



100 procent förnybar el

Delrapport 2 – Scenarier, vägval och utmaningar

ER 2019:06



Energimyndighetens publikationer kan beställas eller laddas ner via www.energimyndigheten.se, eller beställas via e-post till energimyndigheten@arkitektkopia.se

© Statens energimyndighet

ER 2019:06

ISSN 1403-1892

April 2019

Upplaga: 60 ex

Tryck: Arkitektkopia AB, Bromma

Förord

Elsystemet befinner sig i en omfattande omställning. En stor del av vår elproduktion ska ersättas av ny som med stor sannolikhet kommer att bestå av mycket variabel kraft. Samtidigt sker också en förändring av elanvändning med elektrifiering av transport- och industrisektorn, digitalisering och automatisering.

Den här rapporten är den andra delen av två i vårt egeninitierade projekt som med ett brett samhällsperspektiv blickar fram mot 2040-talet och ett 100 procent förnybart elsystem. Utgångspunkten i analysen är ett antal scenarier med olika typer av förnybar elmix och geografisk fördelning. Syftet med studien är att bredda diskussionen om hur ett sådant elsystem ser ut, hur vi når dit och vilka utmaningar och möjligheter det innebär. Vi föreslår också ett antal åtgärder som bör prioriteras för att underlätta omställningen.

Kontinuerlig dialog har förts med representanter för Svenska kraftnäts scenarioarbete för att ytterligare säkerställa kvalitet i scenarierna.

Robert Andrén
Generaldirektör

Martin Johansson
Projektledare

Innehåll

Förord	1
Sammanfattning	4
1 Att blicka in i framtiden	11
1.1 Val av scenarier	11
1.2 Beskrivning av scenarierna	12
1.3 Modellresultat är inga exakta förutsägelser	14
1.4 Mycket kan hända fram till 2040-talet.....	14
1.5 Omvärlden och modellantaganden påverkar	15
1.6 Egenskaper hos ett förnybart elsystem	16
2 Vind i fokus	19
2.1 Vilka drivkrafter kan få oss att nå hit?	20
2.2 Förutsättningar för att bygga ut 90 TWh vindkraft.....	21
2.3 Alternativ placering av vindkraften	29
2.4 Lönsamhetsbedömning	31
2.5 Miljö och resurseffektivitet.....	33
2.6 Hur påverkas elsystemet?	34
2.7 Teknikutveckling ger nya möjligheter	36
3 Mer solelproduktion	37
3.1 Vika drivkrafter har fått oss att nå hit?	37
3.2 Förutsättningar för 25 TWh solel.....	39
3.3 Lönsamhetsbedömning	42
3.4 Miljö och resurseffektivitet	44
3.5 Hur påverkas elsystemet	46
3.6 Teknikutvecklingen ger nya möjligheter.....	47
4 Värna om kraftvärm	49
4.1 Vilka drivkrafter har fått oss att nå hit?	50
4.2 Förutsättningar för 35 TWh el från kraftvärme	50
4.3 Lönsamhetsbedömning	57
4.4 Miljö och resurseffektivitet	59

4.5	Hur påverkas elsystemet	60
4.6	Teknikutveckling ger nya möjligheter	60
5	Elsystemsanalys utifrån modellresultat	62
5.1	Balansering i ett 100 procent förnybart elsystem	63
5.2	Effektillräcklighet och överskott.....	68
5.3	Nya verktyg för att hantera kraftsystem-stabiliteten.....	72
5.4	Behovet av elnät.....	72
6	Behovet av flexibilitet.....	76
6.1	Prisskillnader ger incitament för flexibilitet på 2040-talet	77
6.2	Flexibilitetsresurser.....	79
6.3	Faktorer som minskar flexibilitetsbehovet.....	86
6.4	Miljöpåverkan och resurseffektivitet	89
7	Finns det något mer eller mindre troligt utfall?	91
7.1	Lönsamhet generellt.....	92
7.2	Hur mycket förnybar el kommer byggas ut?	94
7.3	Konkurrens från icke-förnybara kraftslag.....	95
7.4	De sista åren	98
7.5	Framtidens elanvändning	100
8	Samhällsekonomiskt perspektiv.....	101
8.1	Vad innebär en kostnadseffektiv omställning till ett 100 procent förnybart elsystem?	101
8.2	Sammanfattad miljöpåverkan	107
8.3	Finns ett behov av produktionsstöd?	111
8.4	Elhandelspriset ur ett kundperspektiv	115
8.5	Trygg energiförsörjning	116
9	Diskussioner och slutsatser	119
9.1	Kortfattad sammanfattning av scenarierna	119
9.2	Gemensamma utmaningar och förslag på åtgärder.....	121
9.3	Exempel på vägval och konsekvenser	124
9.4	Vidare studier för förbättrat resultat.....	126
9.5	Andra mål för energisystemet	127
10	Källor	129

Sammanfattning

Energimyndigheten har i denna rapport tagit initiativ för att ytterligare utreda möjligheter och utmaningar med ett 100 procent förnybart elsystem. I delrapport 1 fokuserade vi på hur vägen dit kan se ut och vilka förutsättningar Sverige har för olika förnybara kraftslag och nu har vi byggt upp ett antal scenarier med olika elmix som analyseras utifrån ett brett samhällsperspektiv.

Flera trender ger sammantaget en stor omställning

Sverige är på väg in i en ny fas för elsystemet där *flera olika utvecklingstrender de närmaste 20 till 30 åren* kommer att leda till en förändring av hur, var och när el produceras och används. Det handlar framför allt om det faktum att Sverige behöver *ersätta runt 100 TWh el* från produktionskällor som når sin ekonomiska livslängd men också att:

- den nya elen *till största del bedöms bli variabel*,
- elsystemet expanderar till nya sektorer i och med *ökad elektrifiering* vilket också medför ökad elanvändning,
- den *befintliga elanvändningen förändras* av digitalisering, automatisering, teknikutveckling, nya industrier och växande städer.

Det är inte självklart när i tiden dessa förändringar kommer att ske och hur snabbt utvecklingen kommer att gå. Detta skapar en planeringsutmaning eftersom det tar tid att bygga både elproduktionsanläggningar och elnät. Vi ser också ett mycket större behov av flexibilitet och effektivare energianvändning i framtiden men det finns också möjlighet att de olika trenderna kan utvecklas i samspel med varandra och därmed underlätta omställningen.

Kostnadseffektivitet i omställningen bör prioriteras

Oavsett vilken väg vi väljer, vilket även gäller ett icke-förnybart alternativ, krävs stora ny- och återinvesteringar i elproduktion, elnät och andra systemkomponenter. Investeringar sker kontinuerligt i elsystemet men kommer att vara extra stora fram till 2040-talet i och med den förändring som vi går mot. Just nu bör därför prioriteten vara att säkerställa att vi fortsatt har ett fungerande elsystem och att möjliggöra att vi framöver kostnadseffektivt och på marknadsmässiga grunder kan bygga ut stor mängd förnybar el och öka flexibiliteten.

Fullt möjligt att ha ett välfungerande 100 procent förnybart elsystem...

Vi bedömer att det är fullt möjligt med en utveckling till ett välfungerande 100 procent förnybart elsystemet på marknadsmässiga grunder eftersom:

- Våra scenarier visar att *utbud och efterfrågan av el möts under större delen av tiden* utan att några större anpassningar av det svenska elsystemet gjorts i modellen

- Det finns en *stor potential av konkurrenskraftig förnybar el* redan idag och produktionskostnaden för både vindkraft och solet förväntas fortsätta att minska.
- Det finns en *stor potential av flexibilitet*, både inbyggt i energisystemet men också i nya flexibilitetsresurser, även om det finns osäkerheter i hur dessa frigörs på bästa sätt.
- Elmarknaden kommer i framtiden att *ge betydligt mer incitament för flexibilitet och systemvänlighet* när behovet uppstår. Detta avspeglar sig i vår modell inte minst på en större variation i elpriset men också på att planerbar elproduktion får en betydligt högre genomsnittlig ersättning från försäljning av el än variabel elproduktion.

...men det behövs fortfarande insatser

Samhället behöver gemensamt sträva mot samma mål

Att vi har grunderna för ett fungerande elsystem innebär inte att vi inte ser utmaningar eller ett behov av vissa insatser. Ett första steg är att skapa en gemensam bild av utmaningarna vi har för att nå de politiskt fastställda målen. En gemensam utgångspunkt underlättar för olika aktörer i samhället att identifiera åtgärder, kunna fatta beslut samt föra dialoger om vad som ska prioriteras.

Elpriset behöver styra mot systemvänlighet och nå rätt målgrupp

Vi bedömer inte att elmarknaden behöver designas om i grunden men att den kan behöva modifieras och kontinuerligt ses över, med avseende på funktion, omfattning och regelverk. Det kommer att uppstå ett stort behov av flexibilitet och för att det ska finnas incitament för att nyinvestera eller nyttja befintlig flexibilitet behöver prissignaler nå fram till rätt aktörer. När flexibilitetslösningar i större omfattning ska tillföras marknaden av andra än elproducenter och genom att nya sektorer, så som transport, inkluderas i elsystemet kommer sannolikt marknadsplatser och regelverk mm. att behöva anpassas till de nya aktörerna eller lösningarna.

Vi måste bevaka försörjningstryggheten och behovet av systemtjänster

Vi ser en potentiellt ökad sårbarhet i framtidens elsystem som dels handlar om effekt-tillräcklighet vissa timmar men också om balansering på flerdygnsnivå vid låg vindkraftsproduktion. Det kan också röra sig om andra aspekter av kraftsystemsstabilitet som vi inte har möjlighet att analysera i detalj. Vi ser därför ett behov av att bevaka om utvecklingen av elsystemet och elmarknaden är tillräckliga för att tillgodose de krav och behov vi ställer på elsystemet. Sådana analyser bör också beakta *minskad* sårbarhet med ett mer distribuerat elsystem med lägre behov av importerat bränsle.

Elnätet måste fortsätta utvecklas och bli mer flexibelt

När elanvändningen och elproduktionen flyttas både geografiskt och i tiden behöver också elnätet utvecklas. Att bygga elnät tar lång tid och kräver stora investeringar. Elnät behöver därför nyttjas på ett optimalt sätt. Vi behöver se över om planering och regelverk avseende elnät är anpassat för en så stor förändring som vi står inför. Redan idag finns lokala begränsningar i elsystemet som förhindrar både ny elanvändning och elproduktion i vissa regioner.

Potentialen av billig förnybar el måste kunna förverkligas

Även om vi ser en stor potential av förnybar el så måste den kunna realiseras. Detta gäller all förnybar el men i ett första steg den som redan idag är konkurrenskraftig. Även flexibilitetsresurser måste kunna frigöras och här kan det till exempel finnas behov av att utveckla marknaderna för att inkludera fler aktörer, automatisera efterfrågeflexibilitet och verka för att få fler aggregatorer.

Vindscenariot har fördelar jämfört med de andra...

Vi ser att *vindscenariot* där vindkraften är jämnt fördelad över Sverige har många fördelar avseende kostnad, miljö samt elsystem. Det är också det scenario som har störst sannolikhet att byggas ut på marknadsmässiga grunder. Vi bedömer också att en stor mängd vindkraft är en förutsättning för att uppnå ett 100 procent förnybart elsystem. Den pågående teknikutvecklingen av vindkraft ger också fördelar för elsystemet med en jämnare produktion och lägre variabilitet. För elsystemets funktion är visserligen en högre andel av både vattenkraft och kraftvärme bättre men de har andra begränsningar som gör det svårare att *öka* elproduktionen i någon större omfattning.

Vi behöver ta till vara på Sveriges specifika förutsättningar

Ett annat sätt att uttrycka sig är att det är mer kostnads- och resurseffektivt att värna om de förutsättningar och naturresurser som Sverige redan har. Vi har vattenkraft, tillgång till biobränslen och billig landbaserad vindkraft samtidigt som vi har välutbyggd infrastruktur i form av elnät, fjärrvärme och vägar. Att på ett planerat sätt nyttja dessa förutsättningar under omställningen förenklar möjligheterna att nå ett 100 procent förnybart elsystem

...men det är de övergripande målen som är viktigast

Även om ett visst scenario har större fördelar än andra, finns det självklart olika vägar fram till ett 100 procent förnybart elsystem. Teknikutveckling, drivkrafter och omvärldsfaktorer kommer att skapa nya förutsättningar, nya möjligheter och kostnadslägen som kan innebära andra slutsatser i framtiden. Många av de utmaningar vi ser kopplar snarare till de övergripande energipolitiska målen, om försörjningstrygghet, ekologisk hållbarhet och konkurrenskraft eller omställningen av andra sektorer, än möjligheten att producera förnybar el som på årsbasis motsvarar vår elanvändning.

Därför bedömer vi att Sverige på bred front behöver se till att det finns förutsättningar att bygga olika förnybara kraftslag och flexibilitetsresurser så att marknadsaktörer sedan i första hand kan investera utifrån prissignaler. Risken med att välja ut en specifik teknik är att det ofta finns olika sätt att lösa olika utmaningar och att bara främja eller satsa på ett visst kraftslag kan medföra en teknikinlåsning.

Det kommer oundvikligen finnas vägval som samhället måste göra. Fram till 2040-talet kommer det att krävas en del vägval av större eller mindre storlek som inte kommer tas av elmarknadens aktörer. Ett exempel från vår scenarioanalys är att en lönsam utvecklingen mot ett 100 procent förnybart elsystem kan komma att begränsas på grund av svårigheter att få tillstånd för att bygga vindkraft i elområde 3. För att få fart på utbyggnaden kan valet stå mellan att exempelvis aktivt arbeta för att få mer tillstånd, bygga fler överföringsförbindelser mellan norra och södra Sverige, satsa mer på flexibilitetsresurser, ge ekonomiskt stöd till icke lönsamma tekniker och projekt eller främja en ökad elanvändning i norr. Alla vägval kan leda till en fortsatt företagsekonomisk lönsamhet för utbyggnaden av förnybar el men ger olika typer av samhällsekonomiska konsekvenser. Vid sådana beslut är det därför viktigt att ha ett samhällsekonomiskt perspektiv som innefattar de övergripande energipolitiska målen och inte enbart målet om 100 procent förnybart.

100 procent förnybart och elektrifiering kan tillsammans skapa synergieffekter. Elektrifiering av transportsektorn och delar av industrin skapar en möjlighet att ersätta fossila bränslen i sektorer där Sverige har störst utsläpp av växthusgaser, med el som har mycket låga utsläpp. Vi bedömer också att eftersom elektrifieringen sker under samma period som det sker en övergång till mer variabel förnybar el, finns det möjliga synergieffekter där bland annat batterier i fordonsflottan och vätgasproduktion till stålindustrin är potentiella flexibilitetsresurser. Därför bör dessa effekter och möjligheter utredas närmare. Med en sannolikt stor ökad elanvändning blir det samtidigt av stor vikt att vi använder el på ett mer effektivt sätt för att minska behovet av nya anläggningar. Det medför både mindre utmaningar och underlättar att vi når ett 100 procent förnybart elsystem på ett resurseffektivt sätt.

Vi föreslår här ett antal åtgärder som behöver prioriteras och som syftar till att hantera de utmaningar som omställningen av elsystemet innebär. Åtgärderna behöver göras i dialog med samhällsaktörer som berörs av åtgärderna och med hänsyn till angränsande pågående arbeten i respektive åtgärd. Åtgärderna beskrivs också närmare i avsnitt 9.2.

Förslag på åtgärder som bör prioriteras för att uppnå ett välfungerande 100 procent förnybart elsystem

Ta fram en nationell **handlingsplan för ett 100 procent förnybart elsystem** som adresserar de utmaningar och möjligheter som omställningen innebär.

Se över om planering och regelverk avseende utbyggnad av elnät är utformade för att hantera den stora strukturella förändring av elproduktion och elanvändning som vi går igenom de närmaste 20–30 åren.

Kontinuerligt följa upp hur regelverk och designen av energimarknaderna samverkar med varandra och ger prissignaler som leder till ett välfungerande och kostnadseffektivt elsystem som inkluderar även mindre aktörer.

Regelbunden uppföljning av planerings- och tillståndsprocessen för vindkraft för att se till att takten på nya projekt som beviljas tillstånd motsvarar behovet av ny vindkraftsproduktion för att nå målet.

Värna de **positiva egenskaper som kraftvärme och vattenkraft** har för elsystem med särskilt fokus på om de systemtjänster dessa bidrar med är korrekt prissatta.

Genomför **regelbundna långsiktiga risk- och sårbarhetsanalyser** av elsystemet med utgångspunkt från den stora omställningen.

Gör en genomgripande analys av hur omställningen kan göras med **hänsyn till ett ekologisk hållbart energisystem**.

Utred **ett stoppdatum för el producerat av fossila bränslen**, möjligen med undantag för effekt- och störningsreserver.

Energimyndigheten föreslås få ett regeringsuppdrag för att **samordna det nationella arbetet kopplat till elektrifieringen**.

Fortsätt främja nya tekniker och lösningar via forsknings-, utvecklings- och demonstrationsstöd till stöd för marknadsformering och möjliggör undantag från regelverk vid test av lösningar i mindre skala. Detta bör dock begränsas så att det inte i någon större omfattning påverkar elmarknaden i stort.

Sträva efter att flera av de ovannämnda åtgärderna görs i samverkan med närliggande länder och i synnerhet nordiska länder.

Jämförelse mellan scenarierna

Rapporten har sin utgångspunkt i tre huvudscenarier samt två variationer som har känslighetsanalyserats på flera sätt. En sammanfattande analys av varje scenario beskrivs i tabellen nedan.

	Fördelar	Nackdelar	Framtiden
Vind-scenariot	<ul style="list-style-type: none"> Lönsamt redan idag Stor potential Fungerar relativt väl i elsystemet Låg miljöpåverkan Låg kostnad för kund 	<ul style="list-style-type: none"> Många motstående intressen i tillståndsprocessen Stort behov av balansering vid låga vindar under flera dagar 	<ul style="list-style-type: none"> Fortsatt teknikutveckling med bättre lönsamhet Med större verk behövs lägre antal Lägre antal ger mindre påverkan på miljö och människor Spridd vindkraft och högre antal fullasttimmar ger mindre behov av flexibilitet
Solscenariot	<ul style="list-style-type: none"> Korta ledtider Små investeringsbelopp jämfört med storskaliga anläggningar Elproduktionen nära konsumtion Mobiliserar nya aktörer 	<ul style="list-style-type: none"> Korrelerar inte väl med elanvändning Hög produktionskostnad i förhållande till vindkraft Stort behov av balansering Större miljöpåverkan 	<ul style="list-style-type: none"> Fortsatt teknikutveckling medför bättre lönsamhet och minskad miljöpåverkan Kan integreras i byggnadsmaterial Anpassad elanvändning, optimering av elsystemet med lager mm. underlättar för sol i elsystemet
Kraftvärme-scenariot	<ul style="list-style-type: none"> Planerbar elproduktion Fördel för elsystem Effektivt med samtidig produktion av fjärrvärme Kan utnyttja restprodukter som bränsle 	<ul style="list-style-type: none"> Begränsas av och konkurrerar om värmeunderlag Kraftig ökning av kraftvärme på oförändrat värmeunderlag kräver dyrare tekniker Ökad konkurrens om hållbara bränslen 	<ul style="list-style-type: none"> Större nytta i elsystemet då behovet av flexibilitet och systemtjänster ökar Större nytta ger ökad lönsamhet mot 2040-talet Många år tills lönsamheten ökar Det kan sannolikt bli svårt att få så mycket som 35 TWh kraftvärme
Landbaserad Norr	<ul style="list-style-type: none"> Färre motstående intressen och högre potential Korrelerar väldigt lite med elproduktion från vindkraft i södra Sverige och norra Europa 	<ul style="list-style-type: none"> Större behov av elnät norr till söder Lägre lönsamhet för landbaserad vindkraft om den koncentreras i elområden med låg elanvändning 	<ul style="list-style-type: none"> Låga och stabila elpriser i norr kan locka elanvändning Ett projekt som Hybrit kan med sina vätgaslager skapa mer flexibilitet och öka lönsamheten för vindkraft i norr
Havsbaserad Söder	<ul style="list-style-type: none"> Högre acceptans Högre fullasttimmar Något lägre överföringsbehov norr till söder Elproduktion närmare konsumtionen jmf med vindscenariot 	<ul style="list-style-type: none"> Korrelerar med mycket vindkraftsproduktion i närliggande områden Korrelationen minskar lönsamheten Fortsatt behov av överföring norr till söder vid låg vind Stor konflikt med bl.a. Försvarets intressen, i dagsläget inte möjligt med en sådan omfattande utbyggnad 	<ul style="list-style-type: none"> Havsbaserad vindkraft antas ha en större potential för minskad produktionskostnad vilket sannolikt kan göra den lönsam.

Behov av djupare analyser

Under projektets gång har vi identifierat områden som behöver följas upp och analyseras djupare för att få en ännu högre kvalitet på resultatet från en sådan här typ av studie.

Förutom en gemensam analys tillsammans med Svenska kraftnät och Energi-marknadsinspektionen behöver Energimyndigheten:

- Analysera hur olika *vindprofiler* (beroende på teknikutveckling och geografisk spridning) påverkar elsystemet. Detsamma gäller även andra väderprofiler som antas få en större betydelse i ett 100 procent förnybart elsystem.
- Uppdaterade *studier av miljöpåverkan* från elproduktion och flexibilitet ur ett livscykelperspektiv och systemperspektiv.
- Identifiera *behovet av flexibilitetsresurser* för specifika scenarier.
- Fördjupade *studier om elanvändningen* idag, framtida utveckling och elektrifiering samt hur elanvändningen kan utvecklas tillsammans med utbyggnad av förnybar el.
- *Förbättrade modeller* som i större utsträckning tar hänsyn till element som antas bli eller skulle kunna bli vanliga i framtidens elsystem, så som elbilar, mikroproduktion och lokal effektoptimering.

1 Att blicka in i framtiden

Det här är andra delen av två från Energimyndighetens egeninitierade projekt om ett 100 procent förnybart elsystem. Syftet är att måla upp olika bilder av hur ett 100 procent förnybart elsystem kan se ut, vad som skulle kunna få oss att nå dit och vilka utmaningar och möjligheter det innebär.

I den förra rapporten (hädanefter refererad till som delrapport 1) beskrev vi hur vägen till ett 100 procent förnybart elsystem kan se ut och vilka förutsättningar det finns i Sverige för olika kraftslag¹. I den här delen kommer vi främst att uppehålla oss på 2040-talet när vi redan har nått målet och utforskar olika scenarier där vi låter några av kraftslagen vara mer dominerande, men fortfarande inom de begränsningar som identifierades i delrapport 1.

Tanken är inte att försöka visa på det ”bästa” framtida elsystemet utan att bredda diskussionen om vad det innebär om vi går i en viss riktning, oavsett om det beror på lönsamhet, drivkrafter i samhället eller mer riktade insatser från statligt håll.

Rapporten är inte uppbyggd så att den måste läsas från början till slut utan det går också att läsa enstaka kapitel eller avsnitt om det är vad som väcker intresset. Men omställningen av elsystemet är stor, komplex och påverkar samhället brett. I sammanfattning och slutsatser finns de stora penseldragen. För att få mer detaljer om exempelvis vilka flexibilitetsresurser som finns eller vad ett elsystem med ökad andel kraftvärme skulle innebära behöver dessa specifika kapitel läsas. Det går också att läsa denna rapport utan att ha läst del 1 men vissa diskussioner, slutsatser och antaganden bygger på resultat från båda delarna.

Vi har valt att lyfta vissa frågor i textrutor kallade ”vidare fundering”. Det kan handla om något som vi tycker är extra intressant att ta upp på grund av att det påverkar resultatet mycket, att det finns olika sätt att tolka resultatet eller att det helt enkelt inte passar in helt i löptexten men är nog så viktigt att lyfta fram. Syftet är att bredda diskussionen om hur framtidens elsystem kan se ut och att det inte alltid finns självklara svar på alla frågor.

1.1 Val av scenarier

Vi har valt att diskutera framtidens elsystem utifrån tre huvudscenarier. Alla har en hög andel vindkraft men i ett av dem är vindkraft särskilt dominerande, i det andra finns mer solceller och i det tredje mer kraftvärme. Scenarierna har valts ut utifrån de utmaningar och frågeställningar som delrapport 1 resulterade i. De tre grundscenarierna är sedan utgångspunkten för studiens konsekvensanalys avseende elsystemet, miljö, acceptans osv. Flera känslighetsanalyser har gjorts och *vindscenariot* varieras både avseende geografisk placering och om det är havs- eller landbaserad vindkraft.

¹ *Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem – Delrapport 1: Framtidens elsystem och Sveriges förutsättningar*, ER 2018:16, Energimyndigheten, 2018

Scenarierna är i första hand måluppfyllande men också utforskande

Det finns flera sätt att ta fram framtidsscenarioer. De kan exempelvis vara utforskande, prediktiva eller måluppfyllande. I den här studien så är måluppfyllelse i fokus då vi ska analysera hur ett 100 procent förnybart elsystem ser ut. Men syftet med studien är också att visa på olika vägval och försöka identifiera centrala utmaningar med omställningen. Att välja scenario bara utifrån att hitta det mest kostnadseffektiva förnybara scenariot skulle exempelvis riskera att inte svara på om det är det mest sannolika eller möjliga scenariot. Ett sådant sätt att närma sig framtiden skulle felaktigt utgå från att det vi idag kan säga om exempelvis kostnader för elproduktion eller elpriset på 2040-talet är någorlunda korrekt eller för den delen vilket elanvändningsmönster vi kommer att ha eller vilka tekniksprång som kommer att ske. I delrapport 1 visade vi dessutom att tillståndprocessen spelar en mycket stor roll för utbyggnad av förnybar el och drivkrafter i samhället kan föra utvecklingen åt något annat håll, särskilt om det tar sig utryck i olika styrmedel.

Elanvändningen antas öka med 20 TWh i denna studie

Elanvändningen antas öka från dagens cirka 140 TWh till 160 TWh på 2040-talet i alla scenarier. I Energimyndighetens senaste långsiktiga scenarier² varierar elanvändningen mellan 142 TWh och 200 TWh på 2040-talet, beroende på vilka antaganden som gjorts. I scenariot med högst elanvändning antas t.ex. tekniksprång mot ökad elektrifiering ske inom industrin, antalet elbilar öka och fler datacenter byggas. I den här rapporten används istället ett värde mellan dessa resultat men vi har valt att inte närmare specificera elanvändningen utan nöjer oss med att stanna vid att elektrifiering och energieffektivisering tillsammans leder till denna nivå.

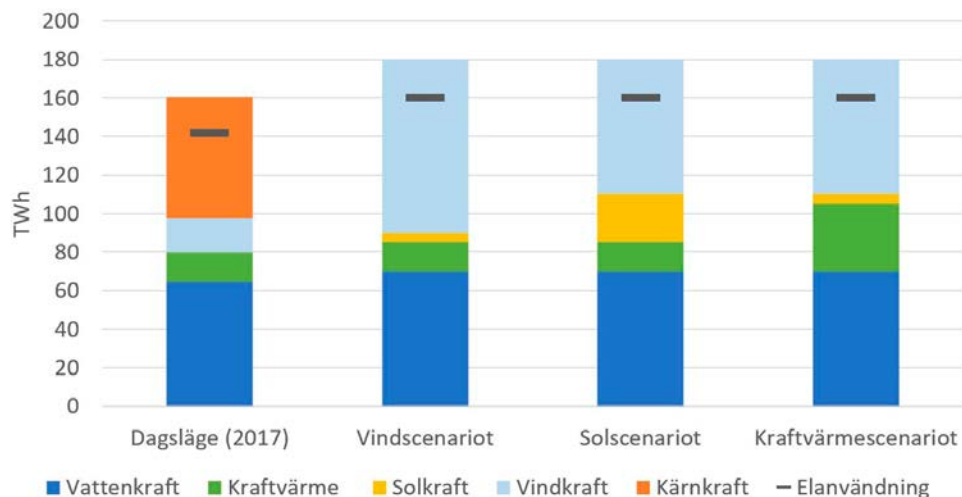
1.2 Beskrivning av scenarierna

För att få resultat som är någorlunda jämförbara med varandra har det varit nödvändigt att behålla vissa parametrar konstanta. Huvudscenarierna utgår från de grundläggande förutsättningarna att vår elanvändning år 2045 är 160 TWh, att vi har 20 TWh i årlig nettoexport³ och att vattenkraften producerar närmare 70 TWh årligen.

Eftersom utgångspunkten är 100 procent förnybar el ska resterande 110 TWh el då bestå av annan förnybar elproduktion än vattenkraft. Utifrån delrapport 1 har vi valt att titta på olika mixer av solkraft, kraftvärme och vindkraft (hav och land), se Figur 1. På samma sätt har mängden el från olika kraftkällor valts utifrån vår bedömning i delrapport 1 av hur mycket som kunde byggas till 2040-talet. Nivån på vindkraft är hög i alla scenarier då den är en förutsättning för att nå ett 100 procent förnybart elsystem och de andra kraftkällorna är mer begränsade.

² Energimyndigheten, *Scenarier över Sveriges energisystem 2018*, 2019:7. Publicerad i mars 2019.

³ Nivån på nettoexporten är ett av Energimyndigheten valt tillstånd utifrån att det i energiöverenskommelsen står att Sverige fortsatt ska vara nettoexportör av el och att vi de senaste 7 åren haft en ellexport på mellan 10 och 22 TWh. Detta studeras vidare i känslighetsanalyser.



Figur 1. Elproduktion och elanvändning i de tre huvudscenarierna på 2040-talet samt under 2017, TWh

Vi ändrar i huvudsak en parameter i taget

För att rättvist kunna jämföra scenarierna har alla parametrar hållits konstant med undantag från landbaserad vindkraft som ersatts med sol, kraftvärme eller havsbaserad vindkraft i respektive scenario. Intressanta varianter av scenarierna har sedan utforskats som känslighetsanalyser. I kapitel 2–4 kommer de olika scenarierna beskrivas närmare och sedan jämföras med varandra i kapitel 5–8. Effekttökningar i vattenkraften har inte modellerats i den här studien utan diskuteras istället generellt som en flexibilitetsresurs.

Vidare fundering: Är det korrekt att utgå från årsproduktion?

För att bygga upp våra huvudscenarier har vi utgått från årsmedelvärden för att enkelt kunna jämföra scenarierna med varandra med olika nyckeltal. Årlig elproduktion, användning eller nettoexport säger egentligen ganska lite om elsystemets funktion och ska alltså ses som indata till vår modell som sedan studeras vidare i andra aspekter.

Att årsproduktionen verkligen skulle vara lika i olika elmixer är egentligen inte självklart. *Sol-* och *kraftvärmescenariot* är ett typiskt exempel där 20 TWh el från kraftvärme i det ena fallet byts ut mot 20 TWh el från solceller i det andra. Då skapas en situation med betydande skillnad i kraftbalans mellan de olika scenarierna under många timmar men kanske tydligaste mellan sommar och vinter. I verkligheten skulle det kanske leda till elpriser som ger incitament för mer elproduktion på vinterhalvåret och därmed skulle *solscenariot* få en högre total elproduktion jämfört med *kraftvärmescenariot* och därmed mer export. På samma sätt påverkas även handel mellan länderna vilket också kan ge nya jämviktslägen.

1.3 Modellresultat är inga exakta förutsägelser

Resultaten från modeller som använts i denna rapport behöver ses som indikativa. De är gjorda för att skapa en bild av lönsamhet för olika kraftslag, sannolikheten för olika utfall och vilka behov kraftsystemet kan komma att ha för att fungera.

Men elsystemet är dynamiskt, om än trögrörigt, starkt ihopkopplat i Nordeuropa och kostnader för dess komponenter förändras med tiden. Elpriset kan exempelvis förändras med en faktor två utifrån rimliga antaganden av framtida fossila bränslepriser trots att Sverige vare sig nu eller i de framtida scenarierna har någon betydande mängd elproduktion baserat på detta. Antaganden om nätutbyggnad, annan flexibilitet, elanvändning och elmix i både Sverige och länder runt om kring får en stor betydelse för resultatet.

Det blir därmed viktigt att sätta resultatet i ett tidsperspektiv. Stora skillnader mellan elpriset per timme eller mellan olika elområden⁴ skapar incitament för investering i flexibilitet, elproduktion och elanvändning. Men under hur lång tid har dessa förhållanden rått? Vilka är de praktiska och realistiska förutsättningarna för investeringar där det finns ekonomiska incitament?

För att skapa en så riktig bild som möjligt av framtidens elsystem har vi därför gjort många iterationer och känslighetsanalyser och jämfört resultaten med andra studier.

