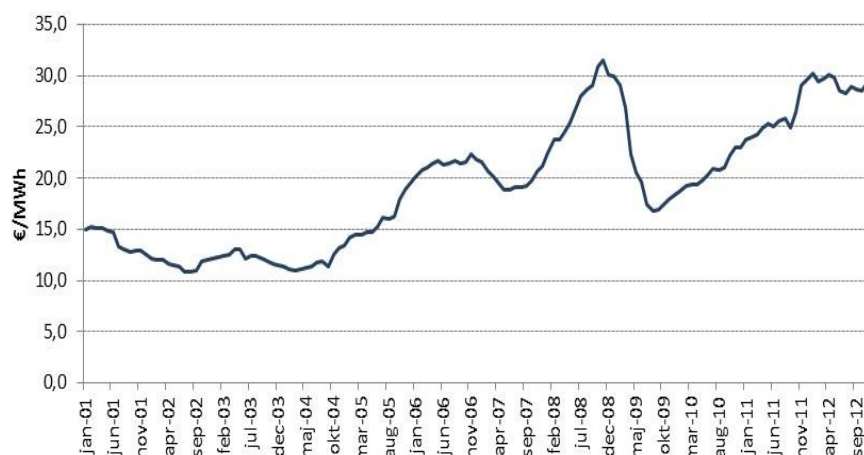
<sup>29</sup> Real 2011 priser



marknadsfundament. Ett nytt system på den europeiska marknaden är under utveckling där en börshandel med gas växer sig starkare i syfte att skapa en egen marknad för gas. Om den nya strukturen på den europeiska marknaden utvecklas så kommer den europeiska marknaden förmodligen, i det långa perspektivet, se fallande gaspriser men en sådan omställning kommer ta tid och är kantad av många utmaningar.

I dessa scenarier utgår dock naturgaspriset från det i WEO 2012 där det sker en real ökning i naturgaspriset över tid. I WEO 2012 prognos ökar priset på naturgas till cirka 28 €/MWh år 2020 för att vara drygt 30 €/MWh år 2035.

**Figur 24 Utvecklingen av det tyska importpriset på naturgas, €/MWh, nominella priser**



Källa: [www.bafa.de](http://www.bafa.de)

#### 6.6.4 Utsläppsrätter för CO<sub>2</sub>

Kostnaden för utsläppsrätter kan utgöra en stor kostnadspost för kol- och naturgaseldade kraftverk, som ofta bestämmer nivån på elpriserna på spotmarknaden.

Under 2012 har utsläppsrättspriserna sjunkit till än lägre nivåer än under 2011. Även terminspriserna på längre sikt indikerar låga prisnivåer. Exempelvis ligger terminspriset för en utsläppsrättighet på EEX på drygt 6 €/ton CO<sub>2</sub> år 2016 för att därefter stiga till drygt 8 €/ton CO<sub>2</sub> till år 2020. Även om handeln inte är så stor för kontrakt på längre sikt visar det ändå på att marknaden förväntar sig låga utsläppsrättspriser. Det grundläggande skälet till de låga priserna utgörs av ett befarat överskott på utsläppsrättigheter år 2020. Detta beror i sin tur delvis på den dåliga konjunktursituationen i Europa. EU:s bindande energieffektiviseringsdirektiv kan genom ett minskat energibehov öka överskottet på utsläppsrätter fram till 2020. Från EU-kommissionen har det diskuterats att sätta undan en del utsläppsrätter under perioden 2013-2020 (set-aside) för att på så sätt stabilisera prisnivån på högre nivåer. Ett beslut togs på att inte sätta undan utsläppsrätter vilket fick effekten att priserna på utsläppsrätterna sjönk till omkring 3 €/ton CO<sub>2</sub>.

I dessa scenarier har vi antagit ett utsläppsrättspris på 5 €/ton CO<sub>2</sub> år 2020 baserat på den konjunktursituation som råder och dess effekter på det samlade överskottet av EUA:s<sup>30</sup>. För år 2030 ligger vi i linje med IEA:s bedömning i WEO 2011 där priset ligger på strax under 30 €/ton. Både styrmedel för energieffektivisering och stödsystem för förnybart påverkar exempelvis utsläppsrättspriset nedåt, allt annat lika, genom att dyrare utsläppsreduktioner inte behöver göras inom ramen för EU ETS.

Naturligtvis finns det betydande osäkerheter kring det långsiktiga utsläppsrättspriset då det påverkas av ett flertal faktorer bl a det politiska ramverket vilket kan förändras. Vidare kan mycket små förändringar av det samlade överskottet få stora konsekvenser på utsläppsrättspriset.

## 6.7 Transmission

Förutom att transmissionen, eller överföringskapaciteten, väntas användas mer effektivt genom implicit auktionering finns det ett antal beslutade och troliga förstärkningar som bedöms tillkomma i framtiden. Ny transmission förstärker både det interna nätet inom de nordiska länderna samt mellan Norden och kontinenten/Baltikum. De antagna förstärkningarna av transmissionen varierar efter scenario. Dessa scenarier skiljer sig främst åt efter år 2020 vilket beror på att det redan finns ett flertal transmissionsprojekt som är beslutade samtidigt som planeringshorisonten är lång för de projekt som ännu inte är beslutade.

- *Basscenariot* representerar en ”medelväg” där beslutade investeringar fram till 2020 har antagits genomföras samtidigt som investeringar i ny transmission efter 2020 har baserats på att en del av planerade projekt vars investeringsbeslut ännu inte är taget kommer till stånd.
- I scenariot *Handel* ökar integrationen av den nordeuropeiska elmarknaden och en stor ökning av transmissionskapaciteten sker vilket delvis är en respons till att mer intermittent förnybar elproduktion tillkommer.
- Scenariot *Nationella Marknader* representerar en värld där viljan till handel mellan länder minskar. Detta scenario kan betraktas som en konservativ utveckling av handelskapaciteten efter 2020.

Skillnader i elproduktionsstruktur mellan det vattenkraftsbaserade nordiska systemet och det termiska systemet i Nordeuropa ger upphov till en intensiv dagshandel där Norden exporterar under dagtid (höglast) medan de nordeuropeiska länderna exporterar under nattetid (låglast). Det beror på att det är billigare att importera el från Norden under höglasttid då alternativet skulle vara att starta spetslastkapacitet i exempelvis Tyskland. Analogt minimeras kostnaden att spara vattnet under låglasttimmar i Norden för att istället importera el från de termiska områdena.

---

<sup>30</sup> EU Emission Allowances

I Tabell 5 och Tabell 6 nedan redovisas de antagna förstärkningarna av transmissionsnätet dels inom Norden och Sverige samt mellan Norden och kontinenten/Baltikum.