Bakgrund: Modellen i studien

Apollo är en kraftmarknadsmodell som utvecklats av Sweco och som simulerar den europeiska kraftmarknaden med hög tidsupplösning (ned till timnivå). Modellen innehåller grunddata vad gäller elanvändning, installerad produktionskapacitet, överföringskapacitet samt bränslepriser för alla prisområden i modellen, för varje år under perioden 2016–2020, samt för åren 2025, 2030, 2035 och 2040. Som användare går det att ändra alla parametrar efter egna bedömningar samt ändra tidsupplösning, lägga till nya teknologier och modifiera parametrar som beskriver de simulerade regionerna osv. Resultat från modellen är timupplöst data och analyser av olika effekter, så som elpris, elöverföring och elproduktion av den elmarknad som simuleras.

1.4 Mycket kan hända fram till 2040-talet

2040-talet är en tidperiod på mellan 20 till 30 år framåt i tiden. Under den tiden kan mycket hända som påverkar energisystemet och elsystemet. Kostnaden för tekniker kommer att ändras och nya tekniker kan tillkomma vilket kan påverka lönsamhet och utfallet ur ett strikt ekonomiskt perspektiv. Men här är även andra drivkrafter viktiga och drivkrafterna skiljer sig både mellan människor och från tid till annan. Beroende på om leveranssäkerhet, risk för radioaktivt utsläpp, konkurrenskraft eller andra miljöfrågor viktas högst påverkas också vilka åtgärder eller val som ligger högst på agendan. Dessa frågor drivs av privatpersoner, företag, intresseorganisationer, myndigheter, politiker mm. Fram till mitten av 2040-talet kommer ett antal val att genomföras till kommuner, landsting, riksdag och EU som också påverkar inriktning och prioriteringar.

⁴ Sverige är idag indelade i fyra elområden men dessa kan komma att ändras i framtiden beroende på var det kommer att finnas flaskhalsar i överföringen av el.

1.4.1 Produktionskostnader

I delrapport 1 diskuterades produktionskostnader för kraftslag. Där fastslogs en viss svårighet att göra framtida bedömningar för detta. Det finns teknikutveckling och uppskalningsvinster som sannolikt leder till lägre kostnader gällande framför allt solceller, havsbaserad och landbaserad vindkraft. Å andra sidan finns ökade kostnader för material, systemkostnader eller andra krav som kan ge ökade kostnader. I samtliga fall så påverkar kalkylräntan produktionskostnaden åt båda håll mycket kraftigt.

Produktionskostnader är dock mycket viktiga för resonemangen i denna rapport, inte minst för lönsamhetsdiskussioner och vilka eventuella stöd som kan behövas för att ta oss till ett visst scenario. Vi har därför valt att vara något konservativa i vår syn på den framtida utvecklingen av produktionskostnaden när vi diskuterar ett eventuellt behov av ekonomiskt stöd medan vi vid lönsamhetsdiskussioner resonerar utifrån olika nivåer.

Samma sak bör också sägas om kostnader för flexibilitet eller andra systemtjänster. Ett exempel är batterier som bedöms få en stor kostnadsreduktion bland annat beroende på ökat antal elfordon med batterier. Flexibilitet kommer att diskuteras vidare i kapitel 6 men vi har inte modellerat framtida flexibilitetslösningar i detta projekt.

1.5 Omvärlden och modellantaganden påverkar

I den här rapporten är utgångspunkten att jämföra olika förnybara scenarier med varandra. Det finns dock många faktorer som har en stor inverkan på elpriset som beror på omvärldsfaktorer och antaganden som inte kopplar till vilken elmix vi valt.

Väder påverkar elpriset och antas få större betydelse

För Norden har vädret en stor påverkan på elprisets utveckling. Ett nederbördsfattigt år i nordens vattenkraftsområden leder till försämrad hydrologisk balans vilket påverkar elpriset både på kort och lång sikt, det motsatta förhållandet gäller givetvis också. Med mer vindkraft i systemet så blir det allt viktigare om det blir ett "vindår" eller inte, dvs. blåser det normalt, mer eller mindre. Temperaturen är fortsatt en viktig faktor då elsystemet i Norden har en stor andel uppvärmning baserad på el. I våra modelleringar har vi antagit ett slags normalår, det vill säga ett år då det blåser normalt, inget våt- eller torrår och produktionen från de termiska kraftverken antas normal.

Förändrat klimat kan påverka elproduktionen och elsystemet

Med ett framtida förändrat klimat förändras också vad som är ett normalt väderår i Sverige. Enligt SMHI kommer detta framför allt avspeglas på att vi får våtare väder och i ett elsystem kan det exempelvis innebära högre vattenkraftproduktion. Effekterna av detta har inte studerats närmare i denna rapport men Energimyndigheten har tagit fram en handlingsplan för klimatanpassning där flera faktorer som kan påverka energiförsörjningen i stort analyseras⁵.

⁵ *Energimyndighetens arbete med klimatanpassning*, Handlingsplan Dnr 2018–956, Energimyndigheten, 2018

Även utan fossil el i Sverige påverkas vi av priset på kol och gas

Råvarupriser på kol och olja samt utsläppsrätter är alla faktorer som påverkar elprisets utveckling då vi är starkt sammankopplade via utlandsförbindelser med länder som fortfarande har en stor andel termisk kraft med kol och gas som bränsle. Antaganden om hur grannländernas elproduktion och elanvändning utvecklas är faktorer som påverkar elprisets utveckling för svensk del. Även antaganden om vilken flexibilitet som finns tillgänglig i andra länder och Sverige påverkar elpriset och kanske framför allt vilken lönsamhet olika kraftslag har, vilket diskuteras vidare i denna rapport.

Vi har avgränsat oss till att titta på Sverige

Beslut och vägval Sverige gör för framtidens elsystem och analysen av vad det får för konsekvenser måste göras i samverkan med analyser av hur omvärlden utvecklas. Vi har i denna studie använt tillgänglig information för att beskriva utvecklingen i grannländerna då det gäller produktion, användning och överföringskapacitet. Vi har däremot valt att inte göra några känslighetsanalyser av utvecklingen i andra länder utan framför allt förändrat förutsättningar i Sverige i de olika scenarierna och därefter analyserat hur Sverige påverkas.

1.6 Egenskaper hos ett förnybart elsystem

Alla scenarier innehåller stor andel elproduktion från vind och sol. Dessa kraftslag har gemensamt att de är variabla och innebär därmed nya utmaningar framförallt när det gäller balansering av elsystemet. I Sverige så ökar andelen variabel elproduktion i scenarierna från dagens cirka 10 procent till mellan 40–50 procent på 2040-talet medan Norden går från cirka 10 till 30 procent.

I rapporten diskuteras elsystemet utifrån ett antal olika perspektiv som blir särskilt intressanta i system med hög andel el från vind och sol. Några av de aspekter och begrepp som diskuteras i rapporten förklaras i ordlistan nedan.

1.6.1 Elmarknaden och elsystemet

Idag finns många aktörer vars agerande påverkar balanshållningen i elsystemet och i framtidens elsystem kommer med all säkerhet fler och andra aktörer spela en stor roll. Möjligheterna för olika aktörer att bidra med och nyttja flexibilitet i hela elsystemet kommer sannolikt att ge upphov till nya typer av marknadslösningar och affärsmodeller. Utgångspunkten i den här studien är den befintliga elmarknadsmodellen.

Flera marknadsfunktioner för att få balans i elsystemet

Att balansen upprätthålls hanteras till viss del av att de balansansvariga aktörerna handlar sig i balans på elmarknaden. Med det menas att de balansansvariga är skyldiga att inom en handelsperiod leverera lika mycket el som den användning som de ansvarar för. Fram till klockan 12 dagen före leveransdygnet handlas elen på dagenföre-marknaden (även kallad spotmarknad). Efter det finns möjlighet att korrigera balansen genom att handla på den så kallade intradag-marknaden. När intradag-marknaden stänger går ansvaret för att hålla balansen över till den systemansvarige, i Sveriges fall Svenska kraftnät. Svenska kraftnät har flera verktyg för att hantera balanshållningen inom timmen, i olika typer av reserver.

Variabel elproduktion

Vindkraft och solkraft benämns i rapporten som variabel elproduktion. Det hänger ihop med att den är väderberoende och inte möjlig att styra på samma sätt som bränslebaserad elproduktion. Variabel syftar också på att produktionen kan variera mycket från en tid till en annan. Variabilitet kan i sig minskas t.ex. genom att produktionen sprids ut över ett större geografiskt område.

Nettolast eller residuallast

Definieras som: Elanvändningen minus elproduktion från vind och sol. Nettolasten blir på det sättet ett mått på vilka variationer övriga elsystemet behöver hantera. Det är inte bara variationerna mellan enskilda timmar som behöver hanteras av systemet utan också variationer som uppträder inom ett dygn, flera veckor eller över en säsong.

Balansering

För att elsystemet ska fungera måste det vara balans mellan produktion och konsumtion i varje sekund. Ibland avser begreppet balansering de åtgärder som den systemansvarige (i Sverige är det Svenska Kraftnät) utför för att upprätthålla den momentana balansen i elsystemet. I den här rapporten använder vi begreppet i en vidare bemärkelse eftersom balansering också har betydelse på längre tids-skalar (över veckor och säsong) och påverkas av beslut långt innan själva leverans-ögonblicket.

Kraftsystemstabilitet

Kraftsystemstabilitet är ett komplext begrepp som avser att systemet måste hållas inom vissa stabilitetsgränser gällande frekvens, spänning och rotorvinklar. Förmågan att upprätthålla stabiliteten måste finnas i både normal drift och då störningar uppträder. De verktyg som används för att säkerställa att kraftsystemstabiliteten kan upprätthållas brukar benämnas systemtjänster.

Flexibilitet

Flexibilitet används i den här rapporten i en väldigt bred bemärkelse, som beskrivning av de egenskaper som behövs för att uppnå ett robust och leveranssäkert elsystem med 100 procent förnybar el. Flexibilitet kan skapas i både produktion, användning, lager och nät. Marknadslösningar och regelverk är viktiga komponenter i tillgängliggörandet av flexibiliteten. Se också kapitel 6.

Internationell hantering av balans behövs på sikt

Med mycket variabel elproduktion finns det stora fördelar med att kunna hantera balansen av systemet över ett större område eftersom det möjliggör för utjämning av variabiliteten. Det pågår just nu mycket arbete med att utveckla den gemensamma europeiska elmarknaden för att öka möjligheterna för handel mellan länder och också tillgängliggöra flexibilitet mellan områden för att uppnå ett effektivt nyttjande av resurser.

Många processer påverkar balansen i framtidens elsystem

För att upprätthålla balansen i varje enskild sekund är det alltså många beslut som har fattats på vägen som påverkar hur lätt eller svårt detta är. Exempel på processer som på olika tidshorisonter påverkar:

- Investeringsbeslut om elproduktion har tagits baserat på framtida prognoser om lönsamhet eller andra kriterier vilket har lett till en viss sammansättning i elproduktionen. Detsamma gäller även elanvändning.
- Produktionen och konsumtion är placerad på platser som styrs av en samlad bedömning av lämpligaste läget och påverkar hur mycket el som behöver överföras i systemet
- Marknader och regler har utformats på ett sätt som påverkar hur aktörerna agerar.
- Elnät har byggts utifrån en bedömning av framtida behov och påverkar hur elen kan överföras.
- El handlas på marknaden utifrån prognoser om produktion och konsumtion och förväntade priser.
- Inom drifttimmen beslutar den systemansvarige vilka reserver som behöver användas.
- Politiska beslut har fattats som i olika utsträckningar påverkar marknadens aktörer, exempelvis dagens effektreserv.

Bakgrund: Vilka signaler finns idag till aktörer att bidra till elsystemets funktion?

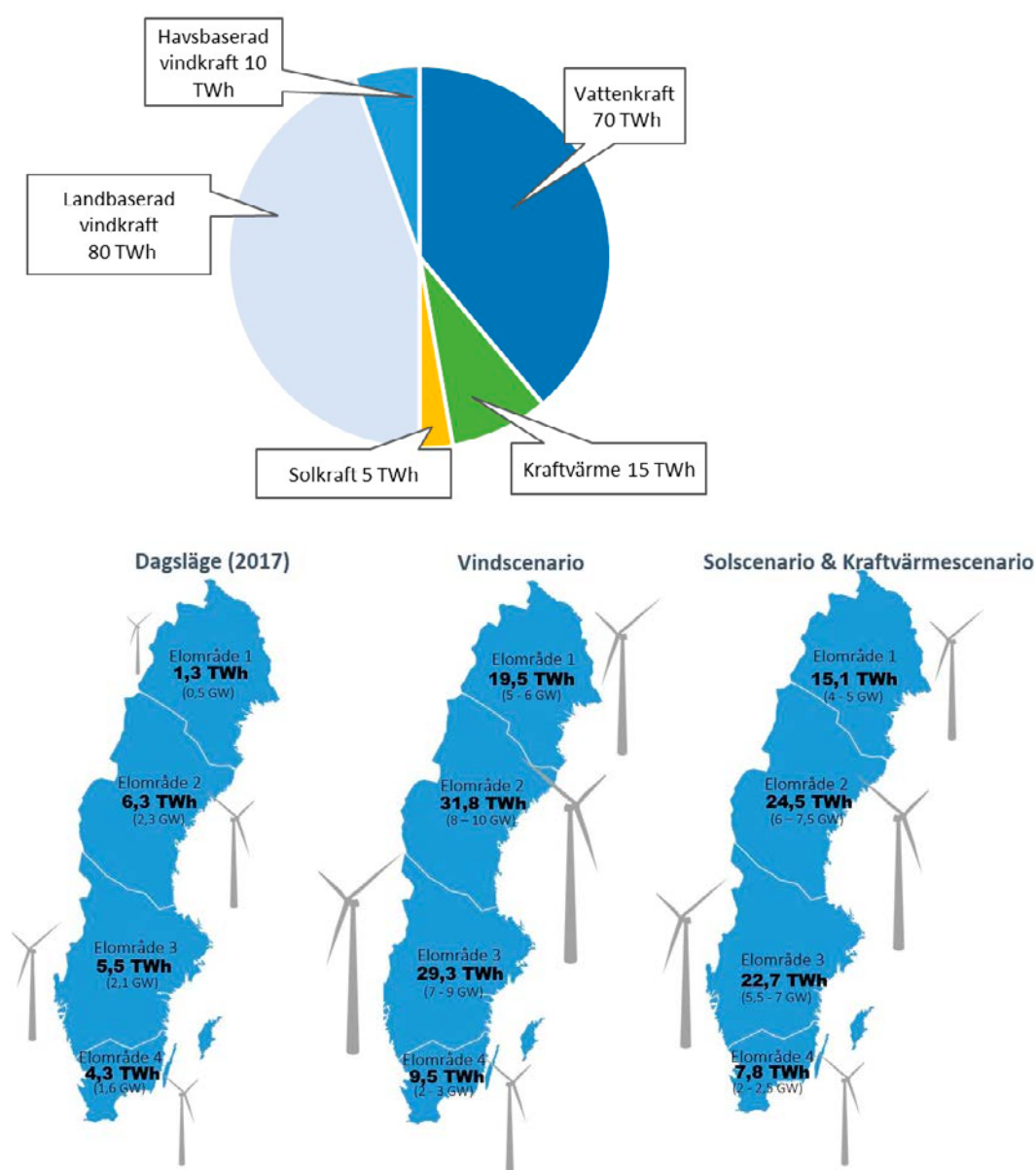
För att skapa ett 100 procent förnybart elsystem med hög leveranssäkerhet är det viktigt att fundera kring vilka verktyg som behövs för att ge tillräckliga incitament till olika aktörer att bidra till elsystemets funktion. Till exempel kan det handla om att minska obalanser, öka flexibiliteten och säkerställa rätt nivå av systemtjänster. Exakt hur dessa behov ska hanteras i framtiden går vi inte in på i den här rapporten men här är exempel på signaler som styr aktörer i Sverige redan idag.

Signal för att...	Exempel på signal	Exempel på aktör
...vara i balans	Obalanskostnad, reglerkraftspriser	Balansansvarig
...vara flexibel i användning	Nätтарiff, priset på olika marknader (DA, ID, RKM), nya marknader	Konsument, energilager, aggregator
...vara flexibel i produktion	Priset på olika marknader (DA, ID, RKM), nya marknader	Producent, energilager, aggregator
...bygga elnät	Prisskillnader mellan elområden, elnätsregleringen	Nätägare
...tillhandahålla systemtjänster	Tekniska krav, utformning av olika typer av reserver, marknadslösningar för olika systemtjänster	Producenter, konsumenter, energilager
...bygga produktion på rätt plats	Elområdespris, nätтарiff	Producent

Anm: DA – dagen före-marknaden, ID – intradagsmarknaden, RKM – reglerkraftmarknaden

2 Vind i fokus

I detta scenario står vindkraften i fokus och merparten av den förnybara elen som byggs är vindkraft. Vi har byggt ut vindkraften så att den under ett normalår producerar 90 TWh och är geografiskt jämnt utspritt över Sverige. Vi har också studerat två specialfall där dels den landbaserade vindkraften koncentreras mer mot norr och dels ett fall där hälften är havsbaserad vindkraft, mer koncentrerad i söder (se avsnitt 2.3). I samtliga vindscenarier står vindkraften för cirka hälften av elproduktionen och den installerade effekten i Sverige.



Figur 2. Elmix i *vindscenariot* samt fördelningen av vindkraft i olika elområden under 2017, *vindscenariot* samt i *sol- och kraftvärmescenariot*

2.1 Vilka drivkrafter kan få oss att nå hit?

Det finns flera drivkrafter som skulle kunna innebära att vindkraft dominerar vår framtida elproduktion. Vindkraft både till land och till havs fortsätter att bli billigare och det förstnämnda är idag det mest konkurrenskraftiga kraftslaget i Sverige och den vindkraft som byggs idag kan byggas utan stöd. Just nu byggs också mycket vindkraft och vi bedömer att vi kommer att ha ungefär 35–40 TWh vindkraft i Sverige före år 2025. Vi har också i delrapport 1 konstaterat att mycket vindkraft är en förutsättning för ett 100 procent förnybart elsystem.

Att bygga så mycket som 90 TWh vindkraft kräver dock en djupare analys av vad som är möjligt och inte. Särskilt eftersom all vindkraft som finns idag kommer att behöva ersättas under 2040-talet eller tidigare. I den analysen kommer inte bara lönsamheten vara avgörande utan också tillståndsprocesser, acceptans och andra planeringsförutsättningar.

Nyckeltal i korthet

90 TWh vindkraft innebär ungefär:

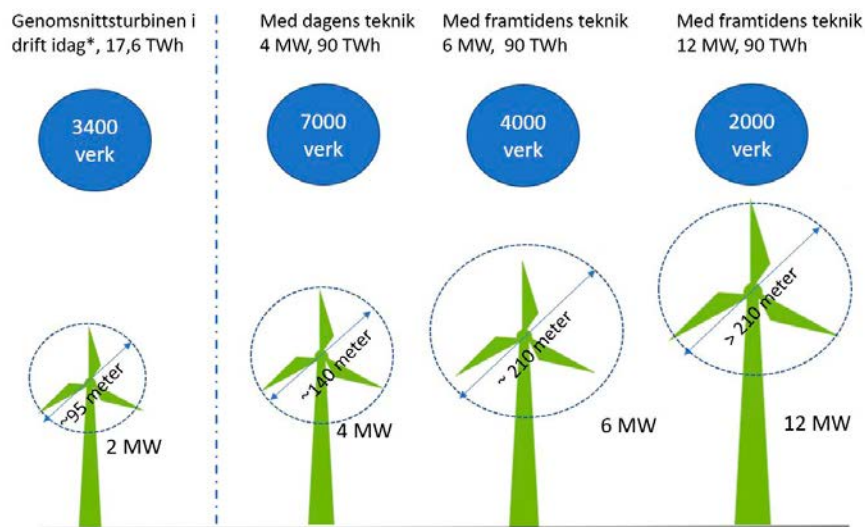
- 22–30 GW
- 7 000 verk med dagens teknik
- 2 000 till 4 000 verk med framtidens teknik
- 4–16 verk per 1 000 km²

Fortsatt trend mot större och effektivare verk

Trenden inom teknikutvecklingen mot allt större och effektivare turbiner ser ut att fortsätta. De vindkraftverk som planeras idag på land har turbiner som är omkring 4 MW med rotorerna som är runt 140 meter i diameter. Om vi antar att utvecklingen till 2040 kommer att ske linjärt, baserat på utvecklingstakten mellan 2008–2016, kommer de vindkraftverk som installeras runt 2040 att ha 6 MW turbiner med rotorerna som är större än 200 meter. Eftersom utvecklingstakten har ökat markant under de senaste åren är detta ett konservativt antagande. Troligare är att turbinerna kommer vara större än 6 MW runt 2040, men hur stora är svårt att säga om. Till havs används redan idag 8 MW turbiner. I räkneexemplet, i Figur 3, över antal vindkraftverk som krävs för att producera 90 TWh har vi räknat med 6 MW och 12 MW turbiner.

Färre antal verk behövs för att uppnå 90 TWh

Samtidigt med storleksökningen väntas turbinerna också bli effektivare, bland annat tack vare större rotorer som fångar mer vind. I räkneexemplet nedan har vi antagit att kapacitetsfaktorn (och antalet fullasttimmar⁶) för turbinerna kommer att öka med omkring 20 procent jämfört med dagens teknik, baserat på avstämningar med vindkraftsbranschen. Denna utveckling kommer att leda till att det kommer krävas färre verk för att producera samma mängd energi, vilket visas i Figur 3.



Figur 3 Räkneexempel över hur många vindkraftverk som krävs för att producera 90 TWh med olika turbintekniker

* Baserad på statistik över drifttagna turbiner år 2007–2017.

2.2 Förutsättningar för att bygga ut 90 TWh vindkraft

Hur förutsättningarna kommer att se ut för att bygga ut 90 TWh vindkraft till 2040-talet, är förstås svårt att bedöma idag, eftersom de flesta faktorer som påverkar utbyggnaden kommer att förändras kontinuerligt fram tills dess. Det som är möjligt är att resonera om vilka trender vi ser idag och vilken utveckling som vi bedömer är trolig för de viktigaste påverkansfaktorerna.

⁶ Fullasttimmar beräknas genom att dividera årsproduktionen från en anläggning med den installerade effekten. En anläggning som producerar på maxkapacitet under hela år skulle således få 8760 fullasttimmar.

2.2.1 Acceptans, fysisk planering och markanspråk

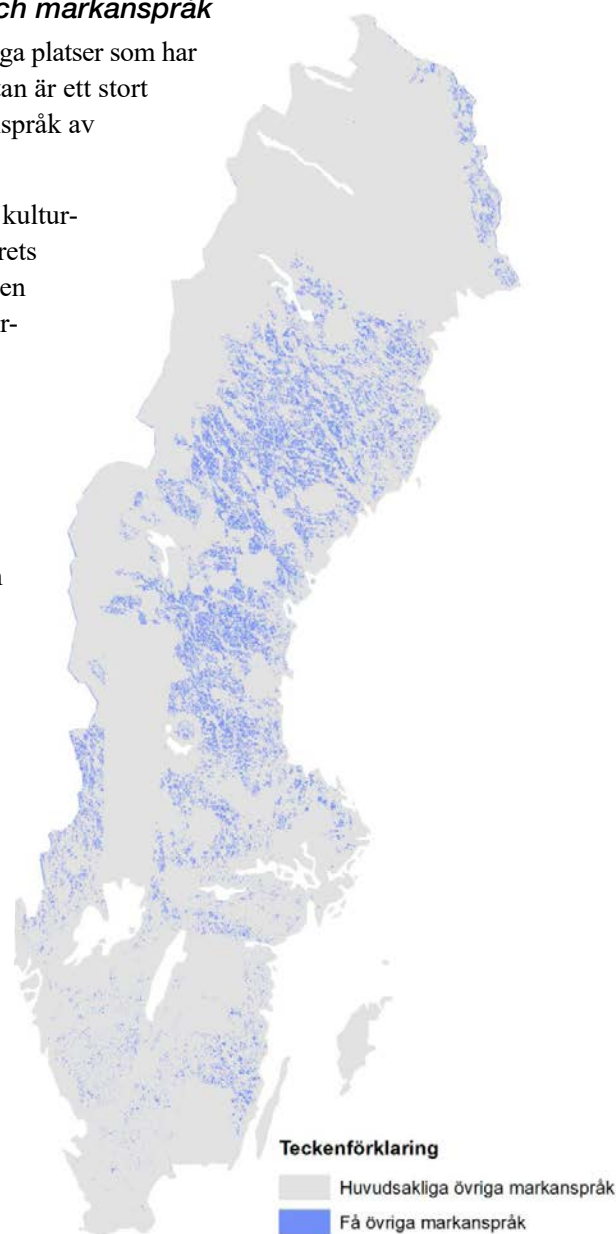
Sverige är ett förhållandevis stort land med många platser som har goda vindförhållanden. Även om Sverige till ytan är ett stort land är det få platser som inte täcks av markanspråk av olika intressen, som visas i Figur 4.

Det rör sig till exempel om skyddad natur och kulturmiljö, bebyggelse och infrastruktur och försvarets intressen. Alla natur-, kultur-, och frilufsintressen upptar drygt 62 procent av Sveriges yta och försvarsmaktens intressen runt 30 procent. Även om dessa markanspråk inte behöver innebära en konflikt med vindkraftsetablering, ger det en bild över komplexiteten av att hitta områden helt utan andra intressen. Det är också i landets allra bästa vindlägen i svenska fjällkedjan samt runt kusterna i södra Sverige som konkurrensen med andra markanspråk är som störst i procent.

Många motstående intressen begränsar möjligheterna för havsbaserad vindkraft

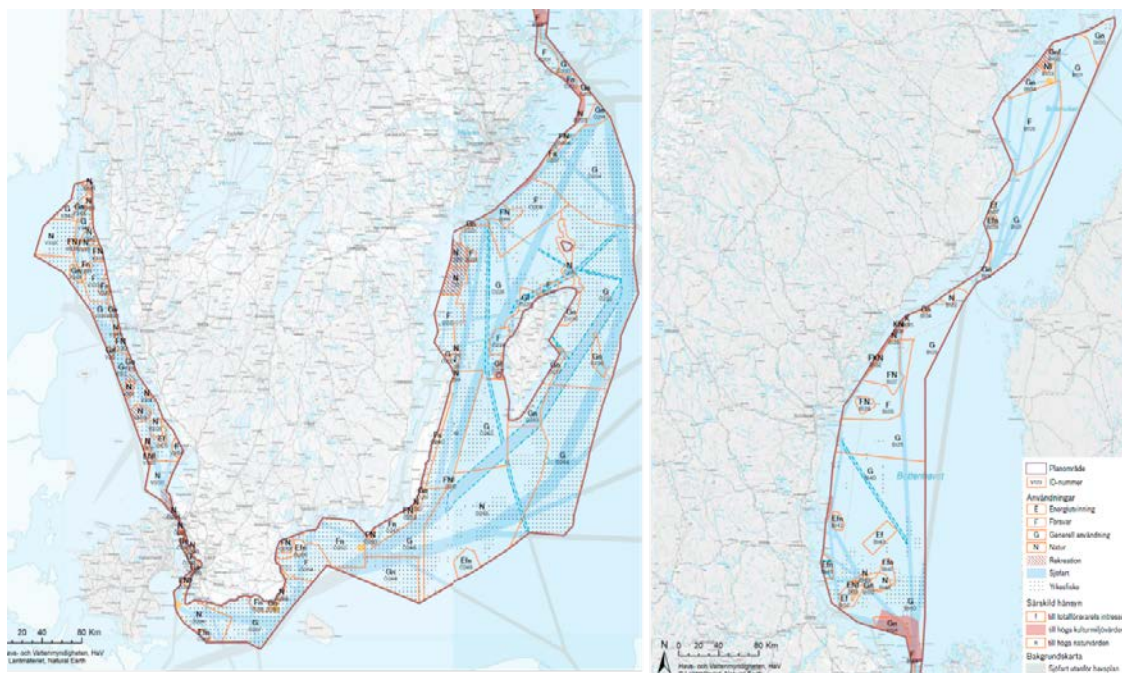
Även till havs är det många andra intressen än vindkraft som ska samsas. Havs- och vattenmyndighetens förslag till havsplaner för Sverige⁷, i Figur 5, visar att det till havs är få områden där inte olika intressen på något sätt måste samexistera, alternativt att något intresse måste nedprioriteras. Det finns bland annat inte ett enda av de utpekade energiområdena enligt förslaget där energiutvinning är det enda intresset, utan i samtliga energiområden måste energiintresset utvinnas med särskilt hänsyn till Försvarsmakten på grund av konflikter mellan vindkraften och Försvarsmaktens intressen. För alla energiområden utom ett måste även stor hänsyn tas till naturintressen. En anledning till det är att flera av de havsbaserade parkerna

i svenska vatten ligger på så kallade utsjöbankar, som har ett rikt fågelliv och i flera fall inrymmer hotade arter som har ett starkt skydd enligt bestämmelserna i artdirektivet. Detta innebär en påtaglig begränsning av utbyggnadsmöjligheterna i dessa områden och sammantaget till att möjligheterna att bygga ut havsbaserad vindkraft i svenska vatten är begränsad.



Figur 4 Karta över de totala markanspråken exklusive vindkraft i Sverige

⁷ Havsplanerna ger vägledning till hur vattenområdena bör nyttjas. Förslagen har nu skickats ut för granskning och kommer sedan att fastställas av regeringen 2021.



Figur 5. Förslag till havsplaner
Källa: Havs- och vattenmyndigheten

Stark opinion för förnybart behöver inte innebära lokal acceptans

Och det är just i ljuset av att det ofta finns konkurrerande markintressen på en specifik plats som kunskap om vad som skapar acceptans hos befolkningen är viktig att ha med sig även när det gäller energiomställningen. SOM-institutet vid Göteborgs universitet mäter sedan många år tillbaka energi-opinionen Sverige, och de fortsätter att visa ett mycket starkt stöd för de förnybara energislagen⁸. Ändå är det snarare regel än undantag att ny vindkraft skapar debatt i det område som ansökan gäller. För den som vill se att omställningen till 100 procent förnybart lyckas är det generella stödet förstås viktigt att vårda, men det finns ingen omedelbar koppling till det mottagande som ett vindkraftsprojekt får lokalt. Även den som står bakom en energiomställning kan vara motståndare till att den byggs just i deras hembygd. Det är människors närmiljö som ofta blir fokus för diskussionen lokalt. Det blir ofta en fråga om hur marken ska användas. Kanske nyttjas den redan till något annat, exempelvis jakt, rekreation eller turism, eller så finns en oro för att vindkraften ska störa.

Tillgång till information och möjlighet att påverka är viktigt

I dag ger forskningen en ganska samstämmig bild av vad som är viktigt för acceptansen av ny vindkraft.⁹ Flera av dessa faktorer är direkt kopplade till planerings- och tillståndsprocessen. Det handlar till exempel om vikten av att människor upplever att de har information och möjlighet att påverka planeringen. Frågor kopplade till fördelning av nytta och onytta till följd av vindkraften har också stor betydelse. Därför är det viktigt att ta frågor som rör exempelvis ljud och annan påverkan på allvar. Miljöargument kring vindkraft kan slå åt båda håll¹⁰.

⁸ Hedberg och Holmberg, *Svenska folkets åsikter om olika energikällor 1999-2017*, 2018 s. 3

⁹ Se bl a Naturvårdsverkets rapport 6497 från Vindval om vindkraftens påverkan på människors intressen.

¹⁰ Se exempelvis J. Rand, B. Hoen Energy Research & Social Science 29 (2017) 135–148.

Upplevelse av lokal nytta skapar högre acceptans

Vem som äger vindkraftverken har betydelse, likaså vad lokalsamhället får ut av vindkraften. Många studier kommer fram till att människor som lever i närheten av vindkraft vill att den också ska medföra lokal ekonomisk nytta. På samma sätt minskar acceptansen om människor upplever att de får bära nackdelarna lokalt, men att nyttan med vindkraften åtnjuts någon annanstans. Förutom dessa faktorer pekar en nyligen genomförd studie¹¹ i Tyskland och Polen på ökad acceptans om elen som produceras av vindkraft i regionen också används där eller åtminstone inte i huvudsak exporteras därifrån.

Kommunens planering har betydelse

I Sverige är markanvändningen framför allt en fråga för kommunerna. Alla kommuner ska ha en aktuell översiktsplan, där en strategi för den långsiktiga markanvändningen pekas ut. Processen för denna plan, som fastställs politiskt efter dialog med kommuninvånarna, är en viktig del i den lokala demokratiska förankringen. Utifrån kunskapen som forskningen ger om vad som har betydelse för lokal acceptans för vindkraft är därför en väl fungerande kommunal planering av största betydelse för möjligheten att bygga ut vindkraften. I en doktorsavhandling från 2017 uppmanas till exempelvis varsamhet och värnande om den kommunala planeringen – eftersom en långsiktig konsekvens av att kommunernas inflytande på planprocessen minskar kan vara att den lokala acceptansen för vindkraft också gör det¹².

Utifrån denna kunskap är en fördelning av vindkraften över landet inte bara viktig utifrån ett elsystemperspektiv. Även utifrån att skapa acceptans för energiomställningen är det en relevant diskussion att föra. I det perspektivet ska Sveriges decentraliserade planprocess där kommunerna har ansvaret inte bara ses som en belastning, utan också en tillgång.

Stora ytor och låg befolkningstäthet skapar möjligheter

Det finns andra skäl till att vara hoppfull vad gäller att få plats för den vindkraft som behövs för att klara energiomställningen. Sverige har som sagt goda vindresurser och en stor, relativt sett, glest befolkad landyta. Tyskland, med sämre vindlägen och tio gånger högre befolkningstäthet, har mest installerad vindkapacitet i Europa med närmare 50 GW. Det betyder en täthet¹³ på 140 kW per km². Motsvarande siffra för Sverige är idag 20 kW per km² och kommer att vara kring 50–60 kW per km² vid 90 TWh vindkraft.

¹¹ U. Liebe et al. Energy Policy 107 (2017) 300–308.

¹² Se Johanna Liljenfeldt "Where the Wind Blows – The socio-political geography of wind power development in Finland, Norway and Sweden", Umeå universitet, 2017.

¹³ Presentation av Johann Köppel, Berlins Tekniska Universitet, vid konferensen Energivärlden, Stockholm 29.05.2018.

2.2.2 Är tillståndsprocessen ett hinder för utbyggnaden?

En viktig påverkansfaktor är möjligheterna att få tillstånd för att uppföra vindkraftverk. Vi bedömer att vindkraftsproduktionen kommer att öka från dagens cirka 17 TWh till drygt 30 TWh år 2021¹⁴ och att vi har mellan 35–40 TWh före år 2025.

Det kommer alltså att behövas tillstånd för ytterligare 55–60 TWh vindkraft, utöver utbyggnadsprognosen till 2021, för att nå upp till 90 TWh. Därutöver tillkommer förnyade tillstånd för generationsväxling på i princip all vindkraft som finns idag, eller när detta inte är möjligt nya tillstånd på nya platser.

En tredjedel av tillståndsansökningarna har fått avslag

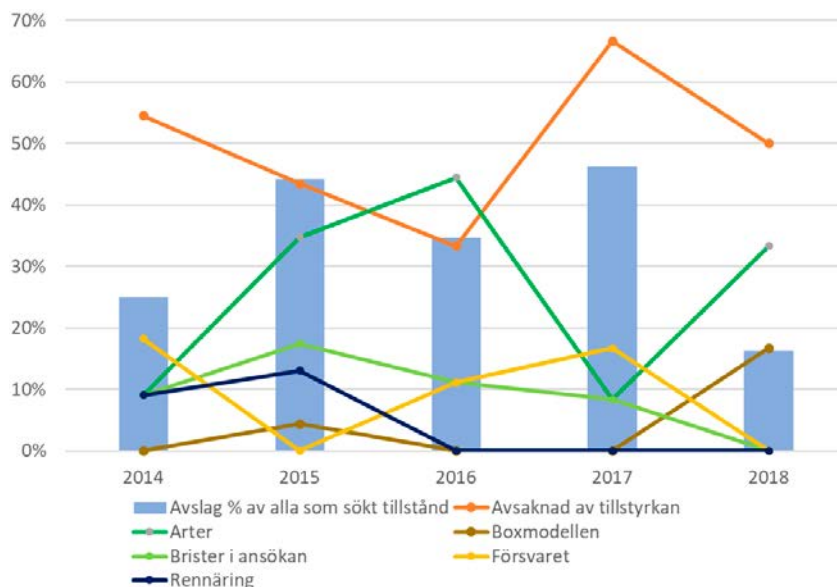
Samtidigt som vi ser att det pågår en kraftig vindkraftsutbyggnad framför vindkraftsbranschen att det har blivit svårare att få tillstånd för att uppföra vindkraftverk under de senaste åren och att tillståndsprocessen upplevs som en stor riskfaktor och ett hinder för den framtida utbyggnaden. Energimyndigheten har därför låtit kartlägga de vindkraftsparker som har tillståndsprövats under perioden 2014–2018. Kartläggningen visar att i genomsnitt en tredjedel av vindkraftsparkerna har fått avslag, men det går inte att utläsa någon tydlig trend under perioden. Andelen avslag har varierat med den lägsta andelen 2018 (14 procent) och den högsta 2015 (45 procent), vilket visas i Figur 6. Anmärkningsvärt är dock att andelen avslag legat nära 50 procent under två av de undersökta åren (2015 och 2017), vilket också är i nivå med den genomsnittliga andelen avslag under perioden beräknat per verk.

Avsaknad av kommunens tillstyrkan vanligast

Den vanligaste orsaken till avslagen är att kommunen inte har tillstyrkt parken (det krävs att kommunen har tillstyrkt vindkraftsparken för att tillstånd ska kunna beviljas enligt bestämmelserna om kommunens tillstyrkan i miljöbalken 16 kap 4 §). Den näst vanligaste orsaken är att uppförandet av vindkraftverken bedömts strida mot bestämmelserna om skydd av arter i artskyddsförordningen. Andra vanliga orsaker är brister i ansökan samt konflikter med rennäring och försvarsmakten. Avslag på grund av tillämpning av den så kallade boxmodellen¹⁵, som både vindkraftsbranschen och Energimyndigheten trodde skulle kunna bli en vanligt förekommande orsak till avslag, har endast varit anledning till att två parker under perioden 2014–2018 har fått avslag.

¹⁴ *Kortsiktsprognos – våren 2019. Sammanfattning av Energimyndighetens kortsiktsprognos över energianvändning och energitillförsel*, Energimyndigheten, 2019

¹⁵ Boxmodellen innebär att den slutliga placeringen av vindkraftverken inom ett givet område bestäms senare än vid själva tillståndsgivningen.



Figur 6 Andel avslag av tillståndsprövade vindkraftsparker under perioden 2014–2018 samt några av de vanligaste orsakerna till avslag uttryckta i procent av totala avslag

Färre projekt i tillståndsprocessen idag

Ett annat viktigt konstaterande är att antalet vindkraftsparker som har fått sina tillståndsärenden avgjorda under perioden har minskat, från närmare 50 parker 2014 och 2015 till mellan 25–35 parker 2017–2018. De beviljade tillstånden har tillsammans varierat mellan omkring 900 MW och 3 400 MW ny vindkraft per år.

Vi har även kartlagt inflödet av nya vindkraftsprojekt, dvs. de projekt som startat samråd under perioden 2014–2018. Kartläggningen visar att inflödet av nya projekt har halverats under perioden. En förklaring till det är troligen att vindkraftsbranschen upplever att det idag är mycket svårt att hitta nya vindkraftsprojekt i bra lägen där det bedöms som troligt att tillstånd kommer att beviljas, enligt intervjuer som myndigheten genomfört under december 2018 och januari 2019. Få av de intervjuade företagen har påbörjat helt nya projekt sedan 2014. Den största anledningen till osäkerheten är kopplad till kravet på kommunens tillstyrkan. Tillstyrkanprocessen upplevs som en rättsosäker process, där kommuner kan ändra sig från sitt förhandsbesked till det faktiska beskedet under tillståndsprocessen. Utöver detta uppges också avvägningarna mellan olika intressen vara svåra att förutse.

Vidare fundering: Vilket behov av nya tillstånd och projekt behövs för att nå 90 TWh?

Om vi antar att det kommer att behöva uppföras ytterligare 55–60 TWh ny vindkraft fram till 2040-talet och alla befintliga vindkraftverk (ca 20 TWh 2018) kommer att behöva genomföra ett generationsskifte till 2040-talet, så skulle den årliga utbyggnadstakten av vindkraft behöva vara runt 4 TWh per år från år 2020 till 2040 för att nå 90 TWh, förutsatt att utbyggnaden sker linjärt (se även avsnitt 7.4). Det medför i sin tur att nya tillstånd motsvarande omkring 1 300 MW årligen skulle behöva beviljas och uppföras. Då har vi räknat med att alla parker som beviljas tillstånd kommer att byggas, vilket inte har varit fallet hittills. Som en jämförelse fick i genomsnitt omkring 2 000 MW ny vindkraft tillstånd under 2014–2018.

För att kunna hålla denna årliga takt av beviljade tillstånd under perioden skulle det dessutom behöva tillkomma 2 600 MW nya projekt årligen, om antagandet är att omkring 50 procent av de projekt som inleder samrådsfasen beviljas tillstånd. Tror vi att andelen avslag kommer att öka på sikt pga. ökade konflikter med andra intressen behöver tillströmningen i nya projekt vara ännu större. Som en jämförelse startades 2018 nya projekt motsvarande knappt 2 000 MW.

Långa ledtider för planering och prövning och snabb teknisk utveckling

En annan viktig fråga kopplat till tillståndsprocessen är de långa ledtiderna, både för själva prövningsprocessen men också för planeringsprocessen från det att ett vindkraftsprojekt initieras till att parken står i drift. Långa ledtider gäller även för etablering av elnät. Hela processen tills det att anläggningen är i drift tar vanligen 5–10 år, men kan i vissa fall ta ännu längre tid. För att kunna bygga 90 TWh vindkraft till 2040-talet med kompletterande infrastruktur, behöver således vissa delar planeras redan runt år 2020.

De långa ledtiderna i tillståndsprocessen i kombination med snabb teknisk utveckling mot allt större turbiner medför också att det är viktigt att tillstånden utformas så att de ger utrymme för att utnyttja bästa möjliga teknik för att vindkraftsutbyggnaden ska bli resurseffektiv. Alltför snäva begränsningar av maximal höjd och låsta positioner av vindkraftverken i tillståndsbeslutet innebär en stor risk för att de mest kostnadseffektiva vindkraftverken inte kan utnyttjas när tillståndsprövningen är avslutad och det är dags att bygga parken. Att det finns sådana begränsningar förklaras med att både verkens maximala höjd och verkens positioner är uppgifter som behövs för att bedöma vindkraftparkens omgivningspåverkan enligt prövningsmyndigheterna. Det är därför viktigt med en dialog mellan vindkraftsbranschen och prövningsmyndigheterna kring hur tillstånden kan utformas så att de både möjliggör för utnyttjandet av bästa möjliga teknik och en bra bedömning av etableringens miljöpåverkan.

Nätutbyggnaden och anslutning av vindkraft en utmaning

Byggnation av elnät för anslutning av vindkraft är också en viktig del i processen. Trenden i vindkraftsutbyggnaden är att det är allt större parker som ansluts huvudsakligen på regionnätetsnivå men som i vissa fall kräver en ny eller förstärkt stamnätsanslutning. En utmaning för elnätsbolagen och stamnätsoperatören är att samordna och planera för utbyggnaden av nät när osäkerheten kring om eller när vindkraftsparken kommer att byggas är stor. Dessutom kan det handla om flera olika parker som ska ansluta till samma stamnätsstation. Figur 2 och Figur 7 längre fram i kapitlet indikerar

att behovet av nätutbyggnad för vindkraft varierar kraftigt beroende på hur utbyggnaden av vindkraft sker, vilket leder till en stor planeringsutmaning för nätägarna. Det kan också finnas alternativ till nätinvesteringar som kan göra att befintligt nät kan nyttjas mer effektivt och därmed minska behovet av nätutbyggnad. Ofta handlar det dock om en begränsad möjlighet till ökad anslutning och kommer inte förändra det faktum att mycket nät kommer att behöva byggas för att ansluta stor mängd vindkraft.

Många outnyttjade tillstånd försvårar för nya tillstånd

I detta sammanhang är det även viktigt att påpeka att det idag finns ett stort antal tillståndsgivna vindkraftsprojekt som ännu inte har realiserats. Det rör sig idag (feb 2019) om 130 tillstånd, motsvarande drygt 3 000 vindkraftverk och en årlig produktion om uppskattningsvis drygt 30 TWh¹⁶. Enligt den enkätundersökning som Energimyndigheten genomfört i samarbete med Svensk Vindenergi i december 2018 kommer ett femtiotal av dessa tillstånd att realiseras, motsvarande ca 1 000 verk och ca 14 TWh. Ett femtiotal av tillstånden kommer inte att realiseras pga. olika typer av hinder och femton ligger i rättsprocess (överklagan, ändringstillstånd etc.). Det är förstaeligt att inte alla beviljade tillstånd förverkligas och att det behövs mer tillstånd än vad som verkligen kommer att byggas ut. Detta inte minst på grund av de långa ledtiderna i planerings- och prövningsprocessen, som leder till att de ekonomiska och tekniska förutsättningarna hinner förändrats under processens gång. Att ett så stort antal vindkraftsprojekt har gått igenom hela planerings- och prövningsprocessen utan att de förverkligas anser Energimyndigheten dock är negativt, eftersom de har tagit i anspråk resurser hos såväl prövningsmyndigheter som projektutvecklare, men också för berörd allmänhets resurser, i onödan. De outnyttjade tillstånden gör det därtill svårare att få tillstånd i närliggande områden.

Slutsatser om tillståndsprocessen

Antalet vindkraftsprojekt i prövningsprocessen har minskat under de senaste åren, både vad gäller antal ärenden som avgjorts och ärenden som påbörjat prövningsprocessen. Vidare har andelen tillståndsansökningar som fått avslag legat i genomsnitt på 33 procent. Samtidigt, för att nå 90 TWh vindkraft till 2040-talet kommer det att krävas att cirka 4 TWh ny vindkraft byggs i genomsnitt varje år, vilket motsvarar att omkring 1 300 MW vindkraftsprojekt måste beviljas tillstånd per år. Det sistnämnda verkar utifrån den genomgångna tillståndsstatistiken vara möjligt för prövningsmyndigheterna att hantera idag. Men för att hålla denna årliga takt måste det samtidigt komma in tillräckligt många nya projekt i tillståndsprocessen varje år och den trenden ser vi inte idag. Ett annat alternativ är att en större andel av de projekt som startas leder till ett beviljat tillstånd, som sedan också realiseras. Idag upplever vindkraftsbranschen att det är mycket svårt att hitta nya bra projekt som bedöms kunna resultera i ett beviljat tillstånd. Samtidigt finns det en stor mängd beviljade tillstånd som inte kommer att utnyttjas. För att uppnå en effektivare tillståndsprocess bedömer Energimyndigheten att osäkerheten i tillståndsprocessen behöver minska. En lämplig åtgärd för att minska osäkerheten i prövningsprocessen skulle vara att ta bort eller reformera bestämmelsen om kommunal tillstyrkan i enlighet med tidigare rapporterat regeringsuppdrag i frågan¹⁷.

Osäkerheten skulle också kunna minskas om en större samsyn kunde nås mellan statliga aktörer om var vindkraftsutbyggnaden är möjlig, vilket är något som Energimyndigheten

¹⁶ Beräknat utifrån ett snitt om 3,5 MW/vindkraftverk och 3 000 fullasttimmar per år.

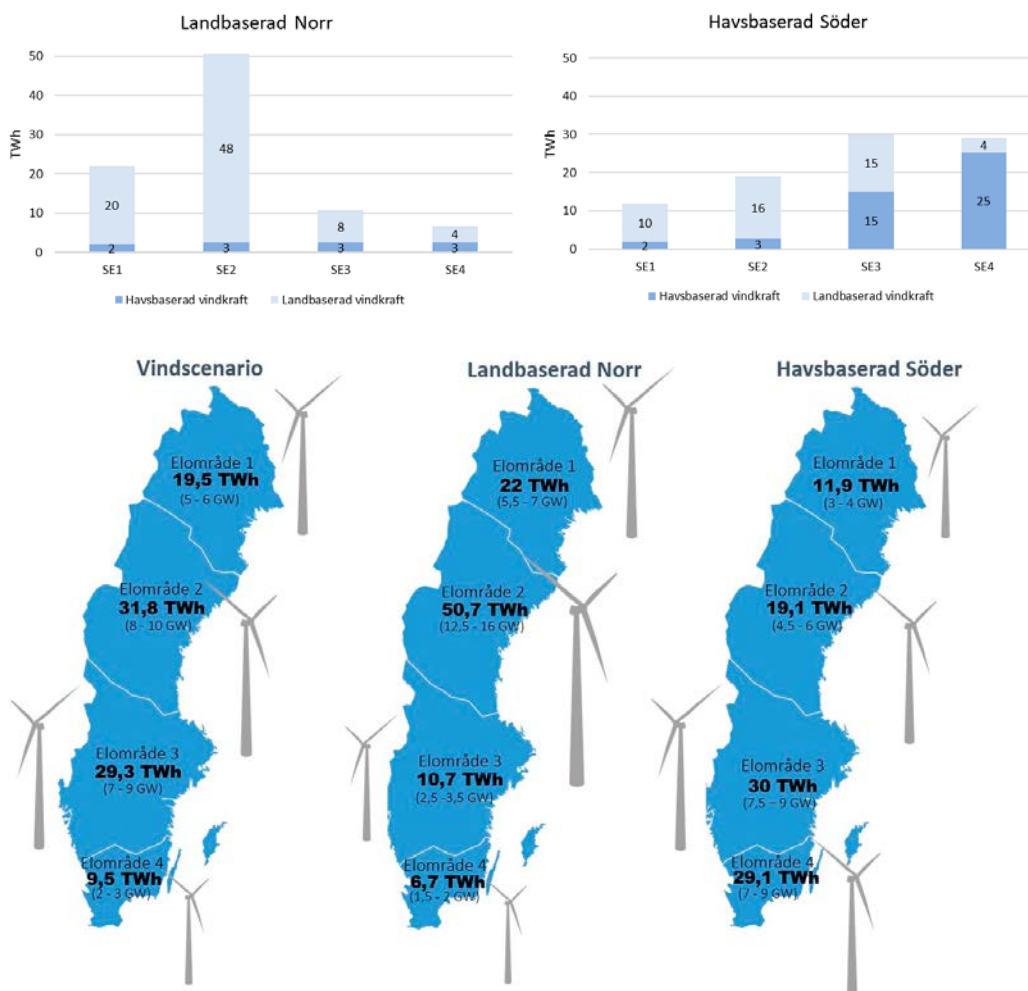
¹⁷ *Kommunal tillstyrkan av vindkraft, Redovisning av regeringsuppdrag i regleringsbrev 2016*, Naturvårdsverket, Energimyndigheten, 2017.

och Naturvårdsverket arbetar med i den nationella strategin för en hållbar vindkraftsutbyggnad¹⁸. Inom detta arbete kommer vi att också titta närmare på om det finns behov av förändringar i tillståndsprocessen för att möjliggöra en vindkraftutbyggnad som är i samma storleksordning som i vindscenariot.

Slutligen väntas förutsättningarna för vindkraftsutbyggnaden att förändras kontinuerligt fram till 2040-talet. Därför kommer det vara viktigt att följa upp utvecklingen i tillståndsprocessen med regelbundna intervall, för att vid behov kunna vidta åtgärder för att säkerställa utbyggnadsbehovet.

2.3 Alternativ placering av vindkraften

I huvudscenariot för vindkraft sprids vindkraften geografiskt jämnt fördelat över Sverige. Eftersom trenden idag är att mycket vindkraft byggs i norra Sverige och att det finns en politisk vilja att bygga ut den havsbaserad vindkraften i Sverige har vi valt att även ta fram två andra scenarier som speglar dessa två utvecklingsvägar (utvecklade till ett ”extrem-läge”). Detta för att kunna analysera och jämföra konsekvenserna av dessa utvecklingstrender med utvecklingen i huvudscenariot.



Figur 7 Placering av vindkraft per elområde i scenarierna samt fördelning mellan havsbaserad och landbaserad vindkraft i de alternativa scenarierna

¹⁸ Beslut 2018-01-31, Samverkansåtgärd inom Miljömålsrådet om hållbar vindkraftsutbyggnad, dnr 2016-2573

Havsbaserad vindkraft begränsas av konflikter med försvaret och naturvärden
Vid en översiktlig jämförelse mellan de olika scenarierna bedöms *havsbaserad söder* vara det scenario som har störst hinder när det gäller konflikter med andra intressen och förutsättningar för att förverkligas. Enligt Havs- och vattenmyndighetens förslag till havsplaner, vilka ska vara vägledande i tillståndsprövningen och kommunernas fysiska planering, finns det inte enligt Energimyndighetens bedömningar förutsättningar för att bygga så mycket som 45 TWh havsbaserad vindkraft som anges i detta scenario. Det beror främst på grund av konflikter mellan havsbaserad vindkraft och Försvarsmaktens intressen, men det finns också konflikter med höga naturvärden.

Acceptansen för mycket vind i norr kan både öka och minska

En kraftfull utbyggnad av vindkraften i norra Sverige, enligt scenariot *landbaserad norr*, skulle kunna möta hinder i form av större acceptansproblem i jämförelse med *vindscenariot* där utbyggnaden fördelas mer jämt över landet. Detta mot bakgrund av att acceptansen normalt minskar om människor upplever att de får bära nackdelarna lokalt men att nyttan med vindkraften åtnjuts någon annanstans. I *vindscenariot* är elproduktionen från vindkraft närmare elanvändningen, medan i *landbaserad norr* kommer att den producerade elen behöva överföras till södra Sverige där merparten av elanvändningen finns. Å andra sidan kommer elpriset i norr att var lägre och kan ses som en lokal nytta och det kan också locka till sig mer industrier och arbetstillfällen.

Högre vindkraftverk skapar förutsättningar för fler goda vindlägen

Utvecklingen mot allt högre verk påverkar vilka områden som har tillräckligt goda vindförhållanden för att vara intressanta att bygga vindkraft i. Vid Energimyndighetens senaste utpekade av riksintressen vindbruk 2013 (vilket är områden med särskilt goda förutsättningar för vindkraft) var huvudkriteriet att medelvinden måste vara minst 7,2 m/s vid 100 meters höjd. Idag, med vindkraftverk med en navhöjd på 140 meter, är det istället relevant att titta på medelvindarna vid 140 meters höjd. Vid denna höjd är ytan med bra vindlägen ungefär tio gånger så stor som den vid 100 meters höjd och dessutom finns det betydligt fler områden med goda vindlägen i elområde 3. I framtiden, när verken är ännu högre, skulle kartan förmodligen ritas om igen. Det betyder att vindkraftspotentialen kommer att behöva ses över och omvärderas i takt med teknikutvecklingen.

Behov av utförligare analys av konflikter med olika intressen

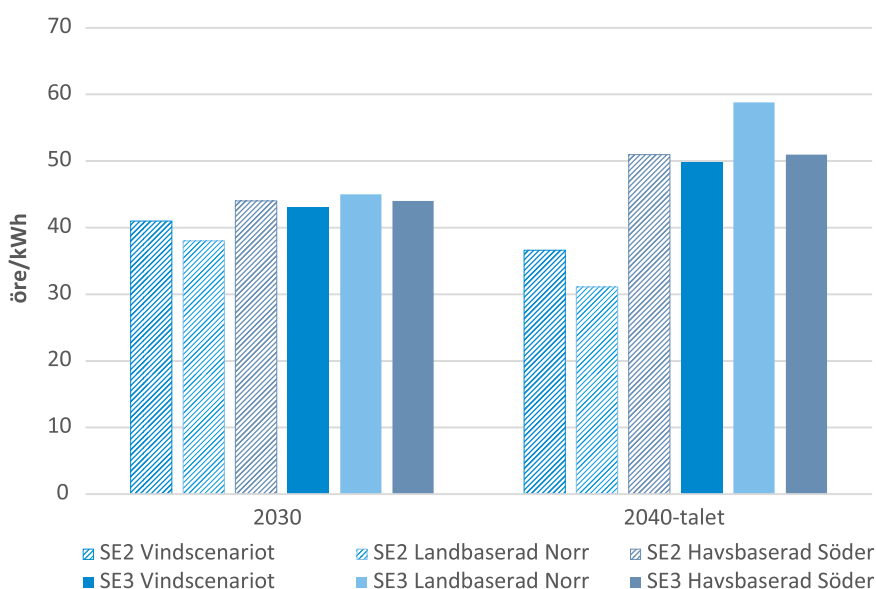
För att få en bättre bild av förutsättningarna för att uppnå olika utbyggnadsalternativ behöver en utförligare geografisk analys av konflikterna mellan olika intressen utföras. En sådan analys kommer att utföras inom ramen för den nationella vindstrategin för hållbar vindkraftsutbyggnad, som Energimyndigheten och Naturvårdsverket kommer att arbeta med under 2019 och 2020¹⁹. I denna rapport används dock dessa scenarier vidare som känslighetsanalyser för bland annat lönsamhet mm.

¹⁹ Beslut 2018-01-31, Samverkansåtgärd inom Miljömålsrådet om hållbar vindkraftsutbyggnad, dnr 2016-2573

2.4 Lönsamhetsbedömning

Historiskt har utbyggnaden av vindkraft i stort varit beroende av stöd. Nu bedöms dock framför allt landbaserad vindkraft kunna byggas utan stöd. Men att skatta både framtidens elpris och produktionskostnad för vindkraft innehåller många osäkerhetsfaktorer som bland annat beskrevs i delrapport 1. Resultatet från de olika scenarier som modellerats visar på en mycket stor skillnad i elpris beroende på de olika antaganden som gjorts och framför allt olika tekniker.

I Figur 8 visas resultat för det erhållna genomsnittliga priset för vindkraft i de olika scenarierna i två elområden med samma antaganden i övrigt. Priserna ska ses som indikativa och inte vad som är den mest sannolika intäkten. Enkelt uttryckt medför en stor utbyggnad i ett visst elområde att intäkterna minskar betydande. I elområde 3 kompenseras dock detta av en hög efterfrågan på el vilket gör att det erhållna priset ändå är betydligt högre än i elområde 2.



Figur 8. Det genomsnittliga erhållna elpriset för vindkraft elområde 3 (SE3) och 2 (SE2)

Landbaserad vindkraft

Gällande lönsamheten så är ett enkelt antagande att landbaserad vindkraft, förutsatt fortsatt tillgång på goda vindlägen, i framtiden kommer att kosta mellan 20–40 öre per kWh. Med detta antagande kommer landbaserad vindkraft troligen vara lönsamt i elområde 3 och 4 i samtliga scenarier medan det i norr finns större sannolikhet för olönsamhet speciellt i scenariot med mer vindkraft i norr.

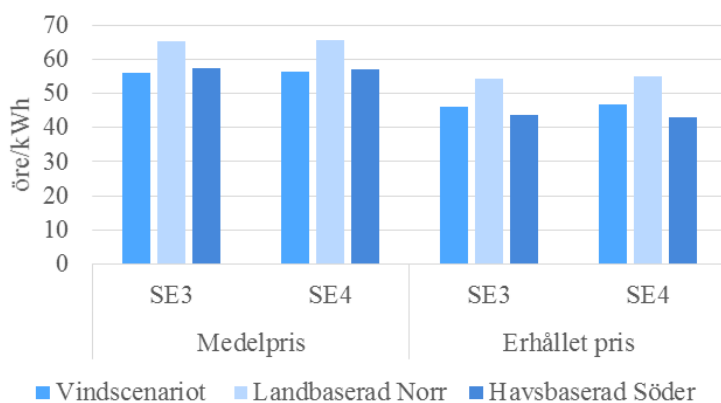
Det är dock viktigt att förstå att dynamiken i elsystemet och elpriset beror just på en rad olika faktorer. Ett lägre elpris och säkrare tillgång till el kan locka fler industrier och stora elanvändare till norr, vilket till viss del redan sker idag. Den ganska stora pris-skillnaden mellan norra och södra Sverige medför å andra sidan starka incitament för fler överföringsförbindelser. Båda dessa utvecklingar jämnar ut elpriset och ökar intäkterna för vindkraft i norra Sverige vilket diskuteras mer under avsnitt 7.1.

Vidare fundering: Vad menas med erhållet elpris och är det ett statistiskt tillstånd?

För ett elområde kan ett årligt genomsnittligt elpris beräknas. Detta pris avspeglar dock inte vilken intäkt *ett specifikt kraftverk* får i genomsnitt under ett år då de producerar olika mycket vid olika tillfällen och vid olika elpriser. I stället kan produktionen multipliceras med elpriser för varje timme och summeras för att sedan delas med den totala produktionen. Då fås ett *erhållet genomsnittligt elpris* för ett specifikt kraftslag i ett specifikt elområde. I våra scenarier får sol och vind ett lägre erhållet elpris än det genomsnittliga elpriset medan kraftvärme och vattenkraft får ett högre. I rapporten används detta för att bedöma lönsamhet och andra kostnader men det är då viktigt att tänka på att ökad flexibilitet i elsystemet jämnar ut elpriset och minskar skillnaden mellan erhållet pris och genomsnittligt elpris. Detsamma gäller en utveckling mot mer systemvänlig elproduktion, till exempel vindkraft som har högre fullasttimmar och/eller kan producera vid lägre vindhastigheter.

Havsbaserad vindkraft

Det erhållna priset för havsbaserad vindkraft illustreras i Figur 9 med att titta på de två södra elområdena SE3 och SE4. Den stora mängden havsbaserad vindkraft som finns och bedöms byggas i närliggande länder gör att intäkterna (erhållna priset) är betydande lägre i SE4 jämfört med medelspotpriset även om det byggs relativt lite havsbaserad vindkraft, så som i *vindscenariot*. Havsbaserad vindkraft har idag en produktionskostnad på runt 60 öre per kWh men förväntas sjunka till mellan 30–50 öre per kWh mot 2040-talet. Med sådana produktionskostnader ökar sannolikheten för att havsbaserad vindkraft är lönsamt i framtiden.



Figur 9. Det erhållna genomsnittliga elpriset för havsbaserad vindkraft i SE3 och SE4 jämfört med det genomsnittliga elpriset för de tre olika *vindkraftsscenarierna*

Vidare fundering: Vad kostar landbaserad vindkraft i framtiden?

Med så mycket vindkraft som i detta scenario får framtidens produktionskostnad stor inverkan på resultat och slutsatser i den här studien. Idag bedöms vindkraft kosta cirka 35 öre per kWh. Vissa faktorer kan i framtiden påverka kostnaden uppåt så som att de bästa vindkraftsajterna redan nyttjats, ökad ränta, systemkostnad (ex anslutningskostnad eller balanskostnad) eller materialkostnad. De två sistnämnda faktorerna kan så klart också minska i kostnad.

Teknikutveckling och effektivare verk med högre höjd och större rotorerna bedöms exempelvis av IEA²⁰ innebära en sjunkande produktionskostnad. När vi vägde samman alla dessa faktorer i exempelvis kontrollstation för elcertifikat 2017²¹ uppskattade vi att den sammantagna produktionskostnadsminskningen fram till år 2030 blir relativt blygsam.

Idag sker en snabbare teknikutveckling än vad vi såg för några år sedan och vad den kommer innebära konkret är svårare att bedöma. Högre verk öppnar exempelvis upp för vindkraft på platser som tidigare bedömts som ej lämpliga för vindkraft. Vi ser därför inte på samma sätt att vi redan utnyttjat de bästa platserna för vindkraft. Å andra sidan är det inte självklart att vindkraft får tillstånd att bygga i bra vindlägen eller med önskad höjd. Vad kostnaden blir i framtiden är alltså förenat med många osäkerhetsfaktorer men vår bedömning i den här rapporten är att det finns möjlighet att bygga ut vindkraften i detta scenario för mellan 20 och 40 öre per kWh.

2.5 Miljö och resurseffektivitet

Den totala miljöpåverkan ur ett livscykelperspektiv för *vindkraftsscenarierna* är lägre än för *sol-* och *kraftvärmescenariot*. Skillnaderna i total miljöpåverkan mellan de olika förnybara scenarierna är dock inte så stor, särskilt inte i jämförelse med ett scenario med en högre andel fossila bränslen. Detta diskuteras mer i avsnitt 7.3 och 8.2. I det här scenariot kommer 90 TWh vindkraft att byggas ut och för att hantera konflikter mellan olika miljömål är det av vikt att kunna väga den lokala miljöpåverkan som vindkraft orsakar mot nyttan den gör från lokal till global nivå.