**Tabell 5 Antagen ny transmissionskapacitet inom Norden och inom Sverige**

	Kapacitet (MW)/Energi (TWh)	Basscenario (Ja/Nej), driftsättningsår	Nationella marknader (Ja/Nej), driftsättningsår	Handel (Ja/Nej), driftsättningsår	Status
<b>Fennoskan 2 (Finland-Sverige)</b>	800	Ja, 2012	Ja, 2012	Ja, 2012	I drift sedan årsskiftet 2011/2012
<b>Skagerakk 4 (Norge-DK1)</b>	700	Ja, 2015	Ja, 2015	Ja, 2015	Beslutad
<b>Sydvästlänken (Norge-Sverige)</b>	1400	Ja, 2020	Ja, 2022	Ja, 2020	Planerad
<b>Sydvästlänken (SE3-SE4)</b>	1200	Ja, 2015	Ja, 2015	Ja, 2015	Beslutad
<b>SE1-SE2 (seriekompensering)</b>	900	Ja, 2016	Ja, 2016	Ja, 2016	Planerad
<b>SE2-SE3 (Shuntkompensering)</b>	500 <sup>31</sup>	Ja, 2017	Ja, 2017	Ja, 2017	Planerad
<b>Ny stamledning SE1-SE2</b>	800	Ja, 2025	Ja, 2020	Ja, 2020	Möjlig
<b>Ny stamledning SE2-SE3</b>	500	Ja, 2025	Ja, 2020	Ja, 2020	Möjlig

Källa: TSO:ernas beslut samt antaganden.

I anslutning till Tabell 5 kan det påpekas att det under perioden tillkommer att antal interna förstärkningar i det norska stamnätet. Detta är bland annat nödvändigt för att överföra kraft från ny förnybar elproduktion, främst vattenkraft och vindkraft.

<sup>31</sup> I SvK:s Perspektivplan 2025 nämns att överföringskapaciteten kan öka i storleksordningen 500 MW. I SvK:s appendix till Perspektivplan nämns dock siffran 700 MW.

**Tabell 6 Antagen ny transmissionskapacitet mellan Norden och kontinenten/Baltikum**

	Kapacitet (MW)/Energi (TWh)	Basscenario (Ja/Nej), driftsättningsår	Nationella marknader (Ja/Nej), driftsättningsår	Handel (Ja/Nej), driftsättningsår	Status
<b>Förstärkningar DK1-Tyskland</b>	DK1-Tyskland 280 Tyskland-DK1 550	Ja, 2012	Ja, 2012	Ja, 2012	I drift hösten 2012
<b>Estlink 2 (Finland-Estland)</b>	650 MW	Ja, 2014	Ja, 2014	Ja, 2014	Under byggnation
<b>NordBalt (Sverige-Litauen)</b>	700	Ja, 2017	Ja, 2017	Ja, 2017	Beslutad
<b>Cobra-kabeln (DK1 Nederländerna)</b>	700	Ja, före 2020	Ja, 2022	Ja, före 2020	Under utredning
<b>NorGer (Norge-Tyskland)</b>	1400	Ja, mellan 2018- 2020	Ja, mellan 2018- 2020	Ja, mellan 2018- 2020	Under utredning
<b>NSN (Norge-UK)</b>	1400	Ja, 2020	Ja, 2025	Ja, 2020	Under utredning
<b>Tyskland-SE4</b>	600	Ja, 2025	Nej	Ja, 2020	Diskussion
<b>Förstärkningar DK1-Tyskland</b>	DK1-Tyskland 500 Tyskland-DK1 1000	Ja, 2025	Ja, 2025	Ja, 2025	Planer
<b>DK1-UK</b>	700	Ja, 2030	Nej	Ja, 2020	Antagande i simuleringen
<b>Extraförstärkning Tyskland-SE4</b>	1000	Nej	Nej	Ja, 2030	Antagande i simuleringen
<b>NorNed 2 (Norge- Nederländerna)</b>	700	Nej	Nej	Ja, 2030	Tidigare planer
<b>SE3-Polen</b>	600	Nej	Nej	Ja, 2030	Antagande i simuleringen

Källa: TSO:ernas beslut samt antaganden.

Flera av ökningarna av transmissionen i Tabell 6 är renodlade antaganden som syftar till att spegla den osäkerhet som finns vad gäller ny transmission på längre sikt.

I framtiden har det också antagits att importen från Ryssland till Finland begränsas. Importen som uppgick till närmare 11 TWh år 2011 sjönk kraftigt till 4,4 TWh under 2012. Det beror delvis på att Ryssland införde en kapacitetsmarknad under 2012 vilket innebär att det inte längre är lönsamt att exportera från Ryssland till Finland under höglasttimmar.

Även i angränsande länder till de nordiska finns det beslutade projekt eller planer på ny transmissionskapacitet. Exempelvis projekteras det för en ny transmissionsledning på 500 MW, LitPol, mellan Litauen och Polen till år 2015. Det finns även planer på att utöka denna förbindelse till 1 000 MW redan år 2020.

## **6.8 Övriga antaganden**

Perfekt konkurrens antas råda på elmarknaden.

2011 års växelkurs mellan € och US \$ (1,3919) har antagits gälla i scenarierna

## 7 Resultat från modellsimulering

Resultaten från modellsimuleringarna ska inte betraktas som prognoser utan endast som möjliga utfall om olika satta utvecklingstendenser får råda. Förändrade förutsättningar ger förändrade resultat. Modellen kan inte heller ta hänsyn till om det är tekniskt möjligt att hålla frekvens och spänning i elnätet för säker drift.

Modellen THEMA<sup>32</sup> ger timpriser som vägs ihop utifrån användning och presenteras här som vägda årspriser för de nordiska ländernas elområden. Norge presenteras dock inte uppdelat i elområden.

Utformningen av scenarierna ger stora skillnader i resultaten. Resultaten kan sammanfattas enligt följande:

**Basscenario:** På grund av att elbalansen stärks i Norden skapas ett stort elöverskott. Elpriserna i Norden är fortsatt lägre än på kontinenten.

**Nationella marknader:** En starkare elbalans utvecklas i Norden till följd av att större mängder förnybar elproduktion fasas in i systemet. Bristande transmissionskapacitet leder till låga priser i Norden på grund av att kraften är instängd med en åtföljande stor skillnad i prisnivå relativt kontinenten. Scenariot få ses i perspektivet att det är viktigt att integrationen mot kontinenten fortsätter. Vid så låga priser är det högst osannolikt att den antagna kraftutbyggnaden kommer att realiseras.

**Handel:** Den nordiska elproduktionskapaciteten utvecklas på samma sätt som i scenariot "Nationella marknader" vilket skapar en stark elbalans. I detta scenario hjälper dock ny transmissionskapacitet till att stabilisera priserna.