Placeringen av vindkraft spelar roll

Vindkraftens geografiska placering har betydelse för dess potentiella miljöpåverkan. En ökad utbyggnad av vindkraft i norr kan innebära att vindkraftsetableringar sker i anslutning till formellt skyddade fjällmiljöer där det finns goda vindlägen. Det kan störa känsliga fjällmiljöer och även påverka det rörliga friluftslivet negativt. Norra Sverige är glesbebyggt vilket innebär att utbyggnad av vindkraft sannolikt kräver en större utbyggnad av annan infrastruktur såsom vägar och elnät jämfört med en ökad utbyggnad i mer tätbebyggda områden. Anläggning av både vägar och elnät ökar fragmenteringen av landskapen vilket kan leda till en minskad biologisk mångfald och bidra till att rekreativvärden för människor försvinner. Ledningsgator kan dock ha en positiv betydelse för vissa hotade växt- och djurarter som är beroende av öppna ängs- och hagmarker.

²⁰ IEA Wind Task 26

²¹ *Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet – En delredovisning*, s41 – 47, ER 2016:09, 2016,

Något lägre miljöpåverkan från havsbaserad vindkraft

Scenariot med större utbyggnad i söder innebär att en större del av vindkraften kommer att byggas till havs. Havsbaserad vindkrafts direkta miljöpåverkan i drift liknar den för landbaserad. En fördel är att negativ påverkan på människors livsmiljö kan undvikas. Behovet av att anlägga vägar minskar även i fallet med en högre andel havsbaserad vindkraft. I anläggningsfasen sker arbeten i form av muddring och pålning vilket påverkar djur- och växtliv på havsbotten negativt under en kort period. Placering av fundament på havsbotten kan dock ha en positiv effekt på marina organismer på lång sikt genom den så kallade ”reffeekten”.

Tillverkning- och byggnation kräver mest resurser

Ur ett resurseffektivitetsperspektiv så sker den största miljöbelastningen för vindkraft i tillverknings- och byggnadsfasen. I många fall sker tillverkningen utomlands och miljöpåverkan beror av tillverkningsland och metoder. Många vindkraftverk använder också sällsynta jordartsmetaller som det på sikt kan komma att bli brist på. För havsbaserad vindkraft är energiåtgången och utsläppen större i anläggningsfasen då det krävs kraftigare förankring med fundament i djupt vatten. Miljöpåverkan kan dock skilja sig åt mellan vilka typer av fundament som används.

Utveckling mot större verk ger en lägre miljöpåverkan

Verkens höjd och vindlägen kommer att påverka hur många vindkraftverk som kommer att behöva byggas i respektive scenario. Utvecklingen av vindkraft går mot allt större verk vilket ger en möjlighet till att bygga resurseffektivt givet att tillstånd ges för att bygga höga verk. Detta leder till en minskad miljöpåverkan och resursåtgång i ett systemperspektiv. Dessutom ger sådana vindkraftverk ett minskat behov av flexibilitet vilket därmed ger minskad resursåtgång ur ett systemperspektiv. Detta kan dock innebära att enskilda verk kan få en större miljöpåverkan exempelvis genom att de då blir högre, kan synas och hörs mer och möjligen behöva placeras i områden med fler andra markanspråk. Generellt byggs större vindkraftverk till havs och där finns också något bättre vindlägen.

Scenariot med en större andel vindkraft i norr kommer sannolikt ha den största miljöpåverkan ur ett totalt resurseffektivitetsperspektiv då det kommer medföra en ökad utbyggnad av annan infrastruktur som elnät och vägar. För transmissionssystemet är det generellt materialfasen med utvinning av råvaror och produktion av material samt byggnationsfasen med avverkning, anläggning och materialtransport som står för den största resurs- och materialåtgången.

2.6 Hur påverkas elsystemet?

Samtliga scenarier innehåller en stor mängd vindkraft vilket också innebär att de delvis har liknande egenskaper. I det här avsnittet visas på några karakteristiska egenskaper för ett scenario med mycket vindkraft, fler modellresultat hittas i kapitel 5.

Ökad variabilitet på flerdygnsskalan

I avsnitt 5.1 visas att karakteristiskt för *vindscenariot* är att behovet av balansering på flerdygnsskala, alltså variationer över flera veckor, ökar mest i jämförelse med idag. Det stämmer överens med andra studier som visat att vindkraftens dominerade variabilitet

uppträder på medellång sikt²². Det innebär t.ex. att en utmaning i ett system med mycket vindkraft kan bli sammanhängande perioder med låg vindelproduktion, vilket Figur 23 visar ett exempel på.

Det är tydligt att vi i vår modell i större utsträckning än idag använder import och export för att hantera balanseringen av produktion och efterfrågan. Det gäller på alla de tre studerade tidsskalorna från dygn till säsong. Vattenkraften står fortfarande för en väldigt stor del av reglerbidraget men kan inte ensam hantera balanseringen på samma sätt som idag, vilket visas i Figur 22.

Lägre effekttillgänglighet ger försämrade statistiska effektbalans

Den statistiska effektbalansen försämrades kraftigt jämfört med idag i *vindscenariot*, se Figur 24. Det är inte förvånande med tanke på att vindkraften har en lägre effekttillgänglighet än kärnkraften som har försvunnit ur systemet. Den statistiska effektbalansen är dock bara en ögonblicksbild där t.ex. möjligheten till import inte tas i beaktande. I ett allt mer sammankopplat europeiskt elsystem med mer variabel elproduktion är det också mer intressant med sannolikhetsbaserade beräkningar av effekttillräckligheten. I en sannolikhetsbaserad beräkning simuleras flera år och slumpmässiga drifttillstånd för att utvärdera sannolikheten för effektbrist.

Fåtal timmar där efterfrågan inte kan mötas

En annan indikator på effekttillräckligheten är antalet knapphetspriser som uppträder i modellen, alltså antal timmar som det i modellen inte finns tillräcklig kapacitet i produktion eller nät för att möta efterfrågan på el. I *vindscenariot* ser vi att det i modellen uppträder knapphetspriser åtta timmar under året och att huvudsaken av dessa sker i elområde 4, se Tabell 3. Detta är en indikation på att det finns ett ökat behov av flexibilitet i elsystemet för att möta dessa situationer.

Stora prisskillnader mellan norra och södra Sverige

En stor andel av vindkraften byggs i våra scenarier i norra Sverige vilket ger upphov till stora prisskillnader mellan norra Sverige (SE1/SE2) och södra Sverige (SE3/SE4). Det blir särskilt tydligt i scenariot *landbaserad norr*, där en större koncentration av vindkraften har skett i norra Sverige, vilket kan ses i Figur 27. Prisskillnaderna indikerar ett ökat behov av utbyggnad av stamnät utöver den utbyggnad som redan har antagits i modellen.

Etablering av ny elanvändning i norra Sverige skulle kunna ge andra möjligheter

Datacenter och nya elintensiva fabriker, exempelvis för batteritillverkning, kan leda till ett ökat elbehov i framtiden. Även teknikskiften inom andra industrisektorer så som cementtillverkning och stålindustrin skulle kunna innebära en avsevärt högre elanvändning än idag. Skulle exempelvis den teknik som testas inom stålindustrins initiativ HYBRIT införas i stor skala bedömer branschen att elanvändningen kommer att öka med åtminstone 15 TWh till 2040²³. Var i elsystemet så stora enskilda tillskott av ny elanvändning ansluts kan påverka resultaten av olika scenarier för var vindkraften byggs. Exempelvis skulle en ökad etablering av stora elanvändare i norr kunna ge

²² J. Olausson, "Scenarios and time series of future wind power production in Sweden," 2015.

²³ Jernkontoret, *Klimatfärdplan – För en fossilfri och konkurrenskraftig stålindustri i Sverige*, 2018, s. 5.

andra förutsättningar för en större utbyggnad av vindkraft där genom att öka efterfrågan och på så sätt påverka elpriserna. HYBRIT bygger också på att vätgas tillverkas med el vilket är en potentiell källa för flexibilitet.

2.7 Teknikutveckling ger nya möjligheter

Det finns inget som talar för att gränsen är nådd för den tekniska utvecklingen mot större, effektivare och billigare vindkraftverk. Det handlar sannolikt inte om några radikala utvecklingssteg, såvida inte utvecklingen inom något av de alternativa teknikspåren inom vindkraftsområdet plötsligt tar fart. Det bedöms osannolikt att någon sådan ny teknik skulle få en avgörande betydelse i tidsperspektivet 2040-talet. Det kommer därför handla om fortsatt stegvis utveckling av den etablerade vindkraftstekniken. Men även en stegvis utveckling ger stora resultat över tid vilket vindkraftens historiska utveckling har visat.

De största tekniska landvinningarna inom vindkraftsområdet kan förmodligen väntas inom området havsbaserad vindkraft. Det är här många länder och företag fokuserar sina forsknings och innovationsinsatser och utvecklingen har tagit stora steg på senare år.

Ökat fokus på att höja värdet av den producerade elen

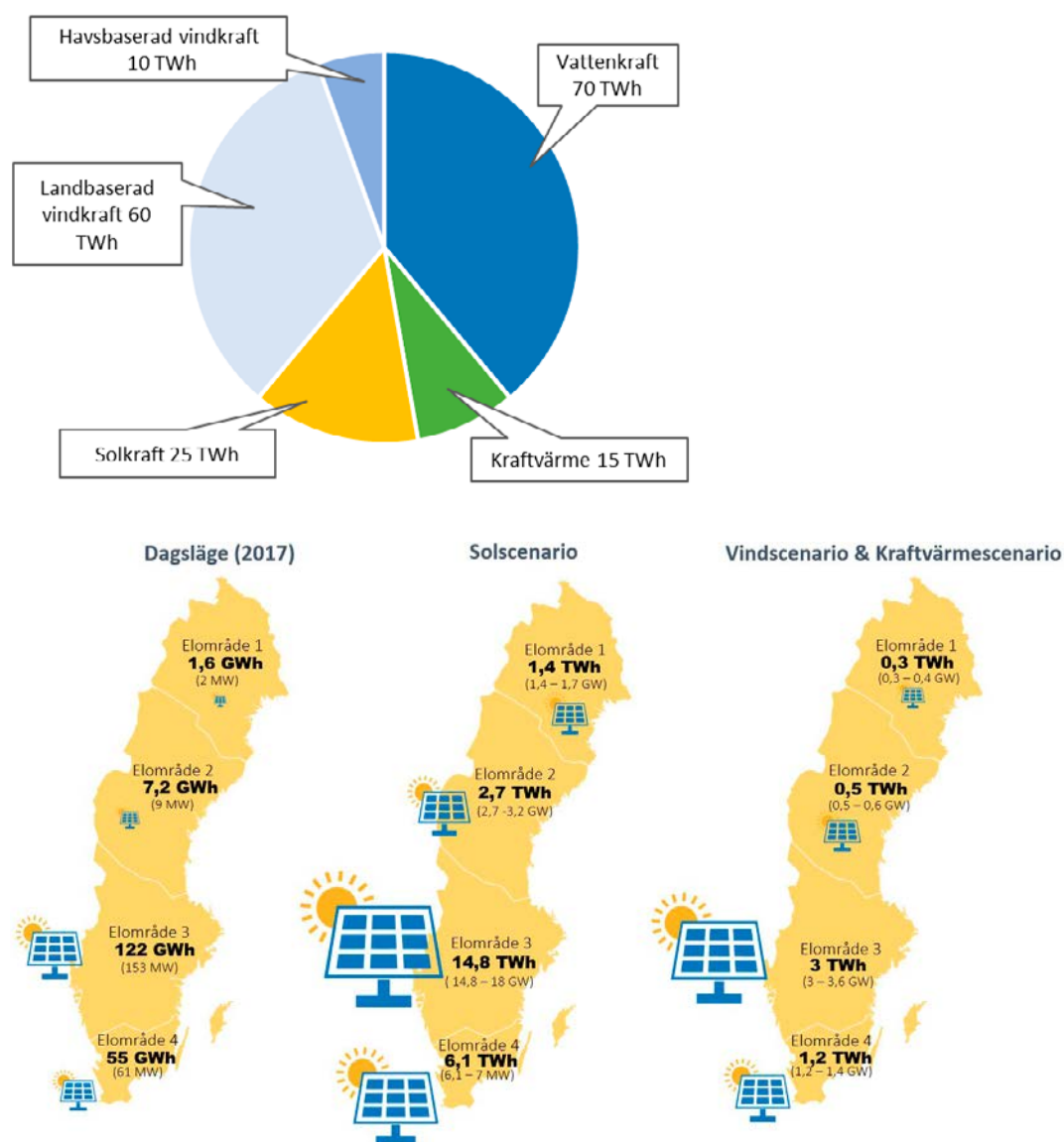
Som nämndes tidigare så skiftar nu fokus allt mer mot utvecklingsinsatser som istället ökar värdet på den producerade elen. Det handlar dels om utveckling av teknisk funktionalitet och styrning i vindkraftverken som gör att de kan bidra med andra systemtjänster till elsystemet så som frekvenshållning, spänningsstabilitet och primärreglering. Det handlar också om samverkan med olika sorters lösningar för att lagra el (t.ex. batterier), producera andra energibärare (t.ex. gas eller värme), eller andra produkter som kan ge den producerade elen ett större värde än vad som erbjuds på elmarknaden vid den aktuella tidpunkten.

Fortsatt hög konkurrenskraft är att vänta

Landbaserad vindkraft är idag den mest kostnadseffektiva elproduktionstekniken för utbyggnad av ny produktion i det svenska systemet, även om havsbaserad vindkraft och solceller har relativt snabbare kostnadsminskningar. Tillsammans med de andra faktorer som påverkar möjligheterna till att bygga landbaserad vindkraft så kan denna relativa kostnadsutveckling påverka intresset för att investera i den ena eller andra produktionstekniken. Det är också möjligt att tänka sig mer radikala utvecklingssteg inom andra produktionstekniker. Sammantaget bedöms det dock sannolikt att bilden består i alla fall i tidsperspektivet fram till 2040-talet. Energimyndigheten bedömer alltså att det finns väldigt få argument i den förväntade tekniska utvecklingen som talar emot den landbaserade vindkraftens fortsatta konkurrenskraft.

3 Mer solelproduktion

I det här scenariot står elproduktion från sol i fokus. Fortfarande finns mycket vind men produktionen från solkraft är 25 TWh årligen vilket motsvarar cirka 14 procent av elproduktionen och drygt 40 procent av den installerad effekten.



Figur 10. Elmix i scenariot och fördelningen av sol i olika elområden

3.1 Vika drivkrafter har fått oss att nå hit?

Allt tyder på att vi på 2040-talet kommer ha en större andel solelproduktion än dagens nivå. Drivkrafter så som sjunkande priser, starkt folkligt stöd, korta ledtider, tillgång till ytor med lågt alternativvärde och ett intresse att främja lokal och småskalig elproduktion talar alla för det.

Samtidigt gör Sveriges förutsättningar med relativt låg årlig solinstrålning och låg efterfrågan på el under sommaren, som medför låga elpriser då solceller producerar som mest, att solcellstekniken tar längre tid på sig att bli konkurrenskraftig utan stöd här. Utmaningen förstärks ytterligare vid höga nivåer av elproduktion från solceller då produktionen också påverkar elpriserna nedåt. Allt annat lika är det alltså troligt att någon typ av styrmedel krävs för att uppnå det elsystem med 25 TWh elproduktion från solceller som beskrivs i det här scenariot. Alternativt att investeringar görs med andra primära drivkrafter än att få ekonomi i elförsäljningen.

Nyckeltal i korthet

25 TWh solel innebär ungefär:

- 25–30 GW
- cirka 3 kW per invånare
- 200 km² solpaneler
- Motsvarande cirka:
 - 5 milj. anläggningar à 5 kW (typiskt på mindre tak), eller
 - 350 000 anläggningar à 70 kW (typiskt på större tak), eller
 - 3 500 parker à 7 MW

Solceller fortsätter att minska i kostnad

Solcellstekniken är i sig ingen ny teknik men utvecklingen har gått fort från nisch-applikationer i rymden till att idag vara en konkurrenskraftig teknik för storskalig förnybar elproduktion. Utvecklingen fortsätter och snart väntas solel vara det billigaste elproduktionsalternativet på många platser i världen. Stora kostnadsminskningar både för de typer av kiselceller som dominerar marknaden idag och för nya tekniker skulle kunna göra solcellsanläggningar till ett billigare alternativ relativt andra produktionslag även i Sverige. Inte bara för elproduktion utan även exempelvis som fasad- och takmaterial.

Delaktighet i omställningen kan vara en viktig drivkraft

Trots det är det ändå troligt att någon typ av styrmedel skulle behövas för att nå så mycket som 25 TWh elproduktion från solceller fram till 2040-talet. Stöd har hittills varit en av de viktiga drivkrafterna i den globala solcellsutbyggnaden, likt i ett tidigare skede för vindkraften. Regeringen anger också i kommittédirektivet till en utredning om bland annat småskalig elproduktion²⁴ att ett motiv till fortsatt stöd till lokal förnybar elproduktion är att de ser ett värde i ökad möjlighet för delaktighet i energiomställningen för småskaliga aktörer. Dessa tongångar ligger också i linje med EU:s Direktiv om förnybar energi och Energi Unionen²⁵. I direktivet betonas nyttan med egenanvändare av förnybar energi och det framgår att hushåll som vill producera sin egen förnybara

²⁴ Kommittédirektiv 2017:77, Utredning om hinder för energieffektivisering och småskalig elproduktion och lagring för mindre aktörer, beslutad av regeringen 29 juni 2017.

²⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

energi, t.ex. genom solpaneler på taket, bör stöttas genom att de till stor del bör slippa avgifter och skatter på användningen av energi som de producerat själva.

Solceller kan bli en naturlig del av den byggda miljön

Solceller är en modulär och anpassningsbar teknik och det finns olika lösningar som har varierande egenskaper både i utseende och funktion. Det ger goda möjligheter att integrera solceller i den byggda miljön och inte bara genom placering utanpå olika strukturer utan även genom att ersätta befintliga byggmaterial (t.ex. tak eller fasadmaterial) med motsvarande material som också är solcellsmoduler. Solceller har på så vis förutsättningarna att direkt kopplas samman med systemen där vi också använder elen.

Solel kan utvecklas tillsammans med nya lösningar för lokal optimering

Elsystemet blir allt mer komplext och sammanlänkat med andra delar av energisystemet (t.ex. värme- och transportsystemen). Det har sedan en tid också varit fokus på samverkan mellan elanvändning och produktion och olika möjligheter att påverka och styra för att optimera systemet. Tillsammans med de möjligheter som digitaliseringen, utvecklingen inom energilagring och nya energitjänster erbjuder så utvecklas olika lösningar så att lokala och regionala energisystem kan ställa om till helt fossilfria energisystem. Lokal elproduktion kommer in som ett naturligt inslag i denna utveckling. Dels genom sitt bidrag till förnybar el direkt in i det lokala systemet men också för att det blir en ytterligare naturlig parameter att lägga till för den som vill optimera ett lokalt energisystem oavsett om det är en fastighetsägare eller en stadsdel/samhälle. Detta kommer sannolikt att vara en stark drivkraft för utvecklingen av mer lokal elproduktion i form av solceller.

3.2 Förutsättningar för 25 TWh solel

Utbyggnaden av solceller i Sverige har hittills i stor utsträckning skett på tak, men också i mindre utsträckning i form av större solcellsparkar på mark. Det finns även exempel på solceller som har installerats på väggar och byggnadsintegrerade solceller på fasader.

Takytor utgör ingen begräsning...

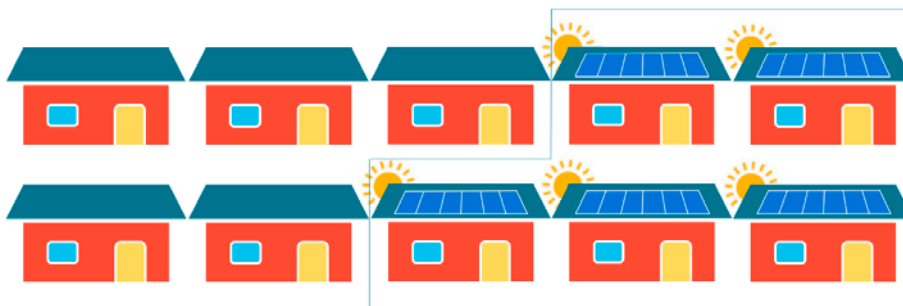
Om utbyggnaden till 25 TWh uteslutande sker med takbaserade solceller innebär det att en total takyta om cirka 200 kvadratkilometer kommer täckas med solceller²⁶. Detta utgör runt 15 procent av den totala takytan i landet och innebär att runt hälften av alla byggnader kommer ha solceller på sina tak²⁷. För *vindscenariot*, med 5 TWh solel är motsvarande siffror tre procent respektive var tionde byggnad. Behovet av takyta bedöms i flera tidigare studier²⁸ vara betydligt lägre än vad som finns tillgängligt och är lämpligt

²⁶ Specifik elproduktion per elområde baseras på rapporten *Teknisk-ekonomisk kostnadsbedömning av solceller i Sverige* av Profu (mellan 974 till 1 075 kWh per kW vid orientering mot syd och optimal lutning) och solcellernas yta sätts till sju kvadratmeter per installerad kW (*Energimyndigheten 2018*).

²⁷ Ungefär 29 procent av total takyta är lämplig att bygga på utifrån hänsyn taget till orientering och skuggning (skuggning från t ex skorstenar, ventilationsrör, träd, andra byggnader, andra solceller samt kantförluster).

²⁸ Profu, *Teknisk-ekonomisk kostnadsbedömning av solceller i Sverige*, 2018.

för solceller. Ytbehovet är konservativt räknat utifrån de solceller som finns på marknaden²⁹ idag och kommer med säkerhet att minska i framtiden med teknisk utveckling.



Figur 11. I *solscenariot* kommer runt hälften av alla byggnader ha solceller på taken förutsatt att utbyggnaden i stor utsträckning sker på tak.

...men solceller vid enbart nybyggnation är inte tillräckligt

Våra beräkningar är baserade på dagens byggnadsbestånd, men det sker även nybyggnation. Utifrån nuvarande nybyggnadstakt och samma antaganden som i beräkningen ovan skulle solceller på alla nya byggnader kunna utgöra cirka 30 procent av solelproduktionen i detta scenario³⁰. En fördel med att planera med solceller redan från början vid byggnation är att såväl det lokala elnätet som byggnaden kan anpassas från start för att bättre klara av elproduktionen. Det innebär dessutom i regel en lägre arbetskostnad för solcellsanläggningen.

Solcellsparkar tar mer mark i anspråk

Om istället all framtida utbyggnad sker på mark i form av solcellsparkar innebär det att en yta motsvarande ungefär 2,5 procent av Öland (0,04 procent av Sveriges yta) behövs. Det bedöms inte vara något problem att hitta denna mark i Sverige. Det finns stora arealer med lågt alternativvärde som skulle kunna användas³¹. Skulle utbyggnaden i stor utsträckning ske i form av solcellsparkar är det dock möjligt att frågor om acceptans skulle påverka var utbyggnaden sker. För anläggningar på byggnader eller på i övrigt obrukbar mark där det snarare handlar om att utnyttja oanvänd yta kan den höga acceptansen och intresset dock snarare verka som en drivkraft än ett hinder i utbyggnaden.

Sannolikt kommer utbyggnaden ske i en kombination mellan takbaserade solceller och solcellsparkar. Anläggningar på tak som täcker det egna behovet ses idag som mer lönsamma (se vidare avsnitt 3.3) och således kan det väntas vara den produktion som växer framöver, men även solcellsparkar byggs ut. Idag återfinns endast några procent av installerad kapacitet i solcellsparkar på mark. Samtidigt är utbyggnaden tätt sammankopplad med ramvillkor och ändras dessa kan utbyggnaden snabbt ändra karaktär, se faktaruta nedan.

²⁹ Beräknat med 15 procent verkningsgrad

³⁰ Antaganden om nybyggnadstakt utifrån beräknad ökning av antal lägenheter på cirka 15 procent.

³¹ Se resonemang i delrapport 1.

Vidare fundering: Solelsproduktion i små anläggningar på tak eller som större solcellsparker på mark?

Solcellstekniken fungerar på samma sätt i liten och stor skala. Därmed finns stor spridning i vilka aktörer som kan investera och deras drivkrafter varierar. Elproduktion för försäljning från större solcellsparker och elproduktion för i huvudsak eget bruk i det egna småhuset kan ses som två extremfall. Investeringslogiken i det tidigare fallet bör vara enkel. Förväntas elförsäljning ge ett högre pris än produktionskostnaden inklusive avkastningskrav är investeringen lönsam. I småhusfallet blir även möjligheten att ersätta köpt el relevant för lönsamhetskalkylen. Ekonomi är för den här gruppen ofta den främsta, men inte enda drivkraften. Exempelvis är även miljöskäl och en vilja att producera el för egen användning drivkrafter som ofta nämns³². Här ser även avkastningskraven ofta annorlunda ut.

Givet de olika förutsättningarna kommer utformning av regelverk och styrmedel troligen ha stor påverkan på hur utbyggnaden av solcellsanläggningar kommer att se ut. Det handlar naturligtvis om hur ekonomiska styrmedel påverkar, men även om regelverk utan uppenbar koppling till solet. Exempelvis är en fråga som blir vanligare bland solcellsköpare möjligheten att överföra el mellan närliggande byggnader för att nyttja goda taklägen. Inom ramen för dagens lagstiftning är det inte möjligt.

Varannan villa kommer att ha solceller

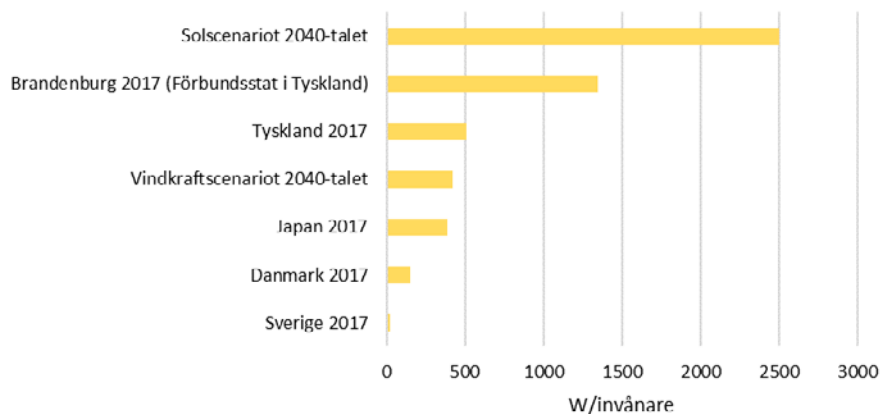
Hur kommer det då se ut i Sverige på 2040-talet med en kraftig utbyggnad av solceller? I ett typiskt villaområde i *solscenariot* kommer någonstans runt varannan byggnad ha solceller på taken om en stor del av utbyggnaden sker på tak. Här och var kommer större solcellsparker bli en del av landskapsbilden. I början av 2018 hade Sverige 23 W solet installerad per invånare, betydligt lägre än exempelvis Tyskland, Japan och vårt grannland Danmark, se Figur 12³³.

I ett scenario med 5 TWh solet kommer det att finnas lite färre installerade solceller per invånare i Sverige än det finns i Tyskland idag. Samtidigt är Tysklands landyta ungefär 20 procent mindre än Sveriges, men där producerades 41 TWh solet år 2017. Runt åtta gånger mer än de 5 TWh som produceras i *vindscenariot* och 64 procent mer än 25 TWh i *solscenariot*. I *solscenariot* kommer cirka 2 500 Watt per invånare vara installerat³⁴. Noterbart är dock att många länder har mycket ambitiösa planer för utbyggnad av solelsproduktion och installerad kapacitet per invånare i *solscenariot* kommer knappast att sticka ut i en global jämförelse år 2045.

³² Se exempelvis Palm, J. (2018) *Household installation of solar panels – Motives and barriers in a 10-year perspective*.

³³ International Energy Agency, *Trends 2018 in Photovoltaic Applications*, 2018.

³⁴ En någorlunda jämförbar region med hög grad installerade solceller är förbundsstaten Brandenburg i Nordöstra Tyskland med 1 349 Watt per invånare år 2017, se Agentur für Erneubare Energien *Bundesländer-Übersicht zu Erneubaren Energien*, 2018.

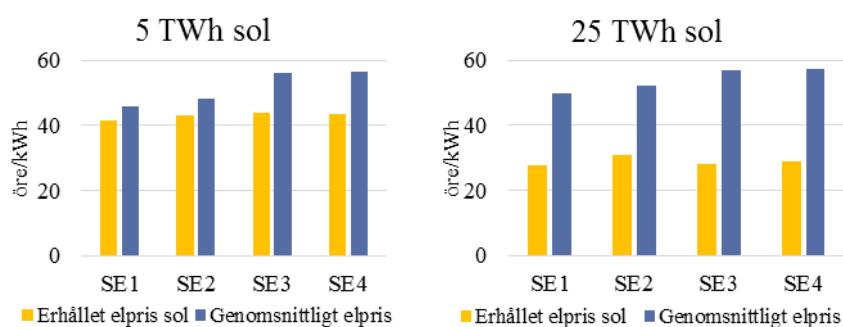


Figur 12. Installerad solcellseffekt per invånare för Sverige, Japan, Tyskland och Brandenburg (förbundsstat i Tyskland), för *vindscenariot* och *solscenariot*

Värt att notera när det gäller drivkrafter för en storskalig utbyggnad av solceller är att led-tiderna för solcellsinstallationer är mycket kortare än för andra kraftslag³⁵. Det gör att det finns en annan flexibilitet i utbyggnaden av solceller, även om det naturligtvis förutsätter faktorer som en fungerande installatörsmarknad.

3.3 Lönsamhetsbedömning

Precis som i fallet med vindkraft påverkas lönsamheten för solceller av hur mycket som byggs ut. Solkraft har dock en betydligt högre påverkan på det erhållna priset än vad vindkraft har, vilket visas i Figur 13. Med 5 TWh solceller erhåller producenter av solceller i genomsnitt 5–13 öre per kWh mindre än det genomsnittliga spotpriset på el. Vid 25 TWh ligger det i stället på mellan 22–30 öre per kWh. Skälet till detta är att produktionsprofilen från solceller är mycket större utsträckning än den från vindkraft skiljer sig från elbehovet i Sverige och Norden. Sannolikt kommer det inte att vara lönsamt med 25 TWh solceller utan stöd.



Figur 13. Erhållet elpris samt genomsnittligt elpris vid 5 respektive 25 TWh solkraft

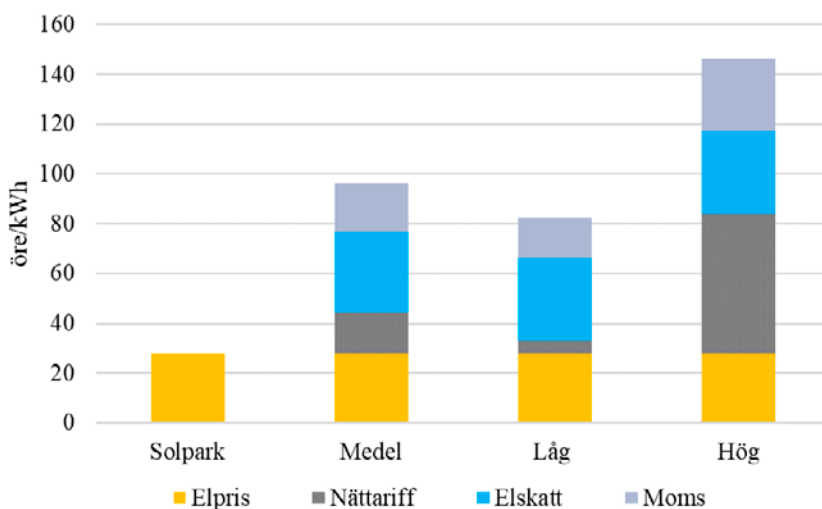
³⁵ Se delrapport 1.

För egenanvändning av el tillkommer andra intäkter

I praktiken är lönsamheten för solcell dock mer komplex än för vindkraft. Det är i princip bara en solcellspark som direkt går att jämföra med det erhållna spotpriset som intäkt. Vad gäller takanläggningar som producerar delar av el till den egna byggnaden undviks rörliga nättariffer, energiskatt och moms som annars tillkommer el som handlas från elleverantörer. I Figur 14 visas skillnaden mellan den elpris som undviks i olika nätområden (med olika rörliga nättariffer). Det visar att med dagens perspektiv kommer det vara mycket mer lönsamt med solceller i vissa nätområden jämfört med andra.

Den höga produktionskostnaden kommer minska betydligt

I regel är produktionskostnaden lägre för solcellsparkar än för anläggningar på tak genom storskaligheten och en annorlunda installation. I en pilotstudie från 2017 beräknade Energimyndigheten en produktionskostnad för solcellsanläggningar på större tak till 100 öre per kWh och till 86 öre per kWh för parker³⁶. Det ger en uppfattning om produktionskostnadernas storleksordning, men ska inte tolkas som dagens kostnader då studien baseras på ett begränsat underlag och kostnaderna troligen minskat något idag. I slutet av 2018 slopade exempelvis EU skyddstullar som tidigare gällt på solceller och solcellsmoduler från Kina vilket bedöms ge minskande priser på den europeiska marknaden³⁷. Med dagens snabba teknikutveckling är det troligt att produktionskostnaderna kommer minska med två tredjedelar fram till 2040-talet (läs mer under avsnitt 3.6).



Figur 14. Undvikten kostnad för egenproducerad solcell på 2040-talet med exempel på olika rörliga nätkostnader från idag

³⁶ Energimyndigheten, *Produktionskostnader för el från el från solceller i Sverige*. 2017.

³⁷ European Commission, <http://trade.ec.europa.eu/doclib/press/index.cfm?id=1904> (2018). Svensk solenergi, <https://www.svensksolenergi.se/nyheter/nyheter-2018/eu-tullar-pa-solceller-och-moduler-fran-kin-a-avskaffas> (2018).

Vidare fundering: Kommer solexproduktion betraktas som egenanvändning i framtiden?

Med dagens ramvillkor för solex genererar mindre takanläggningar intäkter för ägaren både vid försäljning av el och genom att solexen minskar behovet av inköpt el. Energiskatt och den rörliga delen av elnätspriset undviks då. Men vid en så omfattande utbyggnad som 25 TWh el kommer Sverige exportera en mycket stor del av elproduktionen vid hög solinstrålning. Med ett antagande om att 70 procent av solcellerna är takmonterade och att dessa använder hälften av elproduktionen själv kommer då 9 TWh el per år inte att beskattas eller belastas med rörliga nättariffer. Det är årligen cirka **4 miljarder** i utebliven skatt och ungefär lika mycket i nätkostnader som kommer att bekostas av andra elanvändare.

Eftersom de flesta solcellsägare fortfarande behöver tillgång till elnätet fullt ut under vintern kan detta leda till en omstrukturering av nättariffer. Det kan även medföra en omstrukturering av skatter då egenproduktion får en fördel jämfört med annan förnybar elproduktion utan att tillföra mer nytta.

3.4 Miljö och resurseffektivitet

Precis som vi konstaterade i *vindscenariot* föreligger ingen stor skillnad i miljöpåverkan mellan scenarierna och alla har en låg påverkan jämfört med exempelvis ett alternativ med mycket fossil elproduktion (se även avsnitt 7.3.2 och 8.2). Solceller har dock en större påverkan på miljön per producerad kWh jämfört med vindkraft bland annat på grund av en större resursåtgång per producerad kWh, vilken också blir större i Sverige som har lägre solinstrålning än länder söderut. Miljökonsekvenserna från solceller är främst kopplat till miljöpåverkan från tillverkningen, som sker i andra länder, och till återvinningen av solcellerna.

Liten konkurrens med alternativa markanspråk

Solceller har en låg direkt miljöpåverkan under själva driftfasen och om den huvudsakliga placeringen sker på tak så tar de ingen mark i anspråk. Om utvecklingen går mot anläggandet av större solcellsparker så kan detta innebära ett ökat markanvändningstryck. Placering av solcellsparker är relativt flexibel och löper därav mindre risk att konkurrera med alternativa markanspråk. Det ger också en möjlighet för lokaliseringar där behovet av ny infrastruktur, som nät och vägar, är lågt.

Störst påverkan vid tillverkningsfasen...

Den största miljöpåverkan från solceller sker under tillverkningsfasen då solceller innehåller material som är energikrävande att framställa och vissa material är även potentiellt toxiska. Då produktionsprocesserna är energikrävande beror växthusgasutsläppen till stor del på den energimix som används vid tillverkningen. Tunnsolceller kräver mindre energi i tillverkningen och mindre resurser totalt sett, men innehåller i många fall sällsynta och miljöskadliga material, exempelvis sällsynta jordartsmetaller eller kadmium. Kiselceller är mer energikrävande att tillverka och kräver mer resurser totalt sett.

...och utanför Sveriges gränser

Då de solceller som säljs i Sverige idag tillverkas utomlands sker den största miljöpåverkan utanför landets gränser. Hur stor miljöpåverkan är beror till stor del på tillverkningslandets energimix och miljölagstiftning. Solceller är den förnybara elproduktionsteknik som idag har de högsta miljöskadestandarderna per producerad kWh³⁸. Men teknikutvecklingen går mot materialbesparingar och minskad energianvändning i produktionen. I takt med omställningen till förnybar energi så minskar också miljöpåverkan som beror på energianvändningen.

Återvinning av solceller behöver ske med hänsyn till miljöpåverkan

Även återvinning av solceller är energikrävande och kan potentiellt ge upphov till miljöskadliga utsläpp om det sker på ett felaktigt sätt i länder som saknar lagstiftning för hantering av elektroniskt avfall. Ur ett svenskt perspektiv bedöms riskerna för miljöskadliga utsläpp från återvinningsfasen vara låg då hanteringen av elektroniskt avfall är väl reglerad via implementeringen av WEEE-direktivet³⁹ i svensk lagstiftning⁴⁰. Idag sker återvinningen av solceller i befintliga avfallsanläggningar vilket innebär en hög återvinningsgrad men de sällsynta och värdefulla material som förekommer i små mängder riskerar att missas. Då tillgången på material som sällsynta jordartsmetaller är begränsad är det viktigt att återvinna dem.

Detta scenario kommer medföra ett ökat flexibilitetsbehov jämfört med idag och jämfört med de andra scenarierna vilket också ger upphov till ytterligare miljöpåverkan. Detta diskuteras mer i kapitel 6.

Vidare fundering: Hur mycket yta tar förnybar el upp?

Om vi nöjer oss med att betrakta vindkraft och solceller så uppskattas ungefär 1 procent av Sveriges totala yta bli påverkat av utbyggnaden av förnybar el i de scenarier som finns i denna studie. Men det är en stor skillnad på hur ytan påverkas. Om vi bara betraktar själva produktionsenheten så är det bara någon promille av Sveriges yta som påverkas. Här tar solceller ungefär 15–40 gånger så mycket yta som ett vindkraftverk för samma mängd elproduktion. Beträktas även vägar och andra fasta konstruktioner så tar vindkraft upp ungefär lika mycket yta som solceller. Vindkraftverket tar dock upp en 20 gånger så stor yta där det uppstår begränsningar av andra aktiviteter. På ett tak har en solcellsanläggning i princip inget konkurrerande markanspråk.

En solcellspark kan påverka en något större yta då det krävs ett visst avstånd mellan moduler och inga konstruktioner får finnas i närhet som kan skugga parken. Ytan runt vindkraftverk kan inte användas för bebyggelse men kan fortfarande användas för exempelvis skogsbruk och jordbruk. Vägarna inom en vindkraftspark kan inte användas för andra permanenta ytanspråk men för transporter eller friluftaktivitet.

³⁸ Ecofys, Subsidies and costs of EU energy, 2014

³⁹ WEEE-direktivet 2012/19/EU

⁴⁰ Förordning 2014:1075

3.5 Hur påverkas elsystemet

En hög andel solelproduktion i elsystemet påverkar systemet på flera olika sätt, här presenteras några karakteristiska egenskaper och fler modellresultat finns i kapitel 5.

Med stor mängd solel blir dygns- och säsongsvariationerna tydliga

Karakteristiskt för *solscenariot* jämfört med de andra scenarierna är ett ökat behov av balansering på tidsskalorna dygn och säsong jämfört med idag. Mönstret är liknande både när vi undersöker balanseringsbehovet på svensk och nordisk nivå, men i det större nordiska systemet blir förändringen jämfört med idag inte lika stor. I *solscenariot* uppträder det också fler timmar med stora förändringar i nettolasten från en timme till en annan jämfört med de två andra huvudscenarierna. Det innebär att elsystemet måste vara tillräckligt flexibelt för att hantera dessa stora svängningar.

När vi i vår modell undersöker vad det är som bidrar med balanseringen på de olika tidsskalorna (dygn-säsong) ser vi att solelproduktionen verkar bidra positivt till balanseringen på dygnsskala i *vindscenariot* (5 TWh sol) men i *solscenariot* (25 TWh sol) gäller inte detta längre utan ett större behov uppstår istället.

Fler nollpriser också i södra Sverige

Antalet timmar med negativ nettolast är liknande som i *vindscenariot* men storleken på nettolasten under dessa timmar är större i *solscenariot*, vilket visas i Figur 18 i kapitel 5. Under drygt 12 procent av årets timmar överstiger elproduktionen från sol och vind elanvändningen i *solscenariot*. Till viss del hanteras överskottet genom hög export under sommaren (se Figur 25) men det uppkommer också ett stort antal timmar med nollpriser vilket indikerar att allt överskott inte kan hanteras genom export. Nollpriserna uppträder i alla elområden men typiskt för *solscenariot* är att SE3 och SE4 får ett större antal nollpriser jämfört med *vindscenariot*, se Tabell 4.

Mindre prisskillnader mellan norra och södra Sverige

De stora prisskillnaderna mellan norra (SE1/SE2) och södra (SE3/SE4) Sverige som diskuterades i *vindscenariot* är lägre i *solscenariot* vilket är naturligt då produktionen i större utsträckning är placerad i södra Sverige. Behovet av ökad överföringskapacitet från norra till södra Sverige blir därmed också något lägre.

Lokalnäten påverkas först

Eftersom solelproduktionen i stor utsträckning ansluts i lokalnäten kan utmaningar i större utsträckning uppstå där jämfört med de andra scenarierna. De svenska lokalnäten är ofta väl dimensionerade och kan hantera relativt stor andel solelproduktion utan att större förstärkningar krävs⁴¹. Men med 25 TWh solelproduktion är det troligt att många lokalnät kommer att komma upp i så pass höga nivåer av elproduktion i förhållande till elanvändning att det kommer att kräva åtgärder.

⁴¹ Munkhammar.J; Utvärdering av tekniska lösningar för att hantera omfattande anslutning av solcellssystem i eldistributionsnät, 2018.

Hur kommer vi använda solelen?

I jämförelse med *vindscenariot*, där den geografiska placeringen av ny elanvändning kan ha stor betydelse, är det i *solscenariot* viktigare *hur* ny elanvändning påverkar efterfrågan på el. Exempelvis kan ett konsumtionsmönster med ökad efterfrågan av el sommar- och dagtid, för t.ex. ökat kylbehov eller elbilsladdning, underlätta för anslutning av en stor mängd solelproduktion.

3.6 Teknikutvecklingen ger nya möjligheter

Den tekniska och produktionsmässiga utvecklingen inom solcellsområdet har varit omfattande de senaste åren och utvecklingen fortsätter. Även de mest optimistiska scenarierna har misslyckats med att förutspå utvecklingen. Den är ett klassiskt exempel på exponentiell tillväxt och visar hur svårt vi har att bedöma potentialen och hastigheten i denna typ av omställningar.

Kristallint kisel fortsätter att vara den ledande tekniken

Även om tunnfilmssolceller, ibland kallade för andra generationens solceller, länge setts som mer lovande på grund av potentiella produktionsmässiga fördelar är kristallint kisel den alltjämt dominerande tekniken för elproduktion från sol. En ständig och stegvis förbättring av den kristallina kiseltekniken i alla led av produktionsprocessen i kombination med uppskalning och processintegration, har möjliggjort en utveckling i prestanda, men framför allt i pris. Det har gjorts uppskattningar av framtida produktionskostnader baserade på de lärlkurvor som visar hur kostnaderna sänks i takt med att produktionsvolymerna ökar i kombination med förväntad solcellsutbyggnad enligt olika scenarier. Även under konservativa antaganden utan några ytterligare radikala utvecklingssteg väntas detta leda till ytterligare kostnadsänkningar med 1/3 till 2025 och med 2/3 till 2050⁴². Kostnaderna för solcellsel i Europa bedöms av rapporten ovan ligga på cirka 40–60 öre per kWh år 2025 (beroende på marknads-, teknik- och kostnadsutveckling, samt lokalisering) ner till cirka 20–40 öre per kWh år 2050. Men den lägre solinstrålningen i Sverige innebär troligen att det här inte kommer att ligga i den lägsta delen av intervallet.

Nya lösningar och tekniksprång kan leda till ytterligare kostnadsreduktion

Det som gör solceller spännande är att det samtidigt som den etablerade solcellstekniken blir konkurrenskraftig i sig på bred front så finns det en mängd nya lösningar, innovationer och idéer i olika utvecklingsstadier som har potential att leda till mer radikala språng i utvecklingen för solcellsteknologin. Det kan bl.a. handla om nya material, helt nya konfigurationer av solceller, eller nya sätt att öka infångningen och utnyttjandet av det infallande ljuset. Den gemensamma målsättningen är ofta att det ska leda till mer kostnadseffektiva solceller men det kan ske på olika sätt, t.ex. genom ökad verkningsgrad, minskad resursanvändning eller effektivare produktionsprocesser.

⁴² Agora Energiewende, Current and future cost of Photovoltaics, 2015

Solceller kan komma att bli en del av byggnadstekniken

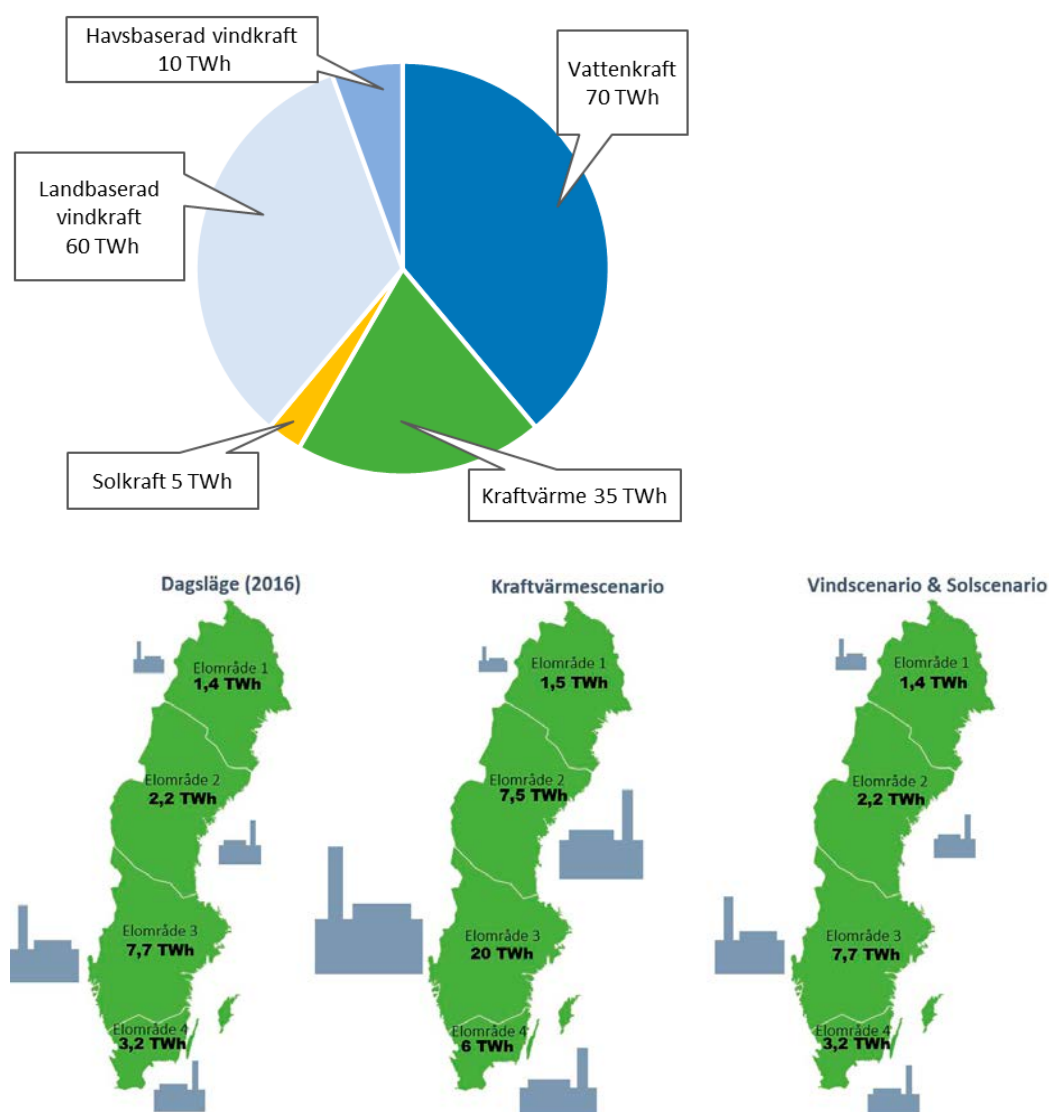
Det sker också mycket spännande teknik och produktutveckling som handlar om att förbättra och skapa helt nya möjligheter för solcellers integration i byggmaterial. Redan idag finns många attraktiva produkter så som takpannor, fönster och fasadpaneler som har motsvarande utseende och funktion som produkten de efterliknar och där priserna i vissa applikationer ligger nära priserna för byggmaterial utan solcellsfunktionen⁴³.

Kommer alla ytor som fångar ljus producera el i framtiden? Det kan låta överdrivet och kännas futuristiskt i förhållande till dagens samhälle. Med fortsatt utveckling är det inte osannolikt att vi kommer till ett läge där det går att välja på likvärdiga byggmaterial när det gäller pris, funktion och estetik (för exempelvis tak, fönster eller fasader) men det ena materialet producerar dessutom el. Synen på att producera för mycket el då elsystemet inte behöver det (då ersättningen blir låg eller noll) kommer då också att förändras och det är inte självklart att det blir ett problem att ”spilla” en viss andel elproduktion.

⁴³ Zanetti, I. et al, *Building Integrated Photovoltaics: Product Overview for solar building skins*, University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland 2017

4 Värna om kraftvärmen

I detta scenario står kraftvärme i fokus och ökar från dagens cirka 15 TWh elproduktion per år till 35 TWh per år och motsvarar då cirka 20 procent av årsproduktionen. Här antas kraftvärme i huvudsak produceras av biobränslen för att kunna leva upp till ett 100 procent förnybart elsystem. Hur vi kommer att hantera olika restströmmar i framtiden, såsom avfall eller fossila restgaser, är något som diskuteras kort i avsnitt 7.3.2 men som skulle behöva diskuteras i en mer övergripande analys av ett hållbart energisystem.



Figur 15. Elmix i scenariot och fördelning av kraftvärme i olika elområden i olika scenarier på 2040-talet

4.1 Vilka drivkrafter har fått oss att nå hit?

Att öka kraftvärmens med så mycket som i detta scenario kräver ganska starka drivkrafter i synnerhet då det framför allt rör sig om att uppgradera befintliga anläggningar. Det kan som vi diskuterar vidare i detta scenario vara svårt att se att så mycket som 35 TWh el från kraftvärme drivs fram enbart utifrån direkt lönsamhet, utan några stöd. Men att el från kraftvärme ökar något skulle till exempel kunna drivas av att elpriset ökar vilket både gör elproduktionen mer lönsam samtidigt som fjärrvärme blir mer konkurrenskraftig jämför med alternativet el för uppvärmning.

Ökad kraftvärme kan också drivas av andra orsaker. Fjärrvärme betraktas inom EU som ett effektivt sätt att uppnå energipolitiska mål genom möjligheten att använda förnybara och återvunna energiresurser. Eftersom Sverige redan har ett välutbyggt fjärrvärmesystem kan detta innebära att vi på olika sätt främjar fjärrvärmens i Sverige. På så sätt kan värmeunderlaget bibehållas eller utökas, vilket är en viktig förutsättning för kraftvärmeproduktion.

El från kraftvärme har också positiva effekter på elsystemet i stort samt för lokal kapacitet i elnätet i synnerhet vid en omställning till en hög andel variabel förnybar elproduktion. Främjande av kraftvärme skulle därmed kunna drivas rent politiskt genom olika stöd. Det är också möjligt att olika typer av systemtjänster eller effekttillgänglighet prissätts högre eller på andra sätt i framtiden. Detta skulle kunna ge incitament till en ökad produktion av el från kraftvärme av ren lönsamhet.

Nyckeltal i korthet

35 TWh kraftvärme innebär:

- 20 TWh mer elproduktion i befintliga fjärrvärmesystemen
- Cirka 27 TWh ökad biobränsleanvändning
- Kräver en kombination av åtgärder så som ny teknik för högre elutbyte, ökad drifttid, bättre utnyttjande av värmeunderlag

4.2 Förutsättningar för 35 TWh el från kraftvärme

Det finns olika vägar för att öka elproduktion i kraftvärmens. En viktig förutsättning för ökad kraftvärmeproduktion är att värmen får avsättning, antingen för fjärrvärme eller för industriella processer. Det är fullt möjligt att endast producera el i anläggningarna och spilla bort värmen, så kallad kondenskraft, men på bekostnad av bränslets resurseffektivitet och högre kostnad. Med befintligt värmeunderlag finns förutsättningar att öka elproduktionen genom högre elutbyte, förlängd drifttid och ökat utnyttjande av värmeunderlaget för elproduktion. I detta scenario antar vi att ökningen av kraftvärme sker på de platser som redan har kraftvärme eller där det finns fjärrvärmenät med värmeverk som ersätts med kraftvärme. Sammanfattning av vägar för ökad elproduktion i kraftvärmens:

- Fjärrvärmeunderlaget för kraftvärme bibehålls eller ökas
- Värmeverk ersätts med kraftvärmeverk
- Befintliga kraftvärmeanläggningar ersätts med nya med högre elutbyte
- Drifttid i anläggningarna förlängs

Eftersom det inte på samma sätt som i de andra scenarierna finns ett enda sätt att öka elproduktionen eller för den delen en självklar väg dit har vi i Tabell 1 sammanställt ett exempel på åtgärder som kan vidtas för att nå 35 TWh. Vi kommer här att i mer detalj beskriva metoderna för att öka elproduktionen och sist göra sammanställning av hur mycket el som dessa åtgärder skulle kunna resultera i.

Tabell 1. Exempel på åtgärder för att producera 35 TWh el från kraftvärme samt uppskattad ökad mängd biobränsle

	2016	2040-talet	
	Elproduktion (TWh)	Elproduktion (TWh)	Uppskattad ökad mängd bränsle (TWh)
De 10 största anläggningarna ersätts med anläggningar med högre elutbyte och drifttiden förlängs till 7 000 timmar per år	4	15	20
Värmeunderlaget utnyttjas till 60 procent för elproduktion jämfört med 40 procent 2016. Värme/elkvot på 0,3	0	4	7
Övrigt	5	6*	0
Summa kraftvärme i fjärrvärmenät	9	25	27
Ökad elproduktion i industrin	5,5	10	-
Summa	14,5	35	27

* Ökningen avser ny småskalig kraftvärme i anläggningar mindre än 10 MW värme.

4.2.1 Framtida värmeunderlag

Av fjärrvärmen är det ca 40 procent som kommer från kraftvärmeproduktion, övriga värmekällor är industriell restvärme, värmepumpar och värmeverk. Att använda restvärme från industri och från andra sektorer, som annars skulle gå till spillo, för fjärrvärme är önskvärt på många sätt. Men ökad användning av restvärme innebär samtidigt att underlaget för kraftvärmeproduktion skulle minska.

Konkurrens från både andra uppvärmingsalternativ och inom fjärrvärmen

Det är många olika faktorer som påverkar vilket framtida värmeunderlag som kommer finnas för kraftvärme och inom ramen för denna studie görs inga nya analyser. Med en mer energieffektiv bebyggelse, kan systemtemperaturen i fjärrvärmenäten sänkas, vilket möjliggör att restvärme från industrier, datacenter och andra sektorer med överskottsvärme ytterligare kan nyttiggöras i fjärrvärmen. Konkurrens från alternativa uppvärmingssätt, främst värmepumpar, påverkar även det värmeunderlaget för kraftvärmen.

Värmeunderlaget bedöms minska men det finns nya användningsområden

Trots en ökande befolkning och ökande uppvärmd yta antas behovet av värmeförsel på sikt inte ökas. Detta beror på en allt energieffektivare bebyggelse och låg energi-användning i nya byggnader. Profu⁴⁴ har gjort en bedömning att värmebehovet väntas ligga i området 60–90 TWh år 2050 (70–90 TWh år 2030) jämfört med runt 90–100 TWh i dag. Fjärrvärmens andel är osäker och har i Profus scenarier visat sig att alltifrån kunna minska med 45 procent till att kunna öka med knappt 10 procent. Fjärrvärme omfattar

⁴⁴ http://www.varmemarknad.se/pdf/Varmemarknad_Sverige_sammanfattning.pdf

i dag knappt hälften av totala värmebehovet. I scenariot i denna rapport, uppskattas den bränslebaserade fjärrvärmen vara i samma nivå som i dag. Det kan diskuteras om detta är ett rimligt antagande, då alternativa energiresurser i form av restvärme från olika sektorer har potential att komma in i fjärrvärmen allt mer.

Kraftvärmeanläggningar 2016

- Installerad effekt: 4 120 MW
- Elproduktion: 14,5 TWh
- Ca 90 st kraftvärmeanläggningar för fjärrvärmeproduktion (9 TWh el 2016)
- Ca 40 industriella kraftvärmeanläggningar (5,5 TWh el 2016)
- 520 fjärrvärmenät står för ungefär hälften av uppvärmningen i Sverige
- 40 procent av fjärrvärmeunderlaget används för kraftvärme

En viktig förutsättning för ökad elproduktion från kraftvärmen är att det finns ett tillräckligt värmeunderlag. Förutom uppvärmning av byggnader finns alternativa tekniska möjligheter att använda fjärrvärme och annan lågvärdig värme, t.ex. kan detta vara för produktion av kyla, växthusodlingar, uppvärmning av badhus eller isfri infrastruktur av busskurer, torg och cykelbanor. Lågvärdig värme kan även användas för elproduktion.

4.2.2 Värmeverk kan ersättas med kraftvärmeanläggningar

Av de ca 520 fjärrvärmenät som finns i Sverige är många relativt små, och det är ovanligt att ha kraftvärmeproduktion i dessa nät. Förutom att investeringskostnad i kraftvärme är högre, är även driftskostnaden högre, då det krävs driftspersonal för övervakning och underhåll i större utsträckning av kraftvärme jämfört med ett värmeverk.

Större anläggningar kan ersätta flera mindre

För att optimera produktion och distribution i fjärrvärmenäten, finns många gånger förutsättning att ersätta flera mindre värmeverk med färre men större anläggningar med kraftvärme. Fördelen med större anläggningar, är att dessa vanligtvis har högre effektivitet med avseende på elproduktion och rökgasrening. Motsvarande systemvinster kan göras genom att koppla samman närliggande fjärrvärmenät. Svebio⁴⁵ har bedömt att det finns teknisk potential till att åtminstone 75 procent av fjärrvärmen skulle kunna användas för kraftvärmeproduktion.

Småskalig kraftvärme har en liten potential

Av de 90 kraftvärmeanläggningar för fjärrvärmeproduktion som är i drift i Sverige, producerar 40 av dem 8 TWh el årligen. Därtill finns ett 50-tal mindre anläggningar som totalt producerar 1 TWh el årligen. Hur många värmepannor det finns som enbart producerar värme, finns det inget register över, men Svebio har i en studie⁴⁶ uppskattat att det finns närmre 500 värmeverk inom bostads-, lokal- och industrisektorn. I studien upp-

⁴⁵ https://www.svebio.se/app/uploads/2016/11/Biokraftplattformen_Rapport_1-dec-2015.pdf

⁴⁶ Konkurrenskraftig Småskalig kraftvärme, P. Oscarsson (2017), <https://www.svebio.se/app/uploads/2016/11/Småskalig-kraftvärme-Par-Oscarsson-1.pdf>

skattas det att det finns potentialen att öka elproduktionen i detta segment till ytterligare 1 TWh el per år. Småskalig kraftvärme är lokal elproduktion som kan minska sårbarheten vid elavbrott och avlasta elnätet. Särskilt intressant kan det t.ex. vara för sågverk och värmeverk för fjärrvärmeproduktion att uppgradera till kraftvärmeproduktion.

4.2.3 Högre elutbyte i kraftvärmen

I ett typiskt kraftvärmeverk finns en ångpanna och en ångturbin som har en totalverkningsgrad på ca 90 procent för el och värme. Ju större tryck- och temperaturskillnad det är på ångan före och efter ångturbinen, desto högre blir elutbytet. Vanligtvis är det ca 25–35 procent elutbyte i bibränsleeldade kraftvärmeverk, variationen beror främst på storlek. Då avfall är mer heterogent och korrosivt krävs lägre temperatur och tryck, elutbyte för avfallsförbränning är därför generellt lägre än för bibränslen, ca 20 procent.

Ökat elutbyte kan möjliggöras i kraftvärmen genom olika metoder. Under 90-talet och början på 2000-talet var det ett tydligt fokus på forskningsinsatser för att uppnå högre elutbyte i kraftvärmen. Elpriserna har de senaste åren varit låga och kraftvärmebranschen har inte fokuserat på högre elutbyte, utan snarare på ökad bränsleflexibilitet.

Gaskombicykel kan ge betydligt mer elproduktion

Den kommersiella teknik som kan generera högst elutbyte är gaskombicykeln och finns i storlek från 50 MW el. Vanligen används naturgas till denna applikation och kan möjliggöra elutbyte på ca 60 procent, d.v.s. dubbelt så mycket el som konventionell teknik. Förgasning av bibränsle i kombination med gaskombicykel skulle kunna ge en elverkningsgrad på ca 50 procent, vilket är ca 70 procent mer än dagens anläggningar. Investeringskostnaderna för dessa anläggningar är höga.

Stor potential även i industrin

På motsvarande sätt finns även potential för att öka elproduktionen i industrin, genom t.ex. förgasning av svartlut och gaskombianläggning. Bränslet i sodapannorna innehåller mycket alkalimetaller, därför är elutbyte i dagläget relativt lågt, men med svartlutsförgasning skulle elproduktionen kunna fördubblas. Biokraftplattformen⁴⁷ har gjort en uppskattning om att totala elproduktionen från industrin har potential att uppgå till 15 TWh per år från dagens 5,5 TWh. Hur elproduktionen utvecklas i industrin beror på vilken utveckling industrin kommer ha och hur teknik utvecklas t.ex. avseende på hur lignin används. Ökat uttag av lignin kan t.ex. innebära minskad elproduktion från industrin.

4.2.4 Förlängd drifttid i kraftvärmeverken

Kraftvärmen produceras normalt sett efter vilket värmebehov som finns, en normal drifttid för fjärrvärmebaserad kraftvärme är ca 4 000 timmar av årets 8 760 timmar. Det finns möjlighet att förlänga drifttiden genom att komplettera anläggningen med ett extra turbinstege, även kallat kondenssvans. Genom att komplettera anläggningen med kondensurbin efter ångturbinen kan högre elproduktion uppnås när det finns behov av det. När behovet av värme är större kopplas kondensurbinen bort.

⁴⁷ Ett 100 procent förnybart elsystem kräver en betydande andel biokraft, https://www.svebio.se/app/uploads/2016/11/Biokraftplattformen_Rapport_1-dec-2015.pdf.

Stora värmelager ger jämnare produktion

Om ett fjärrvärmenät kompletteras med ett säsongvärmelager kan produktionen i större utsträckning anpassas efter elbehov i stället för värmebehov. Säsongslager kan ske t.ex. genom borrhållslager eller i bergrum. Kostnaden för detta är dock hög och det finns inget som används i Sverige i dagsläget. I Danmark förekommer det däremot att till exempel överskott från vindkraft lagras genom ”power-to-heat” och säsongslagring av solvärme⁴⁸.

Genom att lagra värme när värmebehovet hos fjärrvärmekunderna är lågt kan anläggningen köras under större delar av året oberoende av värmebehovet. Detta kan också innebära att spetslastproduktion genom reservpannor, som i dagsläget vanligen drivs med fossila bränslen, kan minimeras om värme från sommaren finns lagrat. Förutsättningarna att nyttja fjärrvärmenät för balansering av elsystemet genom användning av elpannor eller värmepumpar ökar också om det finns lagring att tillgå. För lagring på kortare tid (timmar till dygn) är det vanligt att ackumulatortankar används. Även byggnader kan genom sin värmetröghet användas som värmelagring under kortare tider genom att styra användningen genom t.ex. digitala lösningar.

Vidare fundering: Vad skulle olika åtgärder innebära för ökad elproduktion i kraftvärmen?

Det finns som beskrivet ovan olika tekniska åtgärder för att elproduktionen i kraftvärmen skulle kunna öka. Nedan redovisas uppskattningar kring vad några av dessa åtgärder skulle kunna innebära i praktiken

Befintliga kraftvärmearläggningar ersätts med nya med högre elutbyte

Om alla kraftvärmearläggningar med installerad effekt om minst 10 MW el (ca 40 st), skulle höja elproduktionen med 70 procent genom att ersätta befintlig teknik med förgasning av biobränsle och gasturbin, skulle det innebära ytterligare elproduktion om ca **6 TWh** årligen om drifttiderna bibehålls som i dag.