### 7.1 Elpriser

De nordiska elpriserna bedöms öka över tid på grund av en ökad marknadskoppling mot kontinenten samt ökade naturgas- och CO<sub>2</sub>-priser.

#### 7.1.1 Elpriser 2020

De låga elpriserna i *Basscenariot* för år 2020 är ett resultat av en mycket stark nordisk kraftbalans samt låga CO<sub>2</sub>-priser. I detta scenario uppgår det vägda elpriset i Sverige, Norge och Finland till 27-28 €/MWh. Danmark har en något högre prisbild på 31-33 €/MWh.

I scenariot *Nationella marknader* är elpriserna lägre för hela Norden. Sverige och Norge hamnar på 22-23 €/MWh och Finland på ca 25 €/MWh. Danmark har en något högre prisbild men dock lägre än i basscenariot. Detta är ett resultat av instängd kraft på grund av bristande transmissionskapacitet mot kontinenten och

---

<sup>32</sup> The Electricity Market Analyzer

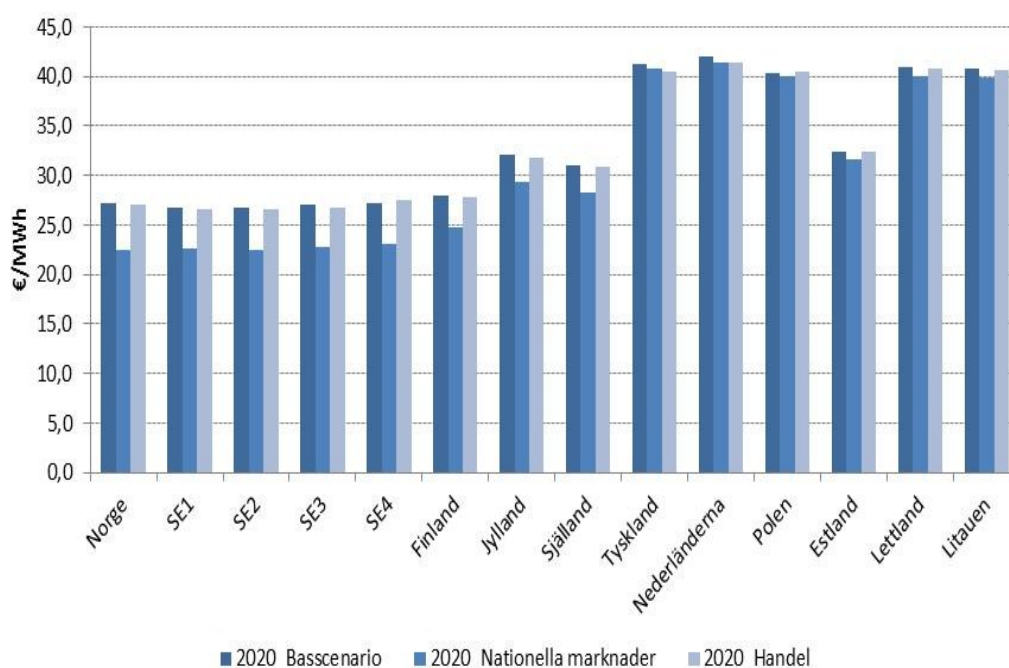
en mycket stark elbalans till följd av betydande mängder ny förnybar elproduktion.

I scenariot *Handel* stabiliseras elpriserna mot den nivå som gäller i Basscenariot trots stor utbyggnad av förnybar elproduktion. Detta beror på att ny transmissionskapacitet antas tillkomma.

Prisskillnaden inom Norden är typiskt sett små även om Danmark har något högre elpriser på grund av en starkare marknadskoppling mot kontinenten. De kontinentala elpriserna är högre trots en betydande introduktion av förnybar elproduktion. I basscenariot för år 2020 uppgår prisskillnaden till drygt 14 €/MWh mellan Sverige och Tyskland. Priserna i Baltikum är generellt sett högre än i Norden vilket kan förklaras av en annan produktionsstruktur, bristande överföringskapacitet mot Nord Pool området samt handeln mot Ryssland och Vitryssland.

I Figur 25 nedan redovisas de simulerade elpriserna för år 2020 i *Basscenariot*, *Nationella marknader* samt *Handel*.

**Figur 25 Elpriser år 2020 för olika scenarier, €/MWh, 2011 års prisnivå**



Antagandet om vilka elpriser som de baltiska länderna möter mot Ryssland och Vitryssland påverkar elpriserna i Baltikum i hög grad. I denna simulering har det antagits att den utveckling som har skett vad gäller ramverket för handeln mellan Ryssland och Finland i samband med att Ryssland har infört kapacitetsmarknader också kommer att tillämpas gentemot de baltiska länderna. Exporten från Ryssland till Finland har förändrats sedan Ryssland införde kapacitetsmarknader. I den nuvarande situationen läggs en kapacitetspremie på i Ryssland vid höglasttimmar. Detta innebär att Ryssland typiskt sett exporterar under låglasttimmar medan exporten under höglasttimmar stryps såvida inte det finska

elpriset överstiger det ryska nodpriset plus en kapacitetspremie. Denna kapacitetspremie förväntas öka över tid i takt med att nyttillkommande anläggningar i Ryssland får del av kapacitetspremien. I modellanalysen har det antagits att det ryska elpriset uppgår till rörlig kostnad för kolkondens (exklusive CO<sub>2</sub>-kostnader) under låglasttimmar medan den uppgår till rörlig kostnad för kolkondens samt en relativt hög kapacitetspremie under höglasttimmar.

### 7.1.2 Elpriser 2030

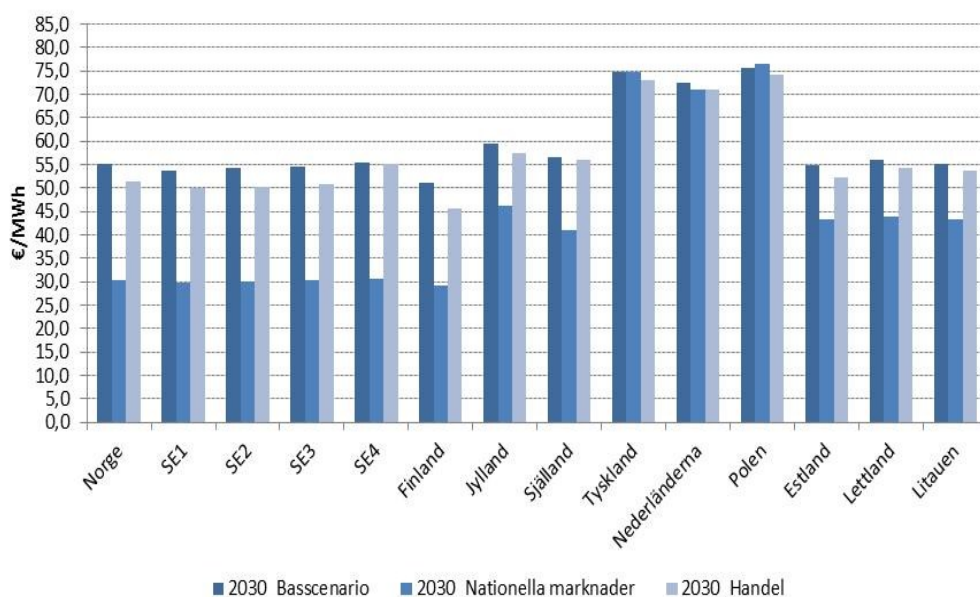
År 2030 ökar elpriserna i samtliga scenarier relativt år 2020. Detta beror på en ökad marknadskoppling mot kontinenten samt högre naturgas- och CO<sub>2</sub>-priser och antagandet att Sverige har stängt de tre äldsta kärnkraftreaktorerna.

Scenariot *Nationella marknader* avviker tydligt genom fortsatt väldigt låga priser i Norden. Detta beror på bristande transmissionskapacitet mot kontinenten samtidigt som den förnybara elproduktionen ökar starkt. Med andra ord förblir de nordiska priserna mycket låga på grund av instängd kraft. Den stora mängden förnybar elproduktionen förskjuter hela den nordiska utbudskurvan till höger och under relativt många timmar sätts priserna av billigare kraftproduktion än i Basscenariot.

I *Basscenariot* uppgår det vägda medelpriset i Sverige, Norge och Finland till 50-55 €/MWh vilket kan jämföras med scenariot *Nationella marknader* som har en prisnivå på ca 30 €/MWh. Danmark har fortsatt en något högre prisbild än övriga Norden. Scenariot *Handel* har i stor utsträckning samma prisbild som basscenariot.

I Figur 26 nedan redovisas de simulerade elpriserna för år 2030 i *Basscenariot*, *Nationella marknader* samt *Handel*.

**Figur 26 Elpriser år 2030 för olika scenarier, €/MWh, 2011 års prisnivå**





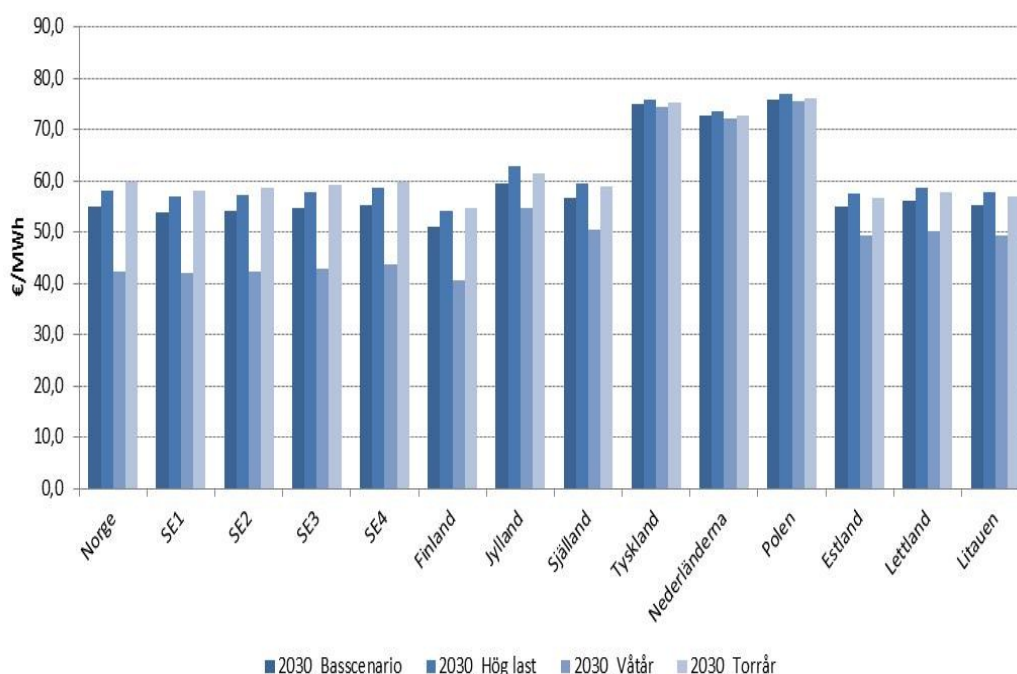
I anslutning till modellår 2030 har det också gjorts några känslighetsanalyser för att belysa variationerna som kan uppstå på den nordiska elmarknaden. Följande känslighetsanalyser har gjorts:

- **Hög last:** I detta scenario har lasten ökat under 7 vinterveckor (januari till februari) i syfte att representera en mycket kall vinter med högre last. I analysen har den procentuella ökningen mellan normallast och högre last baserats på Statnetts prognos för maximumlasten under vintern 2012-2013. Modellsimuleringarna har baserats på Statnetts antagande att den samtidiga maximumlasten för Norden är 2 procent lägre än summan av de nationella topplasterna.
- **Våtår och torrår:** I dessa känslighetsanalyser har det antagits att tillrinningen ökar respektive sjunker med 10 procent jämfört med normalårstillrinningen.

Årsmedelpriset för Norden ökar med drygt 3 €/MWh vid antagandet om högre last jämfört med basscenariot. Naturligtvis sker prisökningen under vinterhalvåret då lasten avviker från Basscenariot.

Den största påverkan på årsmedelpriset har ett våt- och torrår för priserna i Norden. I våtårssimuleringen för år 2030 sjunker priset för Norden till 45 €/MWh vilket kan jämföras med torrårssimuleringen där det genomsnittliga priset för Norden ökar till 58 €/MWh vilket gör att skillnaden är 13 €/MWh mellan våt- och torrår. Figur 27 nedan redovisas elpriserna år 2030 för de olika scenarierna.

**Figur 27 Elpriser år 2030 i basscenariot och känslighetsanalyserna, €/MWh, 2011 års prisnivå**



## 7.2 Prisvolatilitet

På ett övergripande plan ökar prisvolatiliteten över tid. Det beror på att kraftbalansen för Norden förändras då gamla termiska anläggningar fasas ur och den intermittenta kraftens andel ökar i systemet men också på grund av en ökad koppling mot det kontinentala elsystemet som visar en relativt hög prisvolatilitet.

Prisvolatiliteten är lägre år 2020 oberoende av scenario för att sedan öka till år 2030. Det beror på ny transmissionskapacitet mot kontinenten samt en ökad produktion från förnybar intermittent elproduktion.