Om de industriella anläggningarna ersätts med högre elutbyte, har potentialen uppskattats till ytterligare **9 TWh**.

Värmeverk ersätts med kraftvärmeverk och fjärrvärmeunderlaget bibehålls som i dag

Om 75 procent av fjärrvärmeunderlaget skulle användas för kraftvärmeproduktion i stället för 40 procent som idag, med ett alfavärde på 0,3 (kvot mellan el och värme), skulle detta innebära ytterligare elproduktion om **5 TWh**, med förgasning och gasturbin med ett alfavärde på 0,5, skulle detta istället innebära **9 TWh** el. Det finns uppskattningsvis ca 250 värmeverk i Sverige som endast producerar värme.

Drifttiden i anläggningarna förlängs

Om drifttiden i alla kraftvärmearläggningar med installerad effekt om minst 10 MW el skulle öka till 7 000 timmar per år, skulle det innebära en utökad elproduktion om **8 TWh** under förutsättning att det är samma elverkningsgrad som idag.

Förlängd drifttid i kombination med ökat elutbyte

Om istället de 10 största anläggningarna skulle ha förlängd drifttid till 7 000 timmar per år samt ökat elutbyte, skulle det kunna innebära en ökad elproduktion om **11 TWh**

⁴⁸ *Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems*, R Wiltshire (2016), Woodhead Publishing Serie in Energy: Number 87.

4.2.5 Vad skulle den ökade elproduktion innebära för biobränsletillgången?

Den dominerande mängden bränsle till kraftvärmesektorn utgår idag från skogs-industriella biströmmar och biprodukter. Även från svenskt jordbruk finns idag en viss men begränsad produktion av bränslen för kraftvärmeproduktion i form av t.ex. salix (energiskog) och restprodukter som halm. Dessutom används betydande mängder avfall.

Lång tid med tillväxtöverskott i den svenska skogen

Årlig tillväxt och avverkningar i den svenska skogen har de senaste 60 åren genererat ett betydande tillväxtöverskott med undantag för några enstaka år. Tillväxtöverskottet har i sin tur skapat ett kontinuerligt växande virkesförråd. En ökad efterfrågan på långsiktigt hållbar biomassa för kraftvärme från skog och jordbruk stimulerar sannolikt en ökad tillförsel av råvara⁴⁹.

Biobränsletillgången i framtiden

Det är en grannliga uppgift att försöka uppskatta vilken potential för bioenergiproduktion som på längre sikt kan finnas i den svenska jord- och skogsbruksmarken och i omhändertagandet av avfallsflöden mm. Bedömningarna skiftar beroende på vilka kriterier eller restriktioner som sätts upp. Olika typer av restriktioner ger t.ex. följande potentialer: Teoretisk (fysisk maxpotential), social, teknisk, ekologisk, ekonomisk, realistisk/implementerbar (marknadspotential) respektive hållbar potential.

Bränsleanvändning 2016

Det tillfördes 62 TWh energi för fjärrvärmeproduktion 2016 fördelat enligt nedan:

- 38 TWh biobränsle
- 9 TWh övriga bränslen (fossila delen av avfall och torv)
- 5 TWh restvärme
- 4 TWh värmepumpar
- 3 TWh kol, koks och olja
- 2 TWh naturgas

Totalt tillfördes 139 TWh biobränsle för energianvändning 2016

⁴⁹ Potential för ökad tillförsel och avsättning av inhemsk biomassa i en växande svensk bioekonomi, Börjesson, P. (2016), Lunds universitet, institutionen för teknik och samhälle, miljö och energisystemstudier.

Utbud från skogssektorn

Pöyry utgår i en konsultrapport för Skogsindustrierna⁵⁰ att vi idag (2016) förbrukar 103 TWh bioenergi från skogen och skogsindustrin. De bränslesortiment som används är svartlutar, tallolja, bark, spån, flis, GROT, röjningsved, brännved och en mindre volym stubbar. Den ekologiska potentialen för att producera bioenergi från svensk skog är dock högre än den idag använda menar Pöyry⁵¹. Det möjliga maximala uttaget fem år framåt (2021), med hänsyn taget till Skogsstyrelsens restriktioner anges till 165 TWh. Den stora ökningspotentialen sägs här finnas inom GROT- och stubbskörd. År 2050 har max-potentialen stigit från 165 till 201 TWh. Då ökar uttaget i alla bränsleklasser men mest i primära skogsbränslen.

Potential för hållbart uttag av biomassa från skog

Frågan är vilka nivåer av uttag av skogsrester som inte negativt påverkar förutsättningarna för att bioenergin ska vara hållbar. Börjesson⁵² gör bedömningen att ett hållbart uttag av grot och stubbar potentiellt kan öka från dagens nivå på ca 10 TWh till 30 TWh på kort sikt och till ca 40 TWh till 2050. En liknande bedömning görs i Energimyndighetens forskningsstudie där avverkningsrester potentiellt kunna bidra med ca 27 TWh när alla miljömål beaktats⁵³.

Utbud från jordbrukssektorn

Börjesson⁵⁴ redovisar en betydande ökningspotential också från jordbrukssektorn. Även denna är dessutom en växande potential. Börjesson menar att det idag går att få ut totalt 18–20 TWh biomassa för energiändamål (jämfört med ett faktiskt uttag på ca 2 TWh 2011⁵⁵) och 35–40 TWh år 2050 från det svenska jordbruket. Dessutom bedöms nya sortiment av biobränslen som t.ex. alger skulle kunna ge 0,6–1,5 TWh till 2050.

Sammanlagd potential från biobränslen

Den totala användningen av biobränslen ligger idag kring 130 TWh och det skulle alltså kunna gå att få ut ytterligare 130–140 TWh fram till år 2050 från jord och skog om max-potentialerna från Börjesson och Pöyry läggs samman. Ett hållbart uttag av bioenergi motsvarar en ökning med ca 70–90 TWh 2050⁵⁶.

⁵⁰ Thuresson, T. & Johansson, A. (2016). *Bioenergi från skog och skogsindustri*. Pöyry Management Consulting AB. Stockholm.

⁵¹ Thuresson & Johansson, 2016

⁵² Börjesson P. 2016.

⁵³ Energimyndigheten 2018, *Miljöpåverkan av skogsbränsleuttag*, ER2018:02.

⁵⁴ Börjesson P. 2016.

⁵⁵ *Syntes av Energimyndighetens program "Uthållig tillförsel och förädling av biobränsle" delen Bränsleförädling och Jordbruksbränslen*. Gustavsson, L. & Rönmbäck, M. 2011. Energimyndigheten. ISSN 1403-1892.

⁵⁶ *Bioenergi på rätt sätt – om hållbar bioenergi i Sverige och andra länder. Rapport av Skogsstyrelsen*, Black-Samuelsson S, Eriksson H, Henning D, Janse G, Kaneryd L, Lundborg A och Niemi Hjulfors L. 2017. Energimyndigheten, Jordbruksverket och Naturvårdsverket.

Vidare fundering: Vilka andra sektorer efterfrågar biobränslen?

Biomassa för energiändamål efterfrågas inte bara för el- och fjärrvärmeproduktion. Fram till 2030 väntas den årliga efterfrågan för energiändamål öka med mellan 10 och 50 TWh⁵⁷. Fram till år 2050 bedöms den öka ytterligare några TWh. Det är biodrivmedel inom transportsektorn och processenergi inom industrin som står för den största ökningen av efterfrågan. Om biomassa även ska börja ersätta fossila bränslen inom dagens kemi- och petrokemiska industri kan behov av biomassa öka med ytterligare 10–15 TWh till 2030 och 25–30 TWh till år 2050.⁵⁸

På några års sikt kan biodrivmedel, och i en förlängning avancerade kemikalier, bli nästa stora produktsegment i skogsindustrin. Främsta råvarukälla är då svartlut⁵⁹. Men även biodrivmedel ur GROT och sågspån är att vänta⁶⁰. Biobränsleanvändning för drivmedel väntas öka allt mer. Att överväga att bygga anläggningar med en kombination mellan värme, el och drivmedel eller andra biobaserade produkter kan vara en realistisk utveckling för att ha potential till en flexibel drift av anläggningar där produktion sker efter kostnadsbild av de olika produkterna.

Arbetet med att omvandla massaindustrins restprodukt, lignin, till fordonsbränsle går nu snabbt framåt. För massaindustrin, som bara behöver cellulosan och hemicellulosan, är ligninet en restprodukt som idag oftast förbränns i sodapannan.

Den totala mängden lignin, råmetanol och råtalloolja (inkl. tallbeckolja) som massaindustrin kan bidra med externt år 2030 är i ett visst scenario ca 11 TWh per år⁶¹. Ligninet kan då användas för t.ex. framställning av biodrivmedel och kommer att ersättas med GROT i massaindustrin. I samma scenario stiger GROT-användningen till nivån 17 TWh per år 2030.

4.3 Lönsamhetsbedömning

Det tydligaste resultatet från våra modeller är att kraftvärmens intäkter från elmarknaden i samtliga scenarier är högre än det genomsnittliga elpriset, i alla elområden, vilket illustreras i Figur 16. Högre andel variabel kraft och lägre andel planerbar produktion medför högre priser. Det innebär bland annat att detta scenario, med hög andel kraftvärme, är det som ger lägst intäkter för kraftvärmens från elhandel. Förklaringen till de höga intäkterna i de andra scenarierna är möjligheten att producera el när vind och solkraft inte kan och att elpriset i framtiden kommer att vara betydligt högre på vintern, när kraftvärmens producerar som mest, jämfört med sommaren (se även avsnitt 6.1)

Lönsamhet mer sannolikt i större anläggningar

Med ökad lönsamhet kommer det troligtvis på sikt att vara lönsamt att driva dagens kraftvärmeanläggningar och även göra olika typer av återinvesteringar. Om anläggningar däremot måste ersättas med helt nya ligger produktionskostnaden på runt 55–75 öre per kWh (6 procent kalkylränta) enligt Elforsk⁶² där större anläggningar ligger i den lägre

⁵⁷ Börjesson, P. (2016)

⁵⁸ Börjesson, P. (2016)

⁵⁹ En biprodukt vid tillverkning av kemisk pappersmassa.

⁶⁰ Nyhetsbrevet Skog och Ekonomi. 2018. Nr 4, dec. 2018. Danske Bank. Nedladdat 2018-12-20 från <https://danskebank.se/-/media/files/se/test/skokekonomi42018-.la=sv-se.pdf>

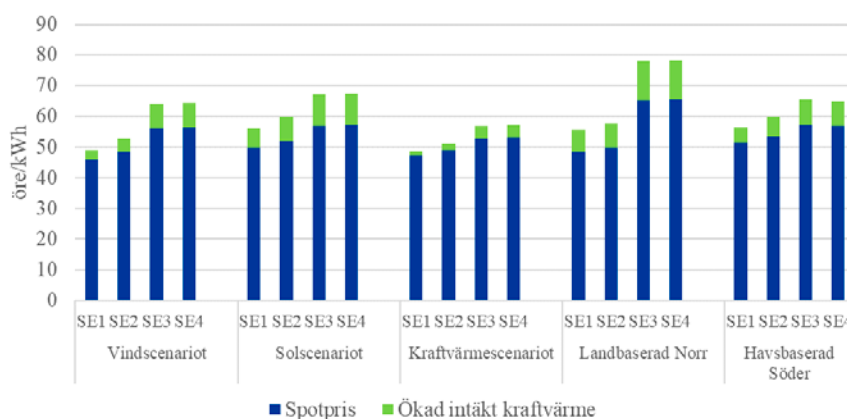
⁶¹ Thuresson, T. & Johansson, A. (2016)

⁶² *El från nya och framtida anläggningar 2014*, Elforsk, 14:40, 2014.

delen av intervallet. Enligt en promemoria som underlag till Energikommisionen⁶³ bedöms dock produktionskostnaden kunna vara upp till 10 öre per kWh lägre om den ekonomiska livslängden antas vara längre. Det innebär att nya anläggningar av det slag som finns idag alltså ligger kring samma nivå som det erhållna priset enligt Figur 16. Det finns alltså en osäkerhet i om kraftvärmens kan vara kvar på samma nivå som idag med utgångspunkt från bara elpriset även om större anläggningar bedöms kunna vara fortsatt lönsamt.

Industriella mottrycksanläggningar kan få större intäkter

Precis som för solceller används även delar av elproduktionen i den egna verksamheten, främst i industriellt mottryck, och har därför en något annan princip för lönsamhet. Dessa industrier betalar dock normalt inte mer än 0,5 öre i elskatt men kan reducera kostnaden för elnät utöver minskat behov av att köpa el från nätet. Eftersom industriellt mottryck inte på samma sätt som sol eller fjärrvärmebaserat kraftvärme har en säsongsvariation, orsakat av väder, är behovet av effektuttag från elnätet dessutom reducerat kontinuerligt.



Figur 16. Erhållet genomsnittligt elpris för kraftvärme i olika scenarier i jämförelse med det genomsnittliga spotpriset under 2040-talet

Anm: Den gröna stapeln visar hur mycket mer intäkter kraftvärmens får jämfört med spotpriset (blå stapel).

Åtgärder för ökad elproduktion har hög produktionskostnad

Utifrån Figur 16 är det dock svårare att bedöma lönsamheten för utökad elproduktion från kraftvärme. En viss höjning kan kanske förväntas med höga intäkter från elhandel i form av optimering och effektivisering av elproduktion och kanske några fler anläggningar. Men en så pass stor ökning som till 35 TWh kräver andra former av lösningar så som mer småskalig kraftvärme, viss kondenskraft och troligen förgasning av biomassa i kombination med gaskombiverk. Alla dessa lösningar har en betydligt högre produktionskostnad än storskaliga kraftvärmeverk på mellan 80 till långt över 100 öre per kWh⁶⁴. Dessutom kommer intäkterna minska i takt med högre utbyggnad av kraftvärme.

⁶³ Promemoria om kostnaden för nya produktionsanläggningar i Sverige, Energikommisionen, M 2015:01, 2016.

⁶⁴ Elforsk rapport 14:40.

Möjliga intäkter från andra systemtjänster

Utan annan planerbar kraft än vattenkraft i framtidens elsystem kan det finnas möjligheter till andra intäkter för kraftvärme. Exempelvis på reglerkraftmarknaden eller från andra systemtjänster. Det är också möjligt att kraftvärmen agerar mer utifrån lönsamhet på elmarknaden med högra priser och större volatilitet än som idag mest med utgångspunkt från värmeunderlag⁶⁵. Det är oklart hur detta kan påverka lönsamheten för framtida kraftvärmeanläggningar. Det torde göra det mer lönsamt men å andra sidan finns det konkurrens från andra flexibilitetslösningar.

4.4 Miljö och resurseffektivitet

En ökad kraftvärmeproduktion från i huvudsak befintliga el- eller värmeläggningar kan innebära att få helt nya platser kommer att tas i anspråk. En konvertering av en befintlig anläggning kommer dock innebära anläggningen måste söka nytt miljötillstånd. Vid en tillståndsansökan sker en miljöprövning där utsläpp till luft villkoras då förbränning i kraftvärmeverk orsakar utsläpp av luftföroreningar såsom kolväten, kväveoxider och partiklar. Utsläppen varierar med bränslet och förbränningstekniken. Vid nya tillstånd ska anläggningarna installera reningsutrustning eller använda förbränningsteknik som innebär att anläggningarna klarar gällande utsläppskrav⁶⁶.

Förbränning och bränslehantering har störst miljöpåverkan

Kombinerad produktion av el och värme med biobränsle utgör generellt ett effektivt resursutnyttjande. Ett kraftvärmeverks miljöpåverkan består i utsläppen från förbränningen, odling och transporter av biobränslen och anskaffning och tillverkning av det material och komponenter som krävs för att bygga kraftvärmeverket. Biomassans ursprung är av stor betydelse för hållbarheten. För att produktion och konsumtion av biomassa för energi eller andra ändamål ska vara hållbar får den inte orsaka avskogning eller på annat sätt minska kolförråden i ett landskapsperspektiv. Hållbar bioenergi får inte heller minska den biologiska mångfalden, minska markens långsiktiga produktionsförmåga, försämra kvaliteten hos mark eller vatten eller orsaka skadliga utsläpp av föroreningar⁶⁷.

Även det här scenariot kommer att kräva mer flexibilitet än idag då den fortfarande innehåller en hög andel variabel kraft. Ökad mängd kraftvärme minskar dock behovet av flexibilitet vilket gör detta scenario till det som kräver minst flexibilitetsresurser och sannolikt minst påverkan på miljön från sådana. Flexibilitet och miljö behandlas närmare i kapitel 6.

⁶⁵ Trögheten i fjärrvärmenätet och i förekommande fall i ackumulatortankar innebär en viss flexibilitet för elproduktion på kort sikt.

⁶⁶ Förordning (2013:252) om stora förbränningsanläggningar.

⁶⁷ Black-Samuelsson S, Eriksson H, Henning D, Janse G, Kaneryd L, Lundborg A och Niemi Hjulfors L. 2017. *Bioenergi på rätt sätt – om hållbar bioenergi i Sverige och andra länder: Rapport av Skogsstyrelsen, Energimyndigheten, Jordbruksverket och Naturvårdsverket*. Rapport 10, Skogsstyrelsen. 2017

4.5 Hur påverkas elsystemet

Jämfört med *vind-* och *solscenariot* har *kraftvärmescenariot* en högre andel planerbar elproduktion i form av just kraftvärme. Det leder naturligt till att de utmaningar som uppstår i ett elsystem med hög andel variabel kraft generellt blir mindre i detta scenario. Här lyfts några karakteristiska egenskaper i *kraftvärmescenariot*, fler modellresultat finns i kapitel 5.

Kraftvärmens bidrar till balanseringen på säsongsskala

Balanseringsbehovet på olika tidsskalor blir liknande *vindscenariot* eftersom scenariot fortfarande innehåller en stor andel vindkraft. Däremot ersätter kraftvärmens nästan helt import/export som sätt att hantera balanseringen på säsongsskala i modellen, vilket visas i Figur 22.

Försämrad effektbalans men inga knapphetspriser

Den statiska effektbalansen försämras kraftigt jämfört med idag i alla våra scenarier, vilket kan ses i Figur 24. Försämringen är dock betydligt mindre i *kraftvärmescenariot* än i de andra scenarierna eftersom kraftvärmens har en större tillgänglighet under timmar med hög användning. Att kraftvärmens bidrar till systemet framförallt under vinterhalvåret återspeglas också i att det inte uppkommer några knapphetspriser i detta scenario (se Tabell 3) och i att importen under vinterhalvåret är lägre (Figur 25).

Enklare att hantera kraftsystemstabilitet

Utmaningarna med att hantera kraftsystemstabiliteten i form av frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet kan också bli mindre i *kraftvärmescenariot* jämfört med de andra scenarierna eftersom kraftvärmens dels naturligt bidrar med tröghet ("svängmassa") till systemet och också är placerad i södra delen av Sverige och närmare användningen vilket är en fördel ur aspekterna spänningsstabilitetssynpunkt.

Produktionen nära användningen ger fördelar

Kraftvärmens placeras naturligt nära användningen och det är också en fördel i form av att det minskar överföringsbehovet från norra till södra Sverige och även mer regionalt kan det minska behovet av nätutbyggnad.

4.6 Teknikutveckling ger nya möjligheter

Kraftvärmeverk är komplexa anläggningar med många olika delsystem som ska fungera tillsammans. Investeringskostnaderna är höga och anläggningarna förväntas ha lång livslängd. Teknikutveckling har under lång tid varit fokuserad på förbättringar för ökad kostnads- och resurseffektivitet samtidigt som nya komplexa bränslesortiment börjat användas.

Tåligare material kan ge viss ökad verkningsgrad

De flesta svenska kraftvärmeverk bygger på en ångprocess med upp mot 30–35 procent elverkningsgrad. Ju större tryck- och temperaturskillnad det är på ångan före och efter ångturbinen, desto högre blir elverkningsgraden. Materialet i anläggningarna är det som främst begränsar vilket tryck och temperaturer som kan möjliggöras och därmed vilken elverkningsgraden som kan erhållas. Inhomogent avfall är mer korrosivt än bio-

bränsle som i sin tur mer korrosivt än t.ex. kol. För att kunna öka elverkningsgraden i konventionell kraftvärme behöver nya material utvecklas som klarar påfrestningarna, alternativt att homogent och torrt bibränsle används. En ökad elverkningsgrad om 3–4 procent är troligen det som skulle kunna vara möjligt genom ökat tryck/temperatur i en konventionell anläggning.

Få incitament för att satsa på mer avancerade ångprocesser

För väsentligt ökad elverkningsgrad i kraftvärmerna krävs mer avancerade processer med högre ångdata eller förgasning och kombiprocesser. Utvecklingen mot detta har varit begränsad under senaste åren då elpriserna varit låga och det inte funnits några större incitament för branschen att satsa på ökad elproduktion. Det har även varit brist på riskkapital för att demonstrera ny högeffektiv teknik. För att öka incitamenten för kraftvärmeproduktion, kan även nya affärsmodeller och styrmedel behöva utvecklas.

Demonstrationsanläggningar behövs för biomassaförgasning i stor skala

Olika tekniker för förgasning av bibränsle är under utveckling. Förutom för elproduktion kan förgasningsteknik användas för t.ex. biodrivmedelsproduktion. Med nya förutsättningar för kraftvärme kan koncept med hög elverkningsgrad bli intressant och för det behövs demonstrationer i ett första steg. Till exempel pågår teknikutveckling för att möjliggöra 55–60 procent elverkningsgrad genom BTC-konceptet⁶⁸ där bibränsle förgasas under högt tryck och el genereras i en högtrycksgasturbin.

Kraftvärmeproduktion kan ske i kombination med andra produkter

Efterfrågan på bibränslen för drivmedel och biobaserade produkter förväntas öka för att nå de energi- och klimatpolitiska målen. Kombinerade processer med el, värme, biodrivmedel eller andra biobaserade produkter kan då bli intressant med nya förutsättningar. På så sätt kan bränsleresursen utnyttjas optimalt och produktion av de olika produkterna ske beroende på efterfrågan och pris. Detta skulle kunna innebära effektivare nyttjandegrad av anläggningarna om t.ex. elbehovet från kraftvärme är lågt under sommartid.

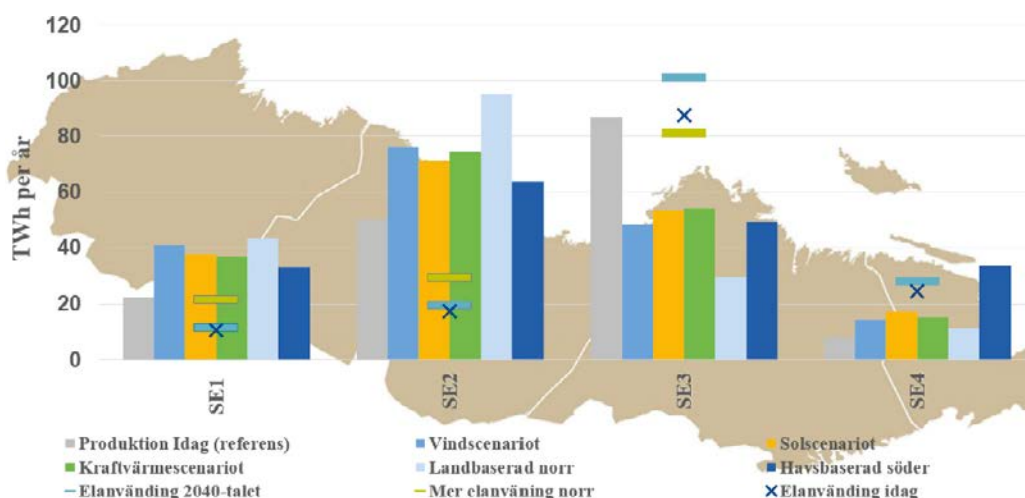
Kraftvärmeproduktion kan optimeras genom digitala lösningar

Digitala lösningar har förutsättning att ge nya möjligheter för att optimera kraft- och fjärrvärmesystemen och öka utnyttjandegraden av kraftvärmeverken. Forskning, utveckling och demonstration behövs för att utveckla digitala lösningar för att optimera de komplexa systemen som hänger samman. Detta kan handla om att styra kraftvärmeanläggningarna mot antingen elbehov eller värmebehov beroende på hur prissignaler och efterfrågan ser ut. Tillsammans med värmelagring och att utnyttja värmetrögheten i byggnader kan dessutom produktionen optimeras och spetslastpannor undvikas.

⁶⁸ Koncept som utvecklas av svenska Phoenix Biopower och baseras på högtrycksförgasning och en gasturbin med Topcycle.

5 Elsystemsanalys utifrån modellresultat

I det här kapitlet har vi samlat ett antal av de viktigaste modellresultaten från våra scenarier och känslighetsanalyser. Vi har använt oss av ett iterativt förhållningssätt när vi gjort våra scenarier. Vi har testat olika scenarier som sedan analyserats både utifrån själva resultaten som vi fått av modellen men också ur andra perspektiv så som tillståndprocesser, andra studier eller potentialer och därefter anpassat scenarierna och våra känslighetsanalyser utifrån det. Av praktiska skäl presenteras inte alla scenarier i rapporten och från de scenarier som presenteras är inte alla resultat redovisade. De scenarier som framförallt analyseras här är *vind-, sol- och kraftvärmescenariot* samt de två alternativa placeringarna av vindkraft i *landbaserad norr* och *havsbaserad söder*. Känslighetsanalyserna som gjorts är att vi inte har någon *nettoexport* (dvs. årsproduktionen är lika stor som årsanvändningen av el), *ökad överföringskapacitet* inom Sverige och att den *ökade elanvändningen* (20 TWh) *förläggs i norr* (SE1 och SE2). En illustration av var elproduktionen sker i Sverige i de olika scenarierna och jämfört med idag visas i Figur 17.



Figur 17. Elproduktionen och elanvändning per elområde i de olika scenarierna samt nuläget, TWh

Alla scenarier vi undersöker har gemensamt att andelen variabel elproduktion och mängden vindkraft är långt högre än den är idag. Många utmaningar kommer vara gemensamma för scenarierna, men de kan skilja sig åt i omfattning. Det finns olika parametrar från våra modellresultat som kan ge en bild av elsystemets funktion i de olika scenarierna, ett antal av dem diskuteras i detta kapitel.

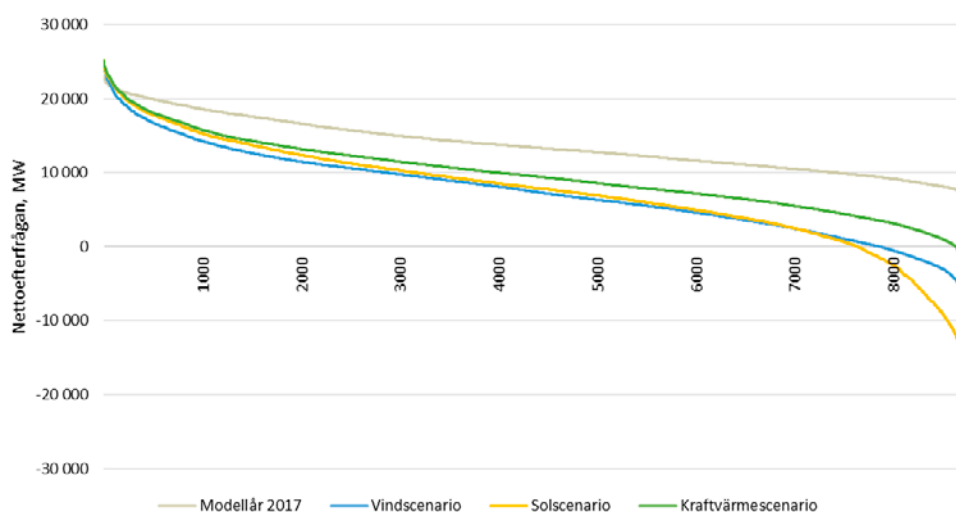
Se också kapitel 6 för en vidare diskussion kring flexibilitet i elsystemet.

5.1 Balansering i ett 100 procent förnybart elsystem

Användning och produktion måste hela tiden vara i balans i elsystemet. I ett system med mycket variabel kraft är detta en större utmaning än i ett system med mer planerbar produktion. Resultat från vår elmarknadsmodell har använts för att få en uppfattning om hur utmaningen ser ut i de olika scenarierna.

Fler timmar då produktionen överstiger efterfrågan

Genom att jämföra storleken på nettolasten, alltså den efterfrågan som kvarstår när vind- och solelproduktionen räknats bort, under årets alla timmar för år 2017⁶⁹ och år 2040-talet i de olika scenarierna kan vi se hur scenarierna skiljer sig från dagens system. Genom att se till högsta och lägsta värdena i diagrammet kan vi få en uppfattning om vilka effekttoppar och dalar styrbar produktion och andra flexibilitetsresurser behöver kunna hantera. Vi kan även se hur stor del av årets timmar en viss nettolast förekommer. Varaktighetsdiagram för scenarierna visas i Figur 18.



Figur 18 Varaktighetsdiagram för nettolasten modellår 2017 och 2040-talet i de olika scenarierna

Källa: Simuleringsresultat från Apollo.

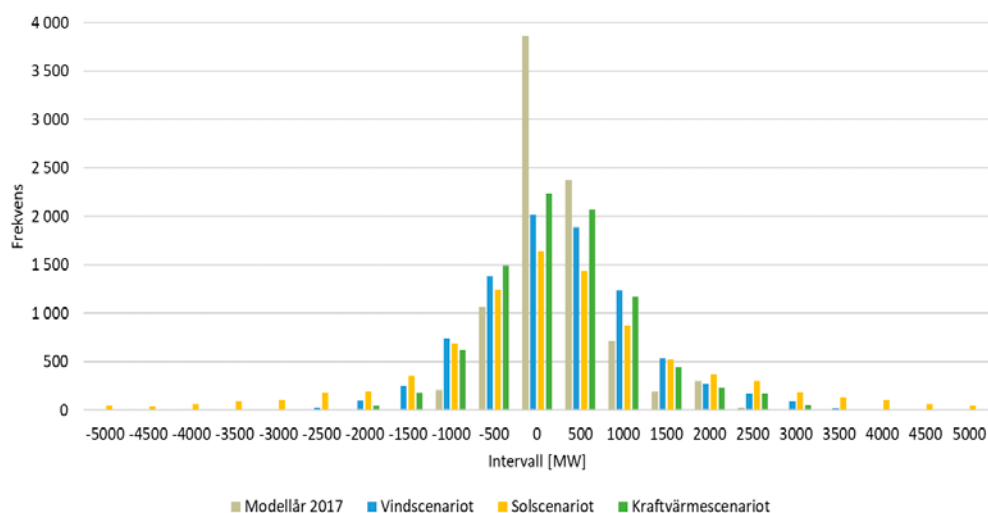
⁶⁹ Detta avspeglar inte den faktiska statistiken för 2017 utan det som finns i modellen.

Generellt sett blir nettolasten lägre under fler av årets timmar, men den maximala nettolasten blir större på grund av att efterfrågan har ökat och den ökade mängden vindkraft och solkraft inte kompenserar för det. Dessutom uppträder ett stort antal timmar under året då nettolasten är negativ, vilket betyder att produktionen överstiger användningen.

Ökade svängningar mellan enskilda timmar

För att få en förståelse för hur behovet av flexibilitet för balansering på olika tidskalor ser ut i de olika scenarierna har variationerna i nettolasten studerats för de olika scenarierna.