Antalet timmar när priset på el är noll, så kallade nollpriser, är också en parameter som beskriver systemets prisvolatilitet. Antalet nollpriser förhåller sig relativt stabilt i *Basscenariot* för år 2020 och 2030. Speciellt för år 2030 uppvisar scenarierna *Nationella marknader* samt *Handel* väsentligt fler nollpriser. Det beror på att vattenkraften inte kan reglera den intermittenta elproduktionen på samma sätt som i *Basscenariot* där mängden förnybar elproduktion är lägre. Norden påverkas också via import genom att det kontinentala elsystemet har antagits öka sin förnybara intermittenta elproduktion.

## 7.3 Handel

Tillförsel av ny förnybar elproduktion, nyinvesteringar i finsk kärnkraft samt en måttlig ökning av elefterfrågan skapar en stark nordisk elbalans.

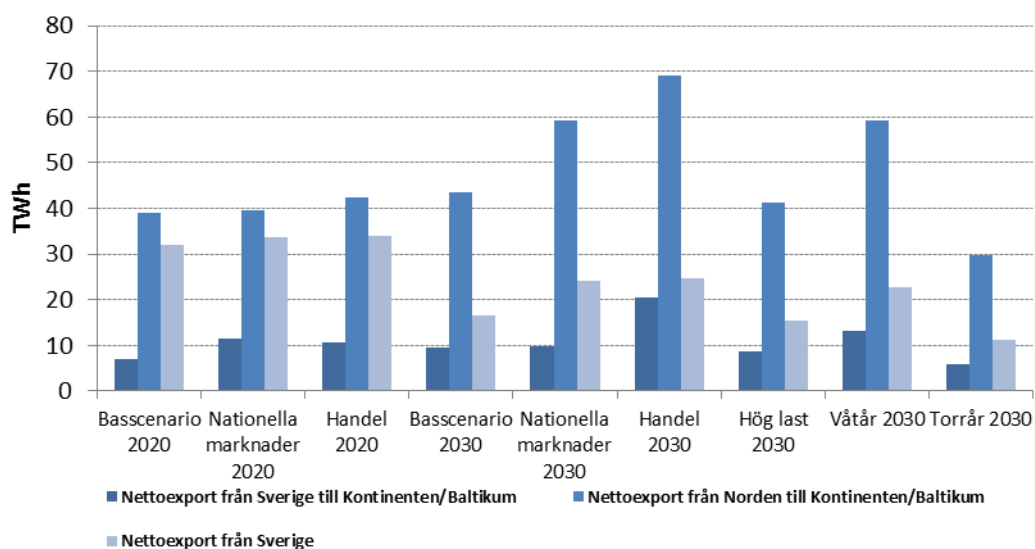
År 2020 bedöms Sverige ha det största överskottet av de nordiska länderna och nettoexporten uppgår till mellan 32-34 TWh beroende på scenario och av det exporteras mellan 7-11 TWh till kontinenten och Baltikum.

En betydande nettoexport från Norden till kontinenten/Baltikum uppkommer och är mellan 39-43 TWh beroende på scenario. De små skillnaderna mellan scenarierna beror på att det till 2020 inte är några större skillnader i transmissionskapaciteten mot kontinenten/Baltikum.

Kraftbalansen, produktion minus efterfrågan, stärks något fram till 2030 för Norden som helhet i *Basscenariot*. Det gäller inte i Sverige vars kraftbalans försvagas på grund av en antagen utfasning av de äldsta kärnkraftsreaktorerna.

I Scenarierna *Nationella marknader* och *Handel* stärks kraftbalansen ytterligare av en större introduktion av förnybar elproduktion vilket ökar den sammanlagda exporten från Norden. Det blir speciellt märkbart i scenariot *Handel* där nya kabelförbindelser mot kontinenten ökar den sammanlagda nordiska exporten till närmare 70 TWh.

Figur 28 Handel per scenario, TWh



I scenarierna för 2020 utgör Sverige den enskilt största nettoexportören av el i Norden. De viktigaste avnämmländerna för svensk export utgörs av Norge och Finland i *Basscenariot*. Danmark blir ett transitland för svensk och norsk elexport till Tyskland och Nederländerna. Övriga mottagare av svensk elexport utgörs av Danmark, Tyskland, Polen och Litauen.

I scenariot *Handel* ökar exporten till Tyskland på grund av en antagen ökning av transmissionskapaciteten. I både *Basscenariot* och *Handelsscenariot* utgör Tyskland och Storbritannien de viktigaste mottagarna av norsk elexport. Norge importerar i sin tur en inte oväsentlig mängd el från Sverige. Finland förblir nettoimportör av el i alla scenarierna och täcker sitt underskott med hjälp av import från Ryssland och Sverige. Den ryska importen minskar dock i scenariot *Nationella marknader* som följd av en mycket stark nordisk elbalans med låga elpriser som följd.

I *Basscenariot* år 2030 utgör Norge och Tyskland de viktigaste mottagarna av svensk elexport. I scenariot har en ny transmissionsledning mellan Sverige och Tyskland antagits tillkomma. Norge exporterar till Tyskland samt Storbritannien via NorGer- samt NSN-kabeln. Norge blir delvis ett transitland för svensk elexport mot Tyskland samt Storbritannien. Förstärkningar mellan Jylland och Tyskland efter 2020 gör att Danmark utgör det enskilt viktigaste nordiska landet för export till Tyskland. Liksom tidigare agerar Danmark som ett transitland för elexport norrifrån.

I scenariot *Nationella marknader* stryps delvis exporten genom att transmissionskapaciteten från Norden till kontinenten antas minska relativt *Basscenariot*. Exempelvis har det inte antagits några nya förstärkningar mellan Sverige och Tyskland utöver dagens situation. Både den norska och den svenska exporten till Danmark ökar vilket i sin tur ökar nettoexporten till Tyskland.

I scenariot *Handel* ökar transmissionskapaciteten mellan Sverige och Tyskland samt mellan Sverige och Polen. Det innebär att Sverige ökar sin nettoexport på dessa linjer. Samtidigt ökar importen från Finland och Sverige agerar i högre grad än i *Basscenariot* som transitland för finsk elexport. Även norsk elexport ökar genom att en ny kabel till Nederländerna antas tillkomma.

Jämfört med *Basscenariot* uppvisar känslighetsscenarioet *Hög last* en viss minskning av den nordiska exporten till kontinenten till följd av en högre efterfrågan.

Våårs- och torrårssimuleringarna visar på att den hydrologiska situationen i det nordiska elsystemet har en stor påverkan på handeln. Det blir speciellt märkbart för Norge som, i egenskap att vara den största vattenkraftsproducenten, ökar exporten till Jylland och Tyskland. Sammantaget sker en stor ökning av den nordiska elexporten till kontinenten under ett våår relativt *Basscenariot*. Det motsatta är fallet vid torrårssimuleringen.