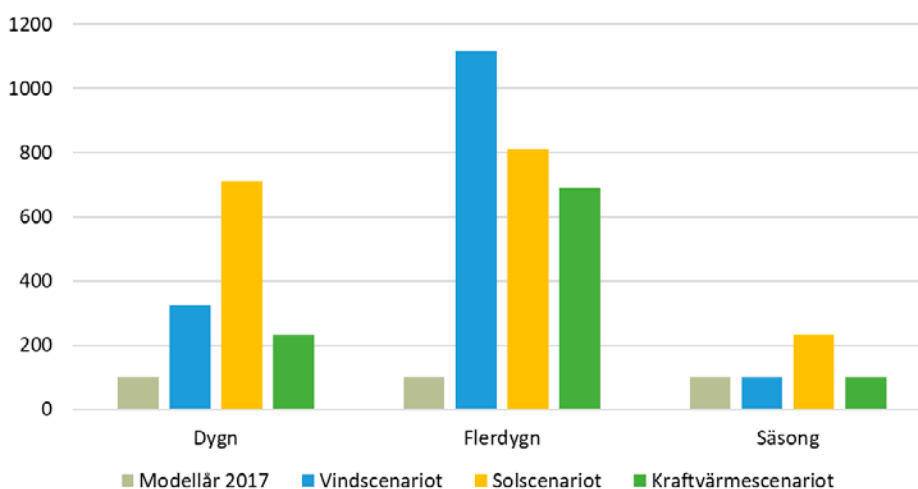
Den första analysen visar hur nettolasten förändras från en timme till en annan och är en indikation på hur flexibelt systemet behöver vara på kort sikt. Figur 19 visar förändringen i nettolasten från en timme till en annan (här kallat rampning) i de olika scenarierna. Rampningarna är indelade i olika intervall och staplarna visar hur många av årets timmar som rampningen ligger i ett visst intervall. Vi ser att vårt modellår 2017 har rampningar som oftare ligger i intervallet -500 till 500 MW medan de andra scenarierna har större förekomst av större rampningar. I *solscenariot* finns också rampningar som ligger utanför intervallet -5 000 till 5 000 MW, upp till 7 500 MW kan nettolasten där skilja sig från en timme till en annan i våra simuleringar.



Figur 19 Storlek och frekvens på rampningar i nettolasten mellan enskilda timmar i de olika scenarierna

Ökat balanseringsbehov – framförallt på flerdygnsskalan

Den andra analysen visar på nettolastens variationer på längre tidsskalor. Som indikation på det har variansen hos nettolasten studerats och visas i Figur 20. Måttet ger en bild av storleken på balanseringsbehovet på olika tidsskalor i de olika scenarierna jämfört med idag. Variansen för modellåret 2017 har normerats till 100 och de andra scenarierna presenteras i relation till 2017 för att synliggöra skillnaden. Den största ökningen av balanseringsbehovet ser ut att ske på flerdygnsskala, där vindkraften är en bidragande faktor till ökningen när elproduktionen är låg flera dagar. Även behovet på dygnsskala ser ut att öka fram till 2040 jämfört med idag framförallt i *solscenariot* är ökningen kraftig. Behovet på säsongsskala snarare minskar eller är oförändrat förutom i *solscenariot* där behovet av säsongbalansering fördubblas jämfört med 2017.



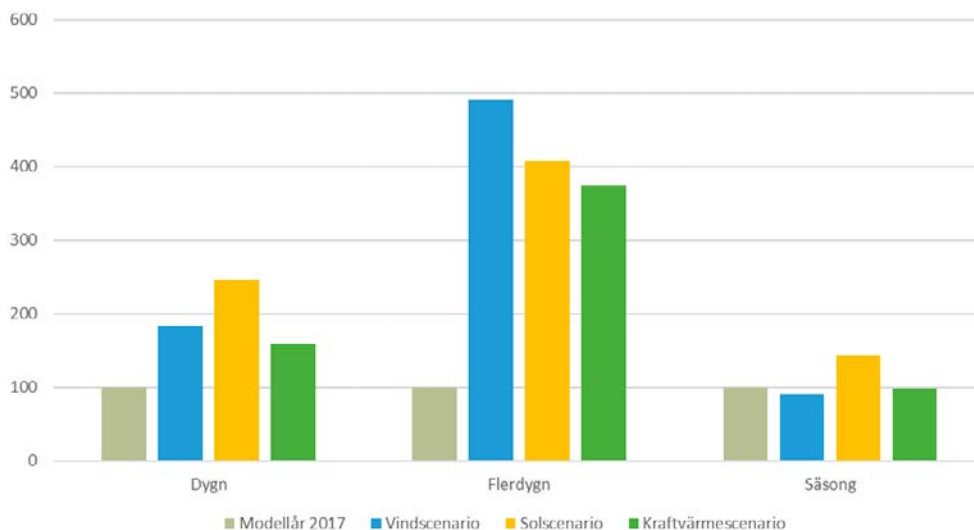
Figur 20 Variansen i nettolasten i Sverige på olika tidsskalor relativt modellåret 2017 för de olika scenarierna, 2017 utgör index 100.

Anm: Utgör en indikation på behovet av balansering på de olika tidsskalorna. Beräknat på svensk nivå.

Balanseringen hanteras bättre på nordisk nivå

Andra studier har också visat att balanseringen på flerdygnsskala kan bli en av de största utmaningarna. Svenska Kraftnät har i sin långsiktiga marknadsanalys⁷⁰ gjort motsvarande beräkningar på nordisk nivå. De analyserna visar också på ett ökat behov av balansering på flerdygnsskalan men en betydligt mindre ökning på dygnsskalan än resultaten visar på svensk nivå. Eftersom vi har en nordisk elmarknad är det troligen mer relevant att bedöma de framtida utmaningarna ur ett nordiskt perspektiv. Därför har motsvarande beräkningar också gjorts på nordisk nivå, vilket visas i Figur 21. Trenderna är i stora drag de samma men med betydligt mindre relativ ökning av balanseringsbehovet på alla tidsskalor. Det är en signal om att det är väldigt positivt att hantera balanseringen av ett kraftsystem med mycket variabel kraft i ett större område och att det nordiska och europeiska samarbetet kring dessa frågor kan vara en del av lösningen.

⁷⁰ SvK, *Långsiktig marknadsanalys 2018, 2019*



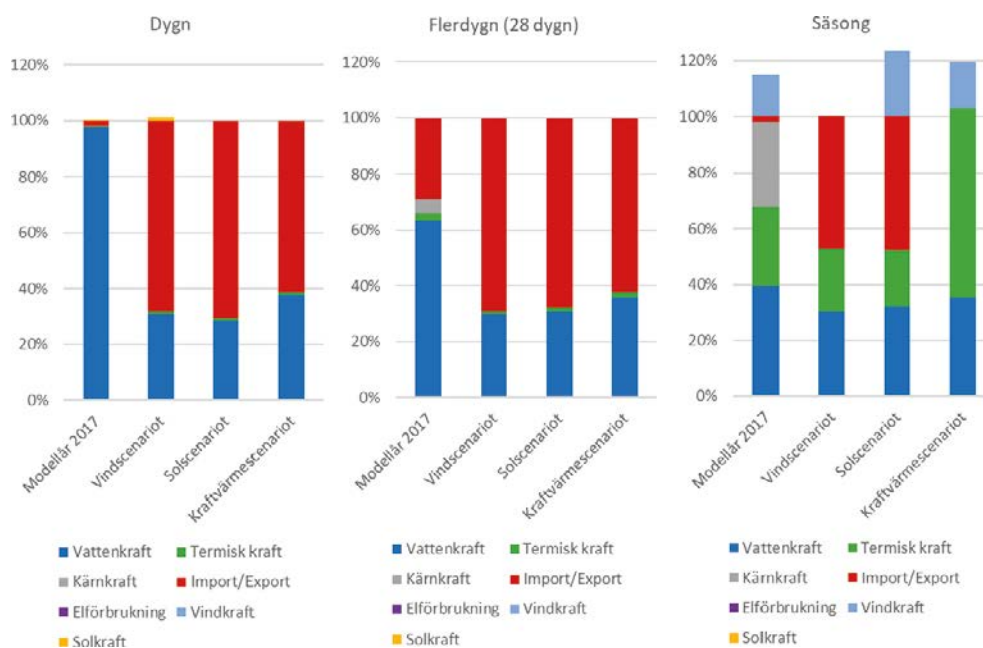
Figur 21 Variansen i nettolasten på nordisk nivå på olika tidsskalor relativt modellåret 2017 för de olika scenarierna, 2017 utgör index 100.

Anm: Utgör en indikation på behovet av balansering på de olika tidsskalorna. Beräknat på nordisk nivå.

Vattenkraften fortsatt viktig men räcker inte till

För att få en bild av vad det är som bidrar till balanseringen på de olika tidsskalorna i våra modellsimuleringar har också samvariationen mellan nettolasten och olika kraftslag studerats för de olika scenarierna. Samvariationen som ett mått på balanseringsbidrag har tidigare använts för att studera vattenkraftens reglerbidrag⁷¹ och kallas relativa reglerbidraget. I Figur 22 visas hur olika kraftslag samt import och export relativt varandra bidrar med balanseringen på olika tidsskalor. Detta visar hur svensk elproduktion, import och export bidrar till regleringen av den svenska nettolasten, som nämnts ovan sker balanseringen i det nordiska elsystemet. Motsvarande resultat för nordisk nivå visar att vattenkraften kan stå för en större andel av det nordiska reglerbidraget och att reglerbidraget från den termiska kraften är större på säsongsskala i alla scenarier.

⁷¹ Svenska kraftnät; Energimyndigheten, *Vattenkraftens reglerbidrag och värde för elsystemet* (ER 2016:11), 2016.



Figur 22 visar hur olika kraftslag samt import och export relativt varandra bidrar med balanseringen på olika tidsskalor

Anm: Att värdet kan överstiga 100 procent kan tolkas som att Sverige exporterar reglerbidrag.

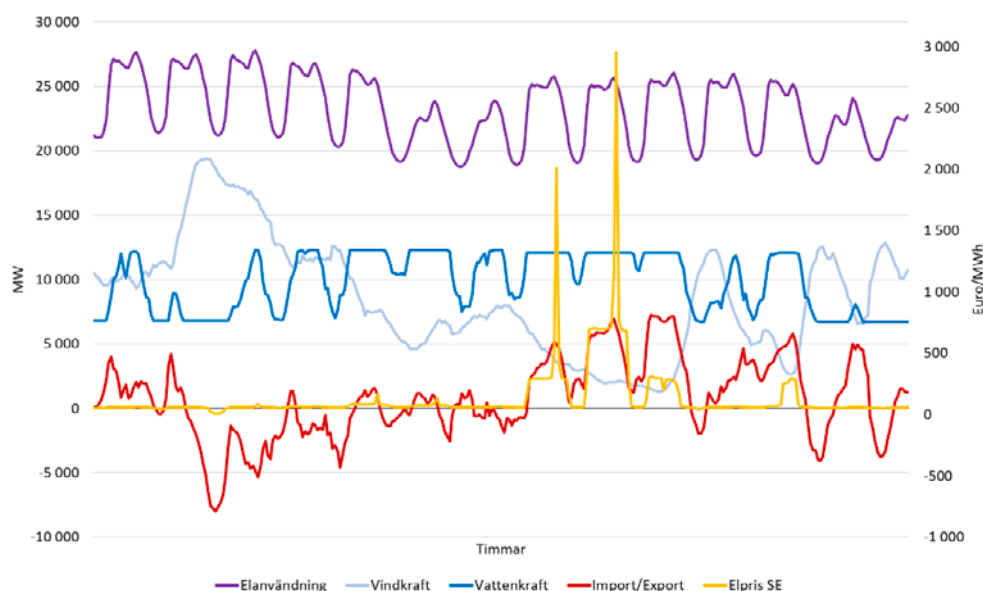
I Tabell 2 sammanfattas de karakteristiska förändringarna i de olika scenarierna. Gemensamt för alla scenarier är att import och export står för en ökad andel av reglerbidraget och att vattenkraften fortfarande är en mycket viktig del av balanseringen men inte kan hantera ökningen av balanseringsbehovet.

Tabell 2 Reglerbidrag på de olika tidsskalorna i våra scenarier

	Dygn	Flerdygn	Säsongs
Modellår 2017	Vattenkraften står för nästan all reglering.	Vattenkraften och import/export bidrar med störst reglering.	Kärnkraften bidrar med viss säsongsreglering, även vattenkraft och import/export. Även vindkraften har ett positivt reglerbidrag på säsongs skala.
Vindscenariot	Import/export får ökad betydelse för balanseringen. Vattenkraften fortsatt mycket viktig. Solel bidrar svagt positivt till balanseringen.	Import/export får ökad betydelse för att hantera det ökade balanseringsbehovet på flerdygnsskala. Vattenkraften fortsatt mycket viktig.	Import/export får ökad betydelse för att hantera balanseringsbehovet när kärnkraften inte längre finns kvar.
Solscenariot	Liknande <i>vindscenariot</i> men solel bidrar inte längre positivt till dygn-regleringen.	Liknande <i>vindscenariot</i> .	Liknande <i>vindscenariot</i> men vindkraften bidrar mer till säsongsregleringen.
Kraftvärmescenariot	Liknande <i>vindscenariot</i> .	Liknande <i>vindscenariot</i> .	Den ökade kraftvärmeproduktionen ser ut att bidra starkt till säsongsregleringen och minska bidraget från import/export på säsongs skalan.

Veckor med låg vindelproduktion kan bli en utmaning

Att nettolastens variabilitet ökar visar på att framtidens elsystem kommer att behöva vara mer flexibelt och att det kommer att behövas flexibilitetsresurser som kan hantera olika typer av variationer, detta diskuteras vidare i kapitel 6. Variabiliteten på flerdygns-skala kan bli en av de större utmaningarna i ett elsystem med mycket vindkraft. En situation som kan inträffa är längre perioder med låg vindkraftsproduktion. Figur 23 visar två januariveckor från våra simuleringar och kan ses som ett exempel på en situation där den sammanlagda vindkraftsproduktionen i Sverige blir väldigt låg under flera dagar. Vattenkraften producerar maximalt och vi importerar upp till 7 000 MW. Samtidigt syns att elpriset under denna period blir högt och vid enstaka timmar också extremt högt vilket indikerar att det i dessa situationer inte finns tillräckligt med resurser att importera eller begränsningar i nätet som hindrar import. Figuren visar den sammanlagda bilden för Sverige men läget för ett enskilt elområde kan se annorlunda ut. Just vid detta tillfälle visar vår modell dock inte på några större prisskillnader mellan elområden.



Figur 23 visar användning och produktion (endast vindkraft och vattenkraft), import/export samt elpris (sekundär axel) under två januariveckor i *vindscenariot* 2040-talet

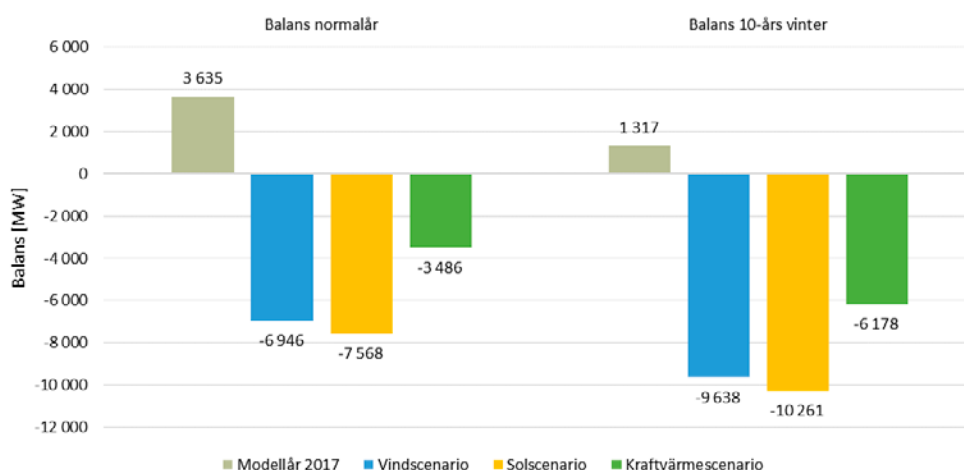
5.2 Effekttillräcklighet och överskott

Att det finns tillräckligt med resurser i systemet för att tillhandahålla den efterfrågade effekten brukar kallas effekttillräcklighet. Indikationer på effekttillräckligheten vi kan läsa ut ur våra modellresultat är den statiska effektbalansen och förekomsten av väldigt höga priser på spotmarknaden. Den statiska effektbalansen uttrycks genom en effektbalans som visar tillgången till resurser vid timmen med högst efterfrågan, utifrån antaganden om olika produktionskällors tillgänglighet. När t.ex. kärnkraften, som normalt har en hög tillgänglighet, ersätts med vindkraft vars tillgänglighetsfaktor idag är 9 procent enligt Svenska kraftnäts beräkningsmetoder⁷² är det naturligt att denna effektbalans försämrats. Hur mycket den försämrats är också starkt kopplat till vindkraftens teknikutveckling, se mer om det i *Bakgrund: Vad säger andra modeller?* i slutet av detta kapitel.

⁷² Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2018*, 2018

Kraftigt försämrad effektbalans...

Den statistiska effektbalansen år 2040 för våra scenarier visas i Figur 24. Resultaten visar på ett stort effektunderskott när ingen hänsyn tas till import. Jämfört med *vindscenariot* så är den statistiska effektbalansen ytterligare försämrad för *solscenariot* eftersom soletproduktionens tillgänglighet beräknas till noll under timmen med högst användning⁷². Skillnaden blir dock inte så stor i relation till den förändring som både *vind-* och *solscenariot* innebär i förhållande till idag. Även i *kraftvärmescenariot* är effektbalansen utan hänsyn tagen till import negativ men betydligt mindre än i de andra scenarierna.



Figur 24 visar den statistiska effektbalansen under 40-talet för normalår och 10-årsvinter baserat på de olika scenarierna

Källa: Simuleringsresultat från Apollo med antaganden om olika kraftslags tillgänglighet enligt Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden*, rapport 2018, 2018.

Effektbalansen som den beskrivs ovan ger en statisk bild av ett värsta scenario där det inte tas hänsyn till möjligheten till import. I ett allt mer sammankopplat europeiskt elsystem och med mer variabel elproduktion är det också mer intressant med sannolikhetsbaserade beräkningar av effektillräckligheten. Svenska kraftnät har i sin långsiktiga marknadsanalys⁷³ beräknat sannolikheten för effektbrist 2040 i ett scenario med mycket vindkraft (86–106 TWh vindkraft i Sverige) och ingen kärnkraft uttryckt i nyckeltalen LOLE (Loss Of Load Expectation) och EENS (Expected energy not served). Indikatorerna visar på måttfull risk för effektbrist förutom i två av de simulerade scenarierna år 2040 då risken är högre. Se mer om detta i *Bakgrund: Vad säger andra modeller?* i slutet av detta kapitel.

...men bara ett fåtal timmar då efterfrågan och utbud inte möts

En annan indikation på effektbrist är att det uppträder knapphetspriser i modellen. Med knapphetspriser avses att utbud och efterfrågan inte möts d.v.s. det råder brist på el. Under 2040-talet försvagas effektbalansen i alla scenarier. Detta är dock främst märkbart i *vind-* och *solscenariet* där knapphetspriser uppstår i de södra elområdena, vilket visas i Tabell 3. I *kraftvärmescenariot* inträffar inga knapphetspriser vilket beror på att den tillgängliga effekten är högre än i de övriga scenarierna.

⁷³ Svenska kraftnät, *Långsiktig marknadsanalys 2018, 2019*.

Scenariot landbaserad norr uppvisar de flesta knapphetstimmarna vilket kan förklaras av att den redan svaga effektbalansen i söder försvagas ännu mer när en större andel av vinden placeras i norr. Modellresultaten visar att det under delar av året finns knappa resurser för att möta behovet på elmarknaden. En sådan situation kan avhjälpas med ökad flexibilitet vilket diskuteras vidare i kapitel 6. Antalet timmar och när i tiden extrema priser uppträder kan ge en uppfattning om vilka delar av året det finns knappa resurser för att möta behovet på elmarknaden.

Tabell 3 Antal timmar med knapphetspriser per elområde och scenario

	Modellår 2017	Vind-scenario	Sol-scenario	Kraftvärme-scenario	Landbaserad Norr	Havsbaserad Söder
SE1	0	0	0	0	0	0
SE2	0	0	0	0	0	0
SE3	0	2	2	0	8	2
SE4	0	6	7	0	8	6

Hög produktion och instängd kraft kan leda till nollpriser

Figur 18 visar också att det under delar av året kommer att kunna uppstå situationer med ett stort överskott av produktion om elanvändningen har samma profil som idag. Särskilt stor blir utmaningen i *solscenariot* där produktionen överstiger användningen med som högst omkring 23,5 MW.

Det stora överskottet uppträder under sommardagar med hög solelproduktion och låg efterfrågan, vilket också visar sig i form av väldigt låga priser under dessa tider. I Tabell 4 visas antal nollpriser⁷⁴ per elområde i de olika scenarierna. Antalet timmar med nollpriser i *solscenariot* varierar mellan 630–680 per elområde och indikerar att de låga priserna uppträder i alla elområden. Det kan jämföras med *vindscenariot* där antalet nollpriser i SE1 och SE2 ligger mellan 600–625 medan de i SE3 och SE4 är mellan 430–445.

I *scenariot landbaserad norr* blir överskottet stort i SE1 och SE2 och överföringskapaciteten inte tillräcklig för att exportera kraften till andra elområden. I *scenariot havsbaserad söder* undviks en del låga priser i norr, men förhållandet i SE3 och SE4 förändras inte med avseende på antal knapphetspriser och antal timmar med nollpriser blir bara något högre. Sannolikt beror detta på den stora mängd vindkraft som finns i närområdet och som korrelerar med produktionen från havsbaserad vind i framför allt SE4.

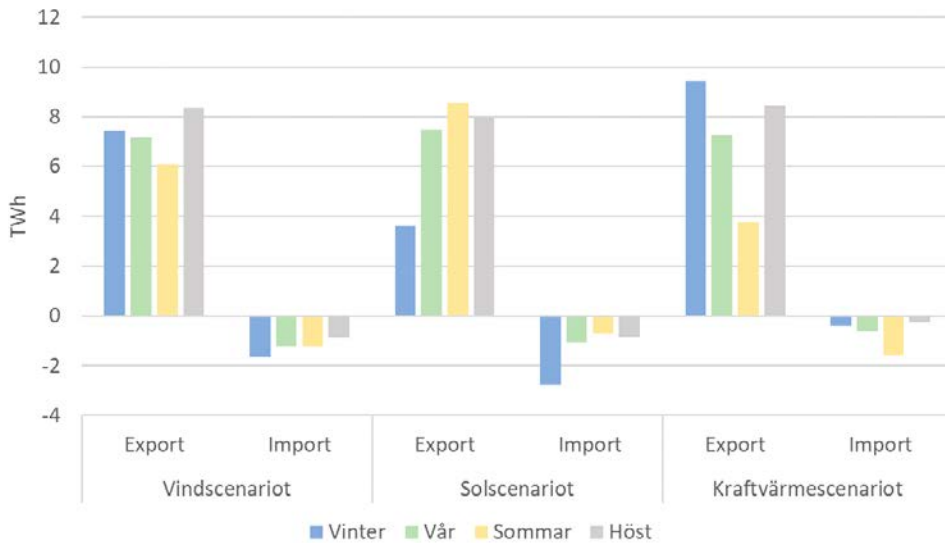
Tabell 4 Antal timmar med nollpriser per elområde och scenario

	Modellår 2017	Vind scenario	Sol scenario	Kraftvärme scenario	Landbaserad Norr	Havsbaserad Söder
SE1	0	625	683	379	1395	454
SE2	0	600	673	374	1387	451
SE3	0	429	628	352	259	447
SE4	0	443	639	369	261	496

⁷⁴ Apollomodellen fångar inte negativa priser, begreppet nollpriser kan alltså avse också negativa priser.

Stora skillnader i handelsflöden på sommar och vinter

De låga priserna under sommaren visar sig också i mönstret för import och export av el, vilket illustreras i Figur 25. I *solscenariot* får vi i modellen en stor export av el under sommaren och ökad import under vintern jämfört med de andra scenarierna. På en europeisk elmarknad är det priset tillsammans med tillgänglig överföringskapacitet som avgör hur import och export sker mellan elområden och den ökade importen på vintern behöver inte betyda att det inte finns tillgänglig produktionskapacitet i Sverige utan kan bero på att det är mer ekonomiskt att importera. Resultatet är förstås också väldigt beroende av hur elsystemet i resten av Norden och norra Europa utvecklas.



Figur 25 visar import och export i TWh per säsong i de olika scenarierna under 40-talet

Att exportera överskottsproduktionen är ett sätt att hantera överproduktionen men i modellen uppkommer också en viss mängd ”spill”. Modellen spiller alltså produktion eftersom det inte är möjligt att exportera den. I *solscenariot* spillas knappt 4 TWh årligen, att jämföra med dryga 2 TWh i *vindscenariot* och dryga 1,5 TWh i *kraftvärmescenariot*. I *solscenariot* är det framförallt under sommaren som spillet uppkommer då produktionen är hög och användningen låg.

Vidare fundering: Om användningen av statistiska elanvändningsprofiler

I den modell vi använt har det inte varit möjligt att simulera hur elanvändningen påverkas av en mer volatil elproduktion. Elanvändningen är en av inputvariablerna som påverkar när och hur mycket el som produceras och det går inte att göra tvärtom. Elanvändningsprofiler i modellen baseras på statistik.

Historiskt har elproduktionen anpassats efter hur elanvändningen väntas bli. I framtiden kommer användningen troligen i större utsträckning än idag att anpassas efter produktionen. Interaktionen mellan elanvändning och elproduktion har inte kunnat fångas i våra scenarier utan skulle behöva analyseras ytterligare innan några djupare resonemang kan föras.

Om elanvändningen blir mer flexibel kommer bland annat elprisets variationer, antalet knapphetstimmar samt behovet av att investera i överföringskapacitet/nät och produktionskapacitet att minska jämfört med resultatet i våra scenarier. Detta diskuteras mer i kapitel 6.

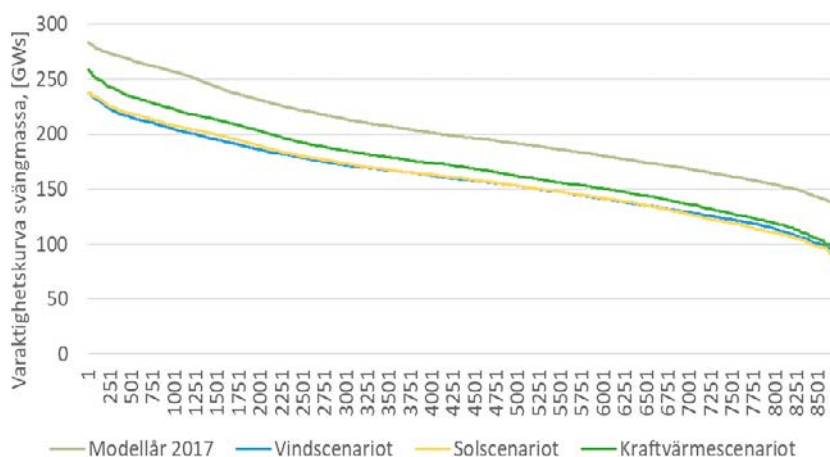
5.3 Nya verktyg för att hantera kraftsystem-stabiliteten

Kraftsystemstabilitet är ett komplext begrepp och kan delas upp i frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet. För alla dessa områden gäller att det måste finnas en förmåga att hålla systemet inom vissa stabilitetsgränser både i normal drift och i samband med störningar. Förutsättningarna för att upprätthålla systemstabiliteten beror på en mängd olika faktorer som exempelvis olika kraftslags egenskaper, enskilda anläggningars storlek och var de är placerade i systemet.

Hur förmågan att upprätthålla kraftsystemstabiliteten påverkas är inget som går att simulera i vår elmarknadsmodell eftersom det är förlopp som sker under mycket korta tider och som också är beroende av nätets exakta egenskaper. Se mer om vad Svenska kraftnät säger om kraftsystemstabilitet i *Bakgrund: Vad säger andra modeller?* i slutet av detta kapitel.

Elsystemets svängmassa minskar i scenarierna

Vi kan utifrån våra modellresultat och antaganden om olika kraftslags tröghetskonstanter göra en grov uppskattning om förändringar i tillgänglig svängmassa (en mer korrekt benämning är rotationsenergi). Det är en indikator på hur systemet kan motstå störningar som påverkar frekvensen. Resultaten från våra scenarier visar på minskad svängmassa under 2040-talet i samtliga scenarier jämfört med modellåret 2017. *Vind-* och *solscenariot* är väldigt lika eftersom de båda är kraftslag som inte naturligt tillhandahåller svängmassa till systemet. Vindkraft har dock en möjlighet att kontrollerat bidra med tröghet till systemet genom att nyttja energin i de roterande bladen, detta antas dock inte nyttjas i dessa beräkningar.

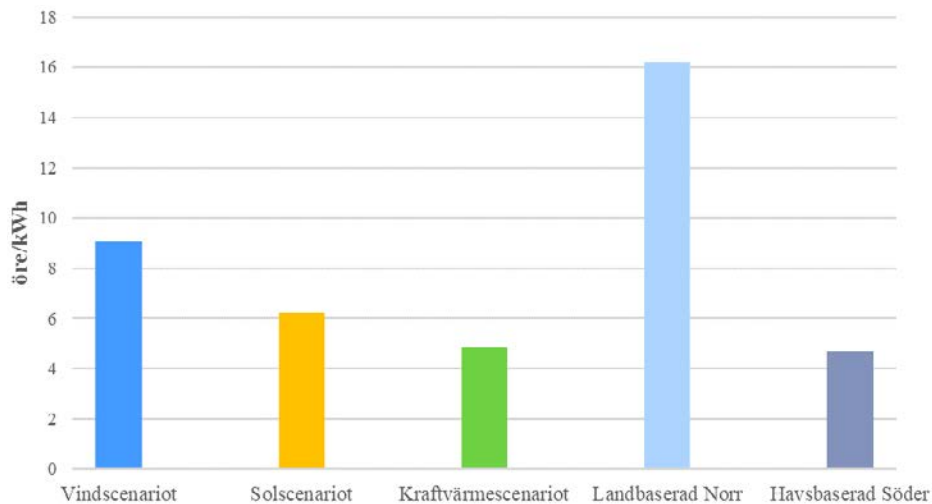


Figur 26 visar ett varaktighetsdiagram för svängmassa modellår 2017 och de olika scenarierna under 2040-talet

5.4 Behovet av elnät

Ett sätt att öka flexibiliteten i elsystemet är att öka överföringskapaciteten både lokalt, nationellt och mellan länder. I den modell som används i den här rapporten kan enbart slutsatser dras avseende överföring mellan elområden och inte förstärkningar av region- eller lokalnät.

Prisskillnader mellan elområden indikation på behov av överföringskapacitet. Ett sätt att illustrera behovet av stamnätsförstärkningar är prisskillnaden mellan elområden. Sedan elområden infördes 2011 har skillnaden mellan ex södra och norra Sverige⁷⁵ varit i genomsnitt under 1 öre per kWh. Scenarierna i denna studie visar på en stor ökning av denna skillnad på 2040-talet vilket visas i Figur 27. *Vindscenariot* ger den högsta skillnaden av de tre huvudscenarierna och scenariot *landbaserad norr* sticker ut med en mycket hög prisområdesskillnad.

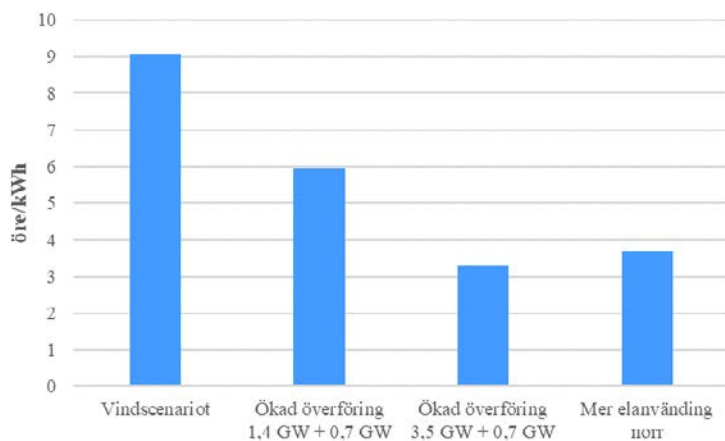


Figur 27. Skillnaden mellan elpriset i norra och södra Sverige $(SE3 + SE4)/2 - (SE1 + SE2)/2$ för olika scenarier

Ökad elanvändning i norra Sverige kan också minska skillnaderna

I scenarierna för framtiden finns redan en ökad överföringsförbindelse mellan elområdena fram till 2040-talet. I Figur 28 visas exempel på hur överföringskapaciteten skulle kunna ökas ytterligare för att i *vindscenariot* få ner prisskillnaden mellan elområden. I jämförelsen visas också att känslighetsanalysen om de 20 TWh ökad elanvändning som antagits i scenarierna skulle koncentreras till norra Sverige skulle få ungefär samma utjämnande effekt som den ökade överföringsförbindelsen. Att utöver de överföringsförbindelser som redan finns bygga ytterligare 3,5 GW innebär en utmaning både avseende tid, då ledtiderna är långa, och möjligheten att få tillstånd för utbygganden.

⁷⁵ Medelvärde av det årliga elpriset i SE3 och SE4 jämfört med medelvärdet av det årliga elpriset i SE1 och SE2.