### **7.3.1 Handel med el efter 2030 och framåt**

Om Norden efter år 2030 fortsatt ska vara en nettoexportör av el krävs det att ny elproduktion byggs fram tills dess. I Norden kommer det runt år 2030-2040 att ske en stor utfasning av befintlig elproduktion på grund av att anläggningar närmar sig den tekniska eller ekonomiska livslängden. Detta berör Sveriges kärnkraft, delar av Finlands kärnkraft och termisk fossilbaserad kapacitet i Danmark och Finland. Detta belyser återigen vikten av att utbyggnaden av transmissionskapaciteten fortskrider så vi får elpriser som driver på utbyggnaden av ny elproduktion.

## **7.4 Effektbalans i Basscenariot**

Utvecklingen av effektbalansen är viktig för tillförlitligheten i elsystemet. I denna del görs en mycket grov kvalitativ beskrivning av effektbalansens utveckling för Norden och enskilda länder år 2030 och en diskussion om tiden efter 2030.

I analysen har intresset fokuserats på kraftbalansen under vecka 2-8 (januari-februari) där den momentana lasten är som högst. Den framtida kraftbalansen i Norden kommer att påverkas av ny kapacitet, den förväntade lasten samt utfasning av gammal kapacitet.

All installerad kapacitet är inte tillgänglig samtidigt och den installerade effekten för olika kraftslag är inte jämförbar. Det finns ett antal svårigheter i samband med tolkningen av förhållandet mellan maximalt eleffektbehov, installerad och tillgänglig elproduktionskapacitet. I denna analys används samma antaganden, om tillgänglig kapacitet, som Svenska Kraftnät använt i deras analys av kraftbalansen inför vintrarna 2011/2012 och 2012/2013<sup>33</sup>. Till exempel antas 85 procent av installerad vattenkraftskapacitet vara tillgänglig och 6 procent av vindkraftens. Tillgängligheten för vindkraft kan var ett lågt antagande och till nästa

---

<sup>33</sup> Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2011/2012 och 2012/2013, 2012-08-10, Svenska Kraftnät.

kraftbalansrapport<sup>34</sup> avser Svenska Kraftnät att göra en egen värdering av vindkraftens tillgänglighet baserad på de senaste årens erfarenheter.

Samma tillgänglighet används sedan för de effektbalanser som skapats för 2030. För sol- och vågkraft finns inga bedömningar om tillgänglighet gjorda av Svenska Kraftnät och för dessa kraftslag är värdena antagna. Transmissionskapacitet i form av import möjlighet redovisas inte.

**Tabell 7 Tillgänglighetsfaktor, procent**

Kraftslag	Tillgänglighetsfaktor, procent
Vattenkraft	85
Kärnkraft	89
Vindkraft	6
Gasturbiner	21
Kondens	90
Mottryck	77

Källa: Svenska Kraftnät

I beräkningen har lastprofilen antagits följa 2011 års last i *Basscenariot*. Denna har därefter skalerats upp med den antagna framtida efterfrågan på el. Antagandet om att lasten följer efterfrågeutvecklingen linjärt är grovt och behöver inte nödvändigtvis ske då strukturell förändring kan påverka hur lasten utvecklas. För redovisade effektbalanser antas en kall vinter med hög last som har antagits vara 5 procent högre än i *Basscenariot* under vecka 2-8.

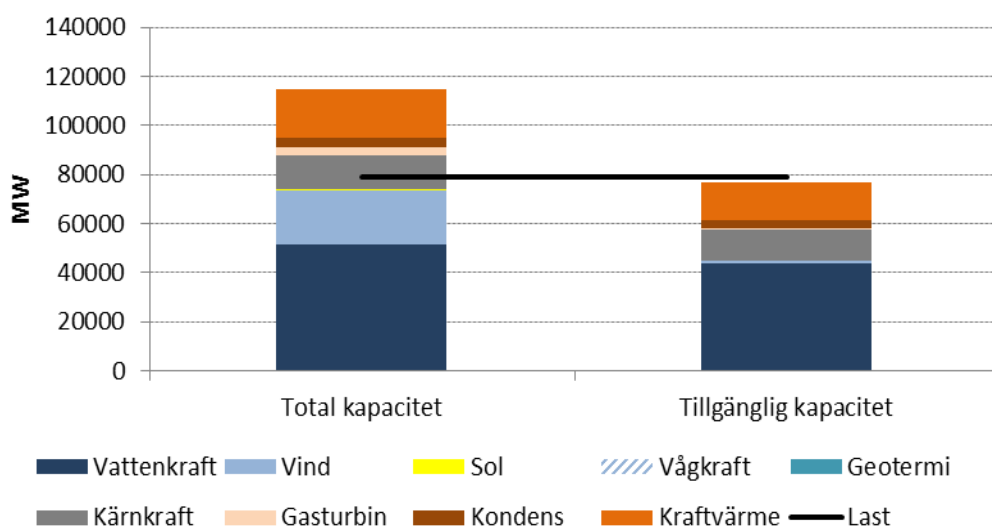
I *Basscenariot* hög last för år 2030 antas den installerade eleffekten i Norden vara knappt 115 000 MW medan den tillgängliga effekten uppskattas till cirka 77 000 MW utan överföringskapaciteten inräknad. Den beräknade topplasten under januari till februari är drygt 79 000 MW. Detta innebär att den tillgängliga eleffekten nästan är tillräcklig för en antagen högre last under en kall vinter. Under en normal vinter är lasten lägre och effektbalansen god ur ett nordiskt perspektiv.

I Figur 29 redovisas den ungefärliga effektbalansen för Norden i *Basscenariot* med hög last 2030.

---

<sup>34</sup> Publiceras under augusti 2013.

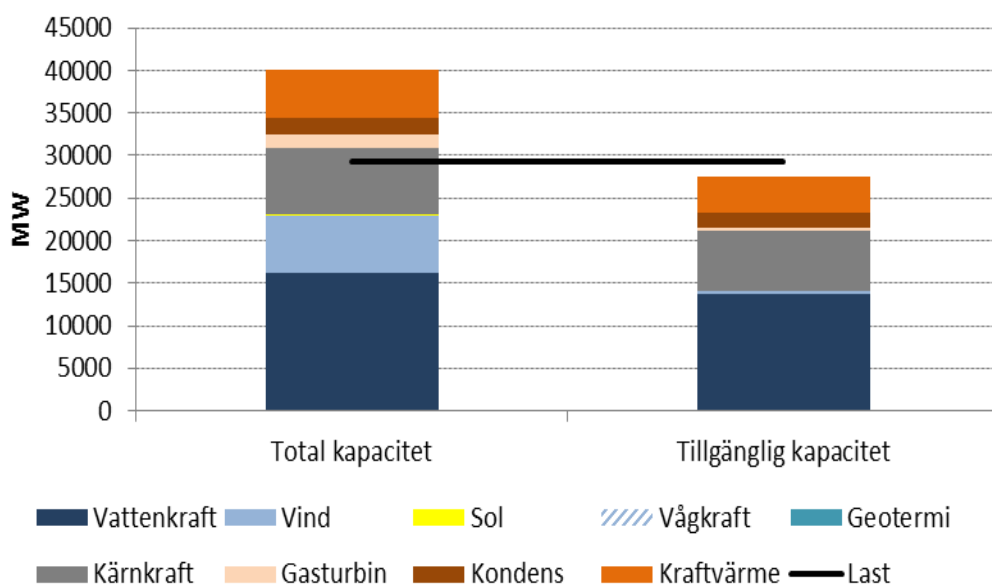
**Figur 29 Ungefärlig effektbalans i Norden i Bascenario hög last 2030, MW**



För de enskilda nordiska länderna varierar effektbalansen väsentligt vilket visas i figurerna nedan. Resultatet beror helt på antaganden kring lasten, framtida produktionsmix och hur tillgänglig effekt beräknas. Alla länder förutom Norge får en mer eller mindre negativ effektbalans.

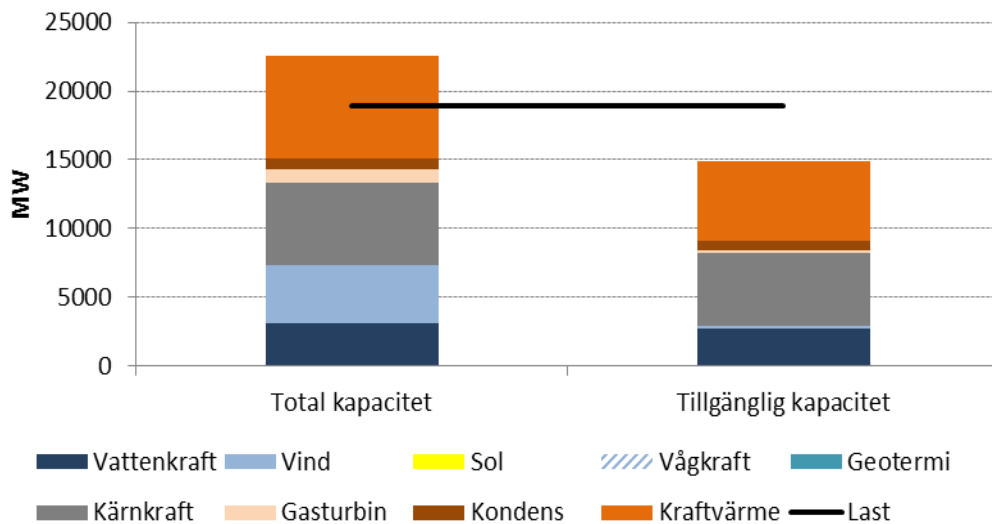
I Sverige uppstår en negativ effektbalans år 2030. Den tillgängliga effekten är 27 500 MW och delar av kärnkraftens effekt är avvecklad. I detta scenario uppgår dock topplasten till närmare 29 000 MW.

**Figur 30 Ungefärlig effektbalans för Sverige i scenariot Hög last 2030, MW**



Även i Finland uppstår en negativ effektbalans och har en last på cirka 18 900 MW och en tillgänglig kapacitet 14 800 MW.

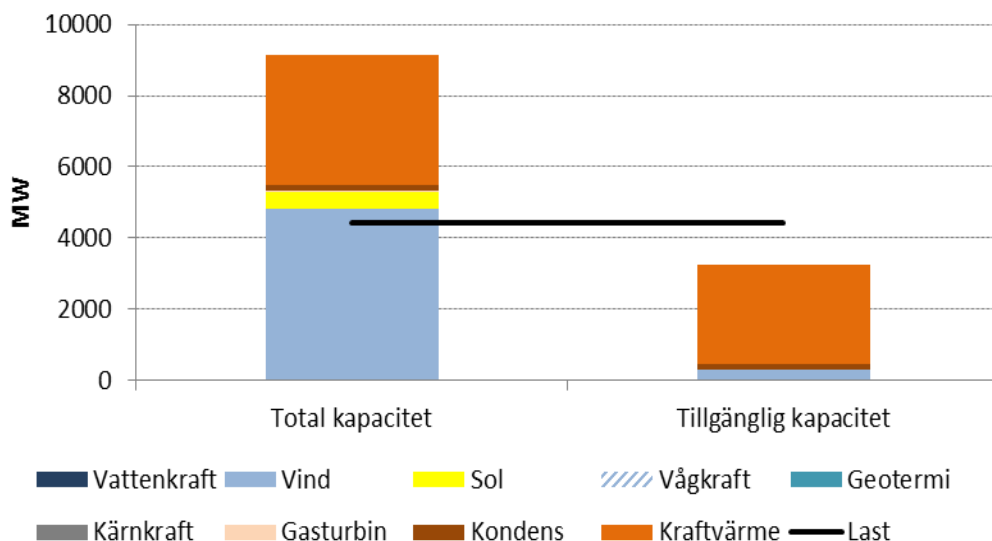
**Figur 31 Ungefärlig effektbalans för Finland i scenariot Hög last 2030, MW**



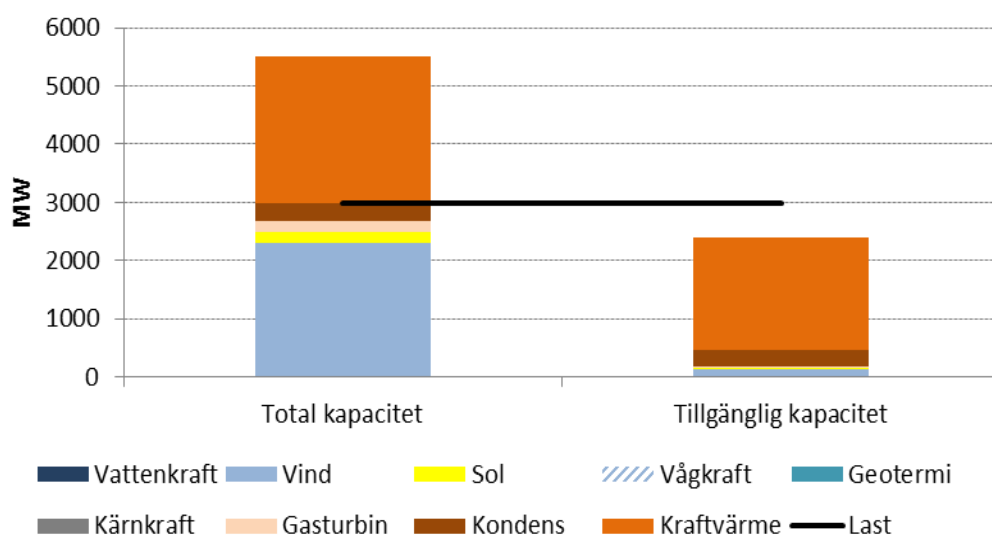
För Danmark redovisas effektbalanser för båda elområdena vilka uppvisar negativ balans år 2030.

DK1 har en last på 4 400 MW och en tillgänglig kapacitet 3 200 MW och DK2 har en last på ca 3 000 MW och en tillgänglig kapacitet 2 400 MW.

**Figur 32 Ungefärlig effektbalans för DK1 i scenariot Hög last 2030, MW**

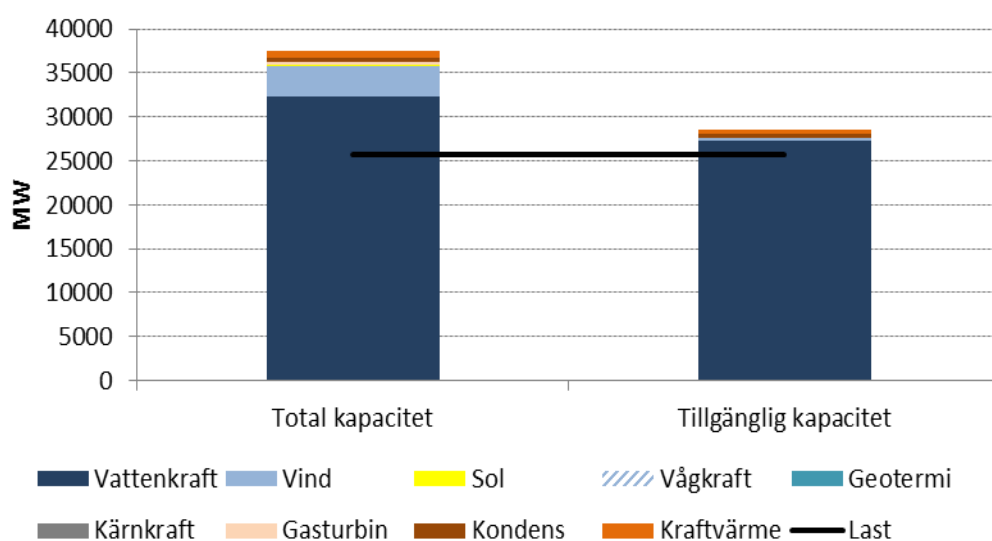


**Figur 33 Ungefärlig effektbalans för DK2 i scenariot Hög last 2030, MW**



Norge är det enda av de nordiska länderna som uppvisar en positiv effektbalans vid år 2030. Norge har en last på ca 25 700 MW och en tillgänglig kapacitet 28 500 MW.

**Figur 34 Ungefärlig effektbalans för Norge i scenariot Hög last 2030, MW**





#### **7.4.1 Effektbalans efter 2030 och framåt**

Effektbalansen i Norden som helhet är god och ur ett effektbalansperspektiv uppstår den stora utmaningen i Norden då de befintliga svenska och delar av de finska kärnkraftreaktorerna samt gammal termisk kraft i Danmark och Finland med hög tillgänglighet fasas ut av ålders- eller möjligen av lönsamhetsskäl. Om de nya elproduktionsanläggningarna som byggts fram tills dess har låg tillgänglighet kommer ett underskott, ur ett effektbalansperspektiv, att uppstå.

Att bedöma hur stor produktionen av el kan se ut och med vilka kraftslag den produceras eller hur användningen ser ut om 20-30 år är bara i sig en svårighet och en bedömning. Elanvändningen kan exempelvis öka för att ersätta fossila bränslen eller minska om industrier läggs ner. I effektbalanser som görs idag bedöms vindkraftens tillgänglighet vara 6 procent vilket kan vara både högre och lägre under timmarna med hög last och kommer att utredas vidare. Elproduktion från vattenkraft kan komma att förändras till följd av införandet av EU:s ramdirektiv för vatten och kan påverka den tillgängliga effekten. En flexibel efterfrågesida kan i framtiden bidra till ett minskat behov under de timmar där lasten är som högst och energilager kan ha utvecklats till effektiva och lönsamma osv.

Oavsett alla osäkerheter i denna beskrivning av framtidens effektbalans så kommer detta vara en utmaning för framtiden att hantera på ett sätt som inte stör elmarknadens funktion. Vissa delar av kontinenten står inför denna problematik redan idag och kapacitetsmarknader införs eller planeras som en lösning.

# Bilaga 1 Modellbeskrivning

The THEMA model (The Electricity Market Analyzer) model is a relatively new, state of the art fundamental power market simulation model. The model was developed by people with a long-track record and experience in power market modeling, and with extensive knowledge about other models. One main aspect in the development of the model was to overcome shortcomings of existing models, such as reservoir aggregation, transmission line aggregation, etc.

The model employs intelligent data base structures, combined with extremely efficient and transparent code. In particular the latter is important to ensure trustworthiness in the model results.

## Main functionality

Its main features include:

- Hourly, chronological time resolution.
- Wind, solar and other renewable generation is modeled with full hourly time resolution. All plants can be modeled with individual profiles, thus each wind park may be modeled with its own wind generation profile. In practice, however, we would typically group into sets with similar generation profiles (e.g. wind onshore Germany North, wind onshore Germany South, etc.).
- Start-up costs, part-load efficiencies, and minimum load restrictions for thermal plants. Ramping restrictions may also be included. The methodology is based on the established approach by Weber, 2004.
- Individual plant modeling, including individual hydro reservoirs and CHP plants. This is in particular important for modeling the price structure in the Nordic system in an appropriate way. In other models with explicit water values, individual reservoirs are aggregated into meta-reservoirs, for which water values are calculated. The meta-reservoirs, however, have a much higher flexibility than the individual reservoirs.
- Reservoirs in the alpine region (for example, France, Switzerland, Austria) are also modeled as reservoirs, and not as run-of-river plants.
- Modeling of transmission lines on a line by line basis, with losses and availability. Thus, different cables from, for example, Norway to Germany may be distinguished with different characteristics, and the model optimizes dispatch between the cables. Ramping constraints for cables may also be included.

The model minimizes total system costs under a set of constraints, such as power balance, minimum load restrictions, trade restrictions, etc. Due to its finer

reservoir and plant representation, however, the modeled price structure is superior to that modeled in other models.

Typical outputs from the model include power prices, power balances, trade flows, welfare economic indicators, generation by plant, etc.

It is based on GAMS (with CPLEX solver), but uses an Excel interface to control inputs, outputs, and model options.