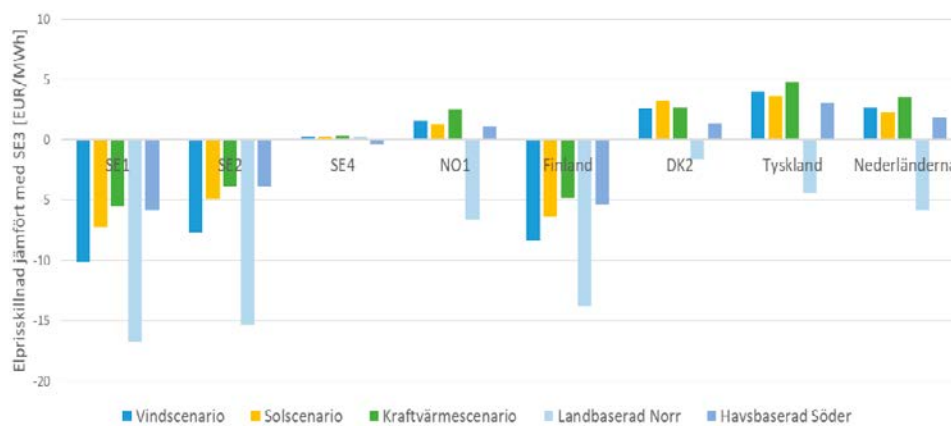


Figur 28. Skillnaden mellan elpriset i norra och södra Sverige $(SE3 + SE4)/2 - (SE1 + SE2)/2$ för olika känslighetsanalyser av ökad överföring på vindscenariot

Anm: Ökad överföring är dels 1,4 GW ökad överföringskapacitet mellan elområde 2 och 3 samt 0,7 GW mellan SE1 och SE2 och dels 3,5 GW ökad överföringskapacitet mellan elområde 2 och 3 samt 0,7 GW mellan SE1 och SE2.

Stora prisskillnader också mot våra grannländer

Överföringsförbindelser mellan elområden inom Sverige är inte den enda vägen fram. Denna rapport har inte analyserat behovet av utlandsförbindelser men resultatet visar att det i modellen uppstår stora prisskillnader också mot våra grannländer, se Figur 29, och sådana investeringar skulle kunna vara mer kostnadseffektiva än inom Sverige.



Figur 29 visar elprisskillnad jämfört med SE3, EUR per MWh, 2017 års prisnivå för de olika scenarierna

Bakgrund: Vad säger andra modeller?

Svenska kraftnät och NEPP om effekttillräcklighet

Resultat från forskningsprogrammet NEPP visar att vindkraftens effektvärde 2040 ungefär kan fördubblas jämfört med dagens värde bara genom att befintlig vindkraft ersätts med vindkraftverk med dagens bästa tillgängliga teknik⁷⁶. Det skulle bidra till en förbättrad effektbalans. Förutom den tekniska utvecklingen av vindkraftverken kan också en större andel havsbaserad vindkraft bidra till att öka vindkraftens effektvärde.

I sin långsiktiga marknadsanalys 2018 simulerar Svenska kraftnät effektbristen i Sverige med en sannolikhetsbaserad metod och uttrycker sannolikheten för effektbrist i måtten LOLE (Loss Of Load Expectation) och EENS (Expected Energy Not Served). LOLE uttrycker antalet timmar då effektbrist uppstår och EENS den energi som inte levereras under denna tid. Resultaten utifrån antaganden som gjorts i simuleringarna visar att antalet timmar som det kan förväntas att bortkoppling av last behöver ske i 95 procent av alla simulerade timmar har ett värde som ligger mellan 0–4,85 timmar per år beroende på scenario och icke levererad energi under dessa timmar är mellan 0–418 MWh.

Svenska kraftnät om kraftsystemstabilitet

Svenska kraftnät har i sin långsiktiga marknadsanalys 2018⁷⁷ gjort flera analyser som kopplar till kraftsystemstabiliteten och framförallt kopplat till frekvensstabiliteten. Analyserna visar att svängmassan i systemet minskar och att det finns ett behov av andra typer av systemtjänster för att hantera detta. Det kommer också behövas åtgärder för att hantera spänning- och rotorvinkelstabiliteten i systemet.

Svenska kraftnät om behovet av stamnät

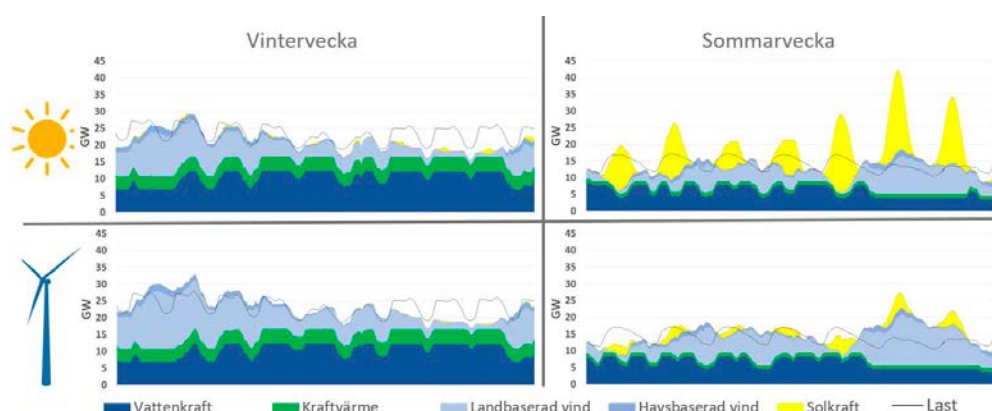
Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys 2018 visar att det i deras scenarier kan finnas en större marginalnytta (elmarknadsnytta per kW marginell ökning av överföringskapacitet) i att öka överföringskapacitet mellan Norden och övriga Europa än i de interna snitten i Sverige eftersom prisskillnaderna i dessa simuleringar är betydligt lägre inom Sverige än mellan Norden och övriga Europa. Resultaten skiljer sig något från de resultat som uppvisas i vår modell vilket beror både på skillnad i antaganden och noggrannheten i modellen. Till exempel använder Svenska kraftnät sig av 31 korrelerade väderår vilket i medel ger ett annorlunda resultat jämfört med det normalår som används i vår modell.

⁷⁶ NEPP, Vindkraftens effektvärde fördubblas, 2018

⁷⁷ Svenska kraftnät, *Långsiktig marknadsanalys 2018*, 2019

6 Behovet av flexibilitet

Flexibilitet är ett mått på förmågan att anpassa sig till förändring. Den egenskapen kan bidra till att lösa flera av utmaningarna i framtidens elsystem. Det handlar om balansering av produktion och användning på olika tidsskalor (från hundraledssekund till säsong) inklusive att ta hand om överskott från förnybar elproduktion, samt att hantera flaskhalsar i elnätet. Här diskuteras olika typer av flexibilitet och hur en långsiktig strukturell anpassning av produktion och användning till nya förutsättningar och elpriser kan ske vilket också det är en typ av flexibilitet.



Figur 30. Elproduktion och elanvändning (last) i Sverige under en dryg vintervecka i februari och en sommarvecka i juni för *solscenariot* och *vindscenariot*

100 procent förnybart innebär ökat behov av flexibilitet

I alla scenarier ser vi ett ökat behov av flexibilitet på olika nivåer och tidshorisonter (se ett exempel på skillnaden i last och produktion i Figur 30). Huvudsyftet med denna studie har inte varit att identifiera exakt vilket behov av flexibilitet vi kommer att ha, vad som skulle kunna lösa det eller vad som är lönsamt. Däremot kan vi på ett övergripande plan säga att det finns en rad olika lösningar och att vi i framtiden ser att elmarknadens prissignaler åtminstone ger större incitament för att vara mer flexibel än idag. För att avgöra lönsamhet behövs dock djupare analyser och kostnadsuppskattningar. Viss flexibilitet har dessutom intäkter utanför spotmarknaden så som från frekvensreglering, reglerkraftsmarknaden eller nättariffer. Befintliga marknader eller regelverk kan också utvecklas och det kan tillkomma nya typer av marknader, för exempelvis systemtjänster, som ger ytterligare incitament i framtiden.

Vidare fundering: Kan vi definiera ett flexibilitetsbehov?

För att bedöma hur mycket flexibilitet som behövs i ett framtida elsystem kan vi exempelvis titta på hur vår elanvändning under året ser ut idag och jämföra med en tänkt framtida elproduktion. Ett sådant mått kan vara praktiskt att använda för att jämföra olika scenarier med varandra men det utgår från att vi som elanvändare inte kommer att anpassa oss till framtida prisvariationer. Det blir på det sättet en statisk beskrivning av flexibilitetsbehovet.

Vi kan också betrakta el som något som ska uppfylla en viss nytta eller tjänst och att vi har en betalningsvilja för detta. Det kan finnas andra sätt att få samma nytta (t.ex. fjärrvärme istället för elvärme) eller så kan vi, utan att det påverkar nyttan, använda el vid något annat tillfälle (t.ex. att uppvärmningen flyttas något i tiden utan att påverka komforttemperaturen inomhus). Har vi inte betalningsvilja kan vi bli ännu mer flexibla, vilket då inte ger samma nytta, eller så kan vi helt avstå från nyttan. Med den utgångspunkten är då flexibilitetsbehovet marknadsdrivet.

Elsystemet kan å andra sidan i många fall ses som ren infrastruktur (exempelvis elnät) och som en mycket viktig samhällsfunktion. Helt nödvändig för centrala delar av vårt samhälle, och att våra industrier vill vara säkra på att el alltid kan levereras. Då kan flexibilitetsbehovet också behöva uppskattas utifrån ett leveranssäkerhetsmål eller en sårbarhetsanalys.

Faktum är att el idag sträcker sig från att vara en absolut nödvändighet till att användas för "lyxkonsumtion". Vår elmarknad och de funktioner vi har för att upprätthålla balans är dessutom designade och fördefinierade av oss. Därmed kommer inte bara vårt uppskattade behov av flexibilitet utan också vilken potential av flexibilitetsresurser vi har färgas av det synsätt vi har på el och vilka ramvillkor som vi beslutar om att ha.

6.1 Prisskillnader ger incitament för flexibilitet på 2040-talet

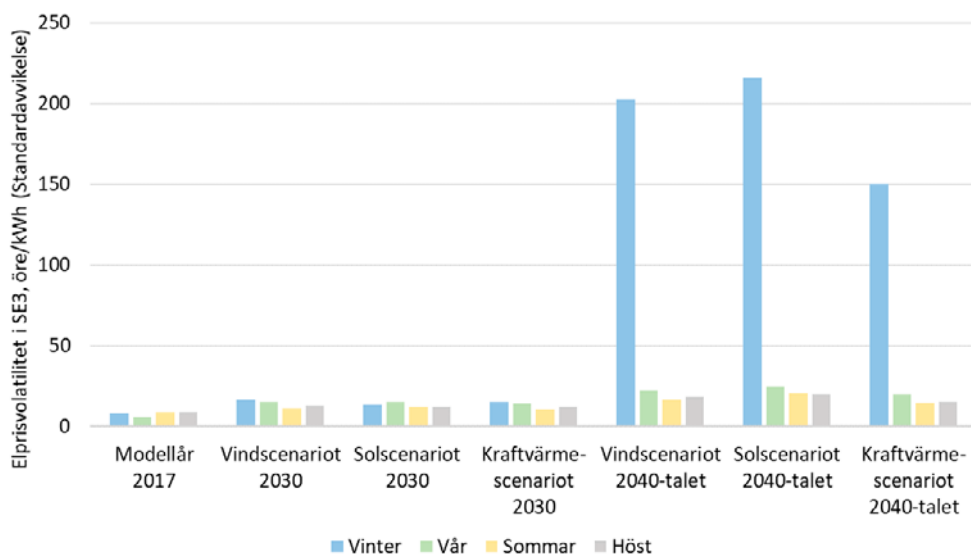
I våra modellresultat i avsnitt 5.1 såg vi att balanseringsbehovet generellt kommer att öka i våra scenarier och Figur 31 och Figur 32 visar att det även kommer att avspeglas i en större variation i elpriset under hela året jämfört med idag. Under vår, sommar och höst kommer variabiliteten mångdubblas jämfört med idag medan den under vintern blir väldigt hög då det uppstår flera tillfällen med mycket höga elpriser. Detta kommer åtminstone öka de ekonomiska incitamenten för olika flexibilitetslösningar.

Elpriset på sommar och vinter kommer att skilja sig markant

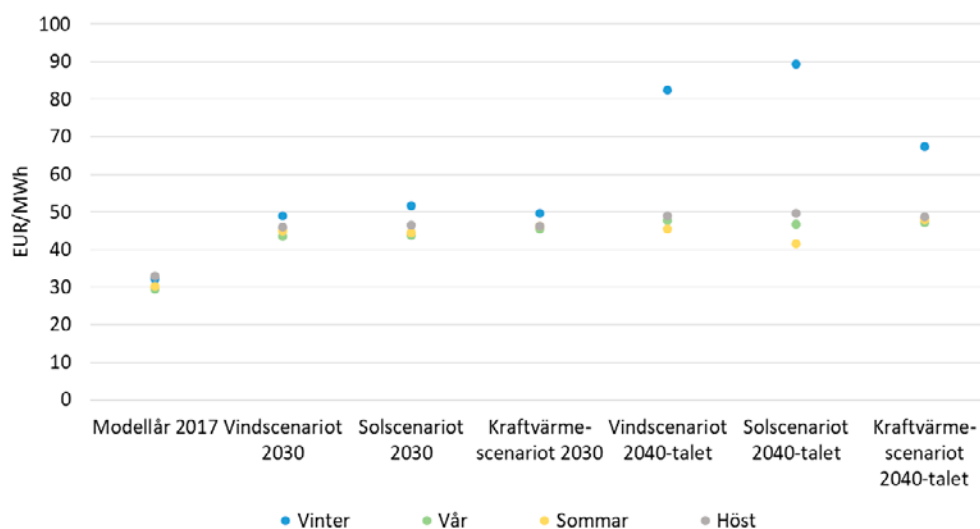
Även om balanseringsbehovet inte förändras särskilt på säsongsnivå så indikerar Figur 32 att vi generellt kommer att gå ifrån att ha relativt lite skillnad mellan elpriset på sommaren och vintern till att i *vindscenariot* ha nära 35 öre per kWh skillnad och i *solscenariot* upp till 50 öre per kWh. Det kan förklaras med att vi i scenarierna kommer att gå mer mot att balansera med export och import och inte som idag med vattenkraft och annan inhemsk kraft (se Figur 22). Incitamenten för att kunna lagra energi mellan säsonger kommer alltså öka kraftigt. Samtidigt kommer elproduktionskällor med högre produktion på vintern (som kraftvärme) att gynnas, vilket också diskuteras i kapitel 4 om kraftvärme. Denna utveckling kan också leda till mer strukturella förändringar av elanvändningen så att mer el kommer att användas på sommarhalvåret och mindre på vinterhalvåret. Det behöver inte bara röra sig om en ökad mängd flexibilitetsresurser utan också mer permanenta investeringar så som mindre direktverkande el och mer luftkonditioneringssystem.

Prisskillnaden blir tydligast när kärnkraften fasas ut

Som figurerna nedan visar så kan det dröja innan prissignalerna för flexibilitet blir mycket tydligare än idag. Detta hänger starkt ihop med när kärnkraften fasas ut, men det kan vara så att förändringen av elanvändningen kan medföra prisskillnad tidigare som inte syns i modellresultaten.



Figur 31. Volatilitet i elpriset (standardavvikelse) för olika säsonger och scenarier i SE3



Figur 32. Det genomsnittliga elpriset under olika säsonger för olika scenarier

Andra incitament till mer flexibilitet

Eftersom flexibilitet i flera fall kan lösa olika utmaningar kan det vara aktuellt för olika flexibilitetsresurser att delta på flera olika marknader, och därmed också få större ekonomiska incitament. De olika marknaderna redovisades kort redan i avsnitt 1.6.1.

Eftersom vi ser ett ökat balanseringsbehov i våra scenarier är det mycket troligt att även de ekonomiska incitamenten för flexibilitet utanför spotmarknaden kommer att öka förutsatt att marknaderna är utformade för att ge rätt prissignaler. Huruvida de olika behoven i elsystemet och intäkterna från de olika marknaderna går att kombinera har inte analyserats närmare i denna rapport men det kan begränsas av både regelverk och befintliga styrmedel.

6.2 Flexibilitetsresurser

För att möta det ökade behovet av flexibilitet finns en rad tekniker och lösningar. Vissa flexibilitetsresurser är rena nyinvesteringar så som batterier eller power-to-gas. Andra finns redan i elsystemet, men kan nyttjas i en större omfattning eller på ett annat sätt än idag, så som viss efterfrågeflexibilitet eller kraftvärme. Vissa sådana resurser kan behöva kompletterande investeringar för att kunna användas i flexibilitetssyfte, så som möjligheten att automatiskt styra upp eller ner effekten i en värmepump i en villa. Det kan med tiden också komma mer strukturella förändringar av både elanvändningen och elproduktionen som kan göra oss mindre beroende av flexibilitet. Samtidigt styrs vårt behov av el av många andra faktorer som inte är kopplat till elsystemets prissignaler. Därför kan vi också få en utveckling där vi blir *mer* beroende av nya flexibilitetsresurser i framtiden.

Flexibilitetsresurser och dess förmåga att möta utmaningar

Olika lösningar har olika potential och kan lösa olika utmaningar. Forskningsprojektet NEPP tog år 2018 fram ett underlag till Forum för smarta elnät om framtidens behov av flexibilitet⁷⁸. I rapporten görs en, enligt författarna delvis subjektiv, bedömning av hur olika flexibilitetsåtgärder kan möta olika utmaningar, se Figur 33. I Tabell 5 beskrivs flexibilitetsresurser ur en annan skärningspunkt från en rapport från konsultföretaget WSP⁷⁹. Tabellen ger en översikt av vilka typer av flexibilitetsresurser som finns att tillgå.

		Balansreglering timme	Balansreglering vecka	Överskott	Topplast 1h	Topplast dygn	Årsreglering
Typ av flexibilitet	Energilager (batteri)	😊	😞	😊	😊	😊	😞
	Efterfråge- flexibilitet	😊	😞	😊	😊	😞	😞
	Utbyggnad av stannät	😊	😊	😊	😊	😊	😊
	Utbyggd kraftvärme	😊	😊	😊	😊	😊	😊
	Gästurbin	😊	😊	😞	😊	😊	😊
	Ökad flexibilitet i vattenkraften	😊	😊	😊	😊	😊	😊

Schematisk, och delvis subjektiv, bedömning av olika åtgärders förmåga att möta olika flexibilitetsutmaningar

Figur 33. Schematisk beskrivning av olika åtgärders förmåga att möta olika flexibilitetslösningar
Källa: NEPP

⁷⁸ Flexibilitet – i en ny tid, NEPP (North European Power Perspective), 2018

⁷⁹ Flexibilitet i elsystemet – en underlagsrapport om flexibilitetsresurser och regelverk, WSP, 2019

Tabell 5. Olika typer av kategorier av flexibilitetsresurser och metoder för flexibilitet inklusive exempel (Inspirerat av "Flexibilitet i elsystemet", WSP. 2019)

Kategori	Beskrivning	Exempel på flexibilitetsresurser
Energilager	Genom att lagra energi kan den användas vid andra tidpunkter eller på andra platser. Konventionella energiresurser kommer ofta i redan färdiglagrad form (fossila bränslen, biobränslen, vattenkraft etc). Användning av energilager i elsystemet underlättar att ständigt ha balans mellan tillförsel och användning. Ett lager som både kan mata in och mata ut energin kallas "dedikerat lager".	Mekaniskt lager (pumpkraft, tryckluft), värmelager (vatten- eller saltbaserad, fasomvandlingsmaterial), elektriska lager (superkondensatorer, magneter), elektrokemiska lager (batterier), kemiska lager (vätgas, övriga kemiska föreningar) Batterier, vattenkraft, bränslen, termiska lager.
Efterfrågeflexibilitet	Att flytta effektuttag i tiden genom att styra om sin elanvändning baserat på marknadssignaler. Efterfrågeflexibilitet kan användas både hos hushåll och inom industrin, och den kan både vara manuell och automatisk. Idag är priselasticiteten på elmarknaden väldigt låg eftersom efterfrågeflexibilitet ej används i någon större utsträckning.	Styrning av eluppvärmning, hushållsapparater, elektronik, dataservrar, industriella maskiner, etc. Den nedreglering av elanvändning som finns upphandlad inom effektreserven är också en form av efterfrågeflexibilitet.
Aggregering	En aggregator säljer och köper flexibilitet på marknader. Aggregering användas för att förenkla handel av mindre effektresurser.	Aggregatorer för styrning av många värmepumpar. Kan både aggregera efterfrågeflexibilitet och energilager, men lämpar sig där det är många små anläggningar.
Avkopplingsbar elanvändning	Att koppla bort elanvändning från vissa objekt anslutna till distributions- eller transmissionsnätet om det uppstår effektbrist i elsystemet.	Kan ske utifrån avtal med användare som ett sätt för balansansvarig att upprätthålla systembalans. Vid brist-situation kan frånkoppling ske i enlighet med prioriteringsregler inom StyrEl.
Styrning av produktion	Att öka eller minska eltilförseln för att säkerställa balansen i elsystemet eller hantera flaskhalsar i elnätet.	Kan ske genom nätkoder (tvingande regler) eller genom mer frivilliga avtal. T.ex. större vindkraftparker som vid för hög frekvens styrs ned i produktion.
Lokala energisystem/Mikronät	Lokala energisystem kan utgöra en flexibilitetsresurs om de tillåts ge systemtjänster till överliggande nät. Rent teoretiskt skulle de också kunna bidra till ökad resiliens genom att ge självförsörjning vid leveransstörningar.	Lokala system med mikroproduktion, styrbar användning, energilagring etc. Lämpligt för att ta tillvara på lokala energiresurser för el- och/eller värmeproduktion.

Nedan följer exempel på några flexibilitetsresurser som bedöms kunna ha extra stor betydelse för att uppnå 100 procent förnybart elsystem.

6.2.1 Efterfrågeflexibilitet

Efterfrågeflexibilitet kan förenklas till att handla om vilka möjligheter elanvändare har att flytta last under ett kort tidsintervall. Det handlar ofta om att nyttja flexibilitet som fås "på köpet"; exempelvis att ett värmelager ingår i ett värmepumpssystem eller att en elbil innehåller ett batteri. Efterfrågeflexibilitet är inte bara något som kan användas på spotmarknaden. Redan idag finns bud med efterfrågeflexibilitet på reglerkraftmarknaden och det kan beroende på hur nättariffer är utformade vara lönsamt att flytta användning i tiden lokalt.

Automatiserad flexibilitet har högre potential än ändrat beteende

Forskningsprojekt har visat att det är svårt att få människor att ändra sitt beteende för att ändra sin elanvändning i tiden. Speciellt familjer har haft svårt att göra anpassningar av användningsmönstret, i synnerhet när det gäller utrustning såsom tvättmaskiner och diskmaskiner. Den största potentialen i bebyggelsen handlar istället om att fokusera på uppvärmningsutrustningen. Eftersom huskroppar har en viss värmetröghet i sig, så kan elanvändningen tillåtas variera på kort tidshorisont utan att det påverkar komforten för de boende. Dessutom har det visat sig vara viktigt att utrustningen sköter sig av sig självt, utan att användaren behöver ställas inför stora valmöjligheter.⁸⁰

För att nyttja efterfrågeflexibilitet som en resurs i elsystemet krävs alltså incitament såsom bra marknader och hög grad av automation och digitalisering. Det behövs troligtvis också aggregatorer som kan förenkla för kunderna att delta med sina resurser på olika marknader.

Elprissignaler tillsammans med nättariffer kan förstärka incitamenten

Den ökade variabilitet i elpriset som modellresultatet visar tyder på mer förtjänster för efterfrågeflexibilitet. Det skulle kunna förstärkas ytterligare med förändrade nättariffstrukturer (även om prissignalerna från elmarknaden och nättarifferna ibland skulle kunna motverka varandra). På sikt kan det leda till att investeringar i elanvändning görs med större möjlighet för flexibilitet på kort tidshorisont i allt från industrin till i att automatiskt kunna reglera värmepumpar i hushåll.

Efterfrågeflexibilitet kopplat till värmelaster behöver inte handla om enskilda hushållskunder, utan kan i praktiken skalas upp till att omfatta hela städer. Genom att utnyttja värmetröghet i fjärrvärmesystem tillåts flexibilitet på en betydligt längre tidshorisont. Det finns stor potential för utökad flexibilitet genom användning av stora värmelager och värmepumpar i fjärrvärmesystemet⁸¹.

Viss flexibilitet inom industrin kan bara nyttjas några gånger per år

Inom industrin finns också möjlighet till mer flexibilitet. En viss del av detta kan på samma sätt som uppvärmning av hus automatiskt flyttas i tiden. En stor del av potentialen är dock att kunna stänga av produktion tillfälligt. För processindustrier som har en ständig produktion av varor kan oftast inte en minskning av elanvändningen under en period kompenseras med ökad produktion vid något annat tillfälle. Den största potentialen av efterfrågepotential inom industrin bedöms därför inte kunna realiseras mer än några gånger per år, vilket bland annat belystes i en rapport av Energimarknadsinspektionen 2016⁸².

⁸⁰ Bygger på erfarenheter från bland annat följande projektet: *Smart Energy City i Norra Djurgårdsstaden*, Fortum, <http://smartenergycity.se/wp-content/uploads/2019/02/Energimyndigheten-SLUTRAPPORT-ver-2018-12-20.pdf> (hämtad 2019-03-21) samt VäxEI – <https://www.energivarlden.se/artikel/smarta-elnet-i-uppland-far-internationellt-pris/> (hämtad 2019-03-21)

⁸¹ *Global Energy System Based on 100% Renewable Energy – Energy Transition in Europe Across Power, Heat, Transport and Dealination Sectors*. LUT & Energywatchgroup, 2018

⁸² *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet*, Ei2016:15, Energimarknadsinspektionen, 2016

6.2.2 Gasturbiner

Gasturbiner används idag som en del av störningsreserven som är upphandlad av Svenska kraftnät. Det finns olika typer av gasturbiner, och generellt har de väldigt kort starttid jämfört med andra produktionsslag. Därför passar de för reglering på kort tidskala. Eftersom bränslet oftast är av fossilt ursprung används gasturbiner mestadels under korta tidsperioder, exempelvis för att upprätthålla systemstabilitet vid störningar eller bidra med effekt under väldigt kalla vinterdagar.

Gasturbiner skulle kunna användas i elsystemet för att hantera upprampningar av netto-lasten om inte vattenkraften klarar det på egen hand. Rampningar blir både större och mer oförutsägbara i våra scenariorresultat, se bland annat i Figur 20. För ett 100 procent förnybart elsystem skulle det fossila bränsle som oftast används i gasturbinerna idag behöva ersättas. Potentiellt med exempelvis elektrobränslen eller biobaserade bränslen.

6.2.3 Power-to-gas och liknande tekniker

Tekniken Power-to-gas är än så länge på demonstrationsstadiet. Begreppet används för tekniker som omvandlar el till gasformigt bränsle. Gasen behöver inte användas direkt när den tillverkas varför detta blir en flexibilitetsresurs som kan skilja sig i storlek och tidshorisont beroende på hur gaslagret dimensioneras och hur länge gasen går att lagra.

Power to methane

Ett exempel på power-to-gas är att koldioxid från industriella processer kan omvandlas med hjälp av vätgas producerad av el (via elektrolys med vatten) till metangas som kan användas inom transportsektorn eller till elproduktion. Tekniken är energikrävande och växthusgasutsläppen beror på vilken elmix som används. En förutsättning är att överskottsproduktion av förnybar el samt att restströmmar av koldioxid från industrin används vilket då kan minska utsläppen av växthusgaser.

Elektrifiering av stålindustrin ger nya möjligheter

Ett pågående projekt som innehåller power-to-gasteknik är Hybrit, som syftar till att få en process som tillverkar stål utan kol⁸³. Det handlar om att tillverka vätgas med el, vätgasen används sedan i ståltillverkningen. Beroende på hur vätgasproduktionen och lagermöjligheten dimensioneras kan de bidra mer eller mindre till flexibilitet.

6.2.4 Batterier

Batterier är ett sätt att framför allt lösa flexibilitetsbehovet under ett dygn eller mellan några få dygn. I alla scenarier ökar behovet av balansering på dygnskala. Batterier kan ganska enkelt installeras i exempelvis en bostad och bidra till en utjämning av effekt eller för att kunna öka egenanvändningen av mikroproduktion. I exempelvis Tyskland börjar det också bli vanligare att delta med lokala energilager i frekvensregleringen⁸⁴. Batterier kommer också att finnas i en större utsträckning i fordonssektorn.

⁸³ Se <http://www.hybritdevelopment.com/>

⁸⁴ <https://sonnengroup.com/households-replacing-power-stations-germany-sonnen-putting-largest-virtual-battery-its-kind/> (hämtad 2019-03-21)

Batterier är inte bara en småskalig lösning

Det finns också mer storskaliga applikationer för batterier och det behöver inte bara vara elanvändare som i första hand nyttjar dem. Fortum ska exempelvis under våren 2019 installera ett batteri på 5 MW i anslutning till ett av sina vattenkraftverk för att få snabbare frekvensreglering⁸⁵. Istället för att bygga en ny kabel kan överföringsförbindelsen till Gotland förbättras med en batterilösning⁸⁶ och det förekommer större batterier vid vindkraftsparker utanför Sverige för att jämna ut produktionen eller för att undvika nedreglering.

Vidare fundering: Hur mycket batterier kan det bli i solscenariot?

I *solscenariot* kommer batterier att kunna öka egenanvändningen, minska topp-effekten under dagen samt bidra med andra systemtjänster (frekvensreglering, lösa flaskhalsar i elnätet etc.). Men hur mycket batterier är det troligt att det installeras i anslutning till solcellssystemen? Enligt en syntes av forskningsrapporter⁸⁷ är det vanligt att räkna på en dimensionering av batterikapaciteten (i kWh) motsvarande 0,5–1 gånger den installerade topp-effekten hos solcellerna. Detta ger en ökning av egenanvändningsgraden med 10–24 procentenheter. Om vi antar att all solcellskapacitet i *solscenariot* har ett sådant batterisystem hamnar vi på 12,5–30 GWh total batterikapacitet, vilket motsvarar 0,9–2,2 miljoner batterier på 14 kWh styck. Kostnaden för detta är svår att prognostisera, främst på grund av att lokala batterisystem är en förhållandevis ny produkt som utvecklas snabbt.

Som jämförelse finns det idag 4,9 miljoner personbilar i trafik. Om de i framtiden kommer att utgöras av elbilar finns det uppenbara synergier om vi lyckas tillgängliggöra en del av batterikapaciteten för elsystemets behov.

6.2.5 Kraftvärme

Kraftvärme i fjärrvärmesystemen bidrar i princip av sig själv till en balansering av elsystemet på säsong då den producerar mest på vinterhalvåret och mycket lite på sommaren. Det avspeglas också i en högre erhållen intäkt för försäljning av el som diskuterades i 4.3. För att ytterligare bidra till säsongreglering skulle det framför allt behövas mer kraftvärme snarare än att befintlig kraftvärme kan bidra ytterligare. På samma sätt bidrar också kraftvärme till svängmassa i systemet men i mindre omfattning under sommaren när behovet av svängmassa är som högst.

⁸⁵ <https://mediaroom.fortum.com/sv/fortum-kombinerar-batteri-och-vattenkraft-i-forshuvud/>

⁸⁶ *Smart och förnybart energisystem på Gotland*, ER 2018:5, Energimyndigheten, 2018

⁸⁷ R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, J. Palm, "Photovoltaic self-consumption in buildings: A review", *Applied Energy*, Vol. 142, pp. 80-94 (2015).

Kraftvärme kan hjälpa till att lösa flera utmaningar

I bland annat en rapport från forskningsprogrammet Fjärrsyn⁸⁸ från 2015 antogs kraftvärme överlag kunna bidra med flera olika systemtjänster och flexibilitetsresurser. Bidrag till flexibilitet kan göras till exempel genom att det i många anläggningar finns möjlighet att välja mellan fjärrvärmeproduktion från kraftvärme eller värmepumpar, möjligheten att utnyttja värmelagret i fjärrvärmenätet (och i vissa fall i ackumulator-tankar) eller genom att styra hur mycket ånga som går genom turbinen. I det sistnämnda fallet går det exempelvis att styra upp eller ner effekter och på så sätt delta på reglerkraftmarknaden eller bidra med frekvensreglering. För att styra upp krävs dock att elproduktionen i normalfallet ligger under maxeffekt. Därutöver tillkommer möjligheten att investera i teknik som ytterligare kan bidra med flexibilitet, så som en kondenssvans.

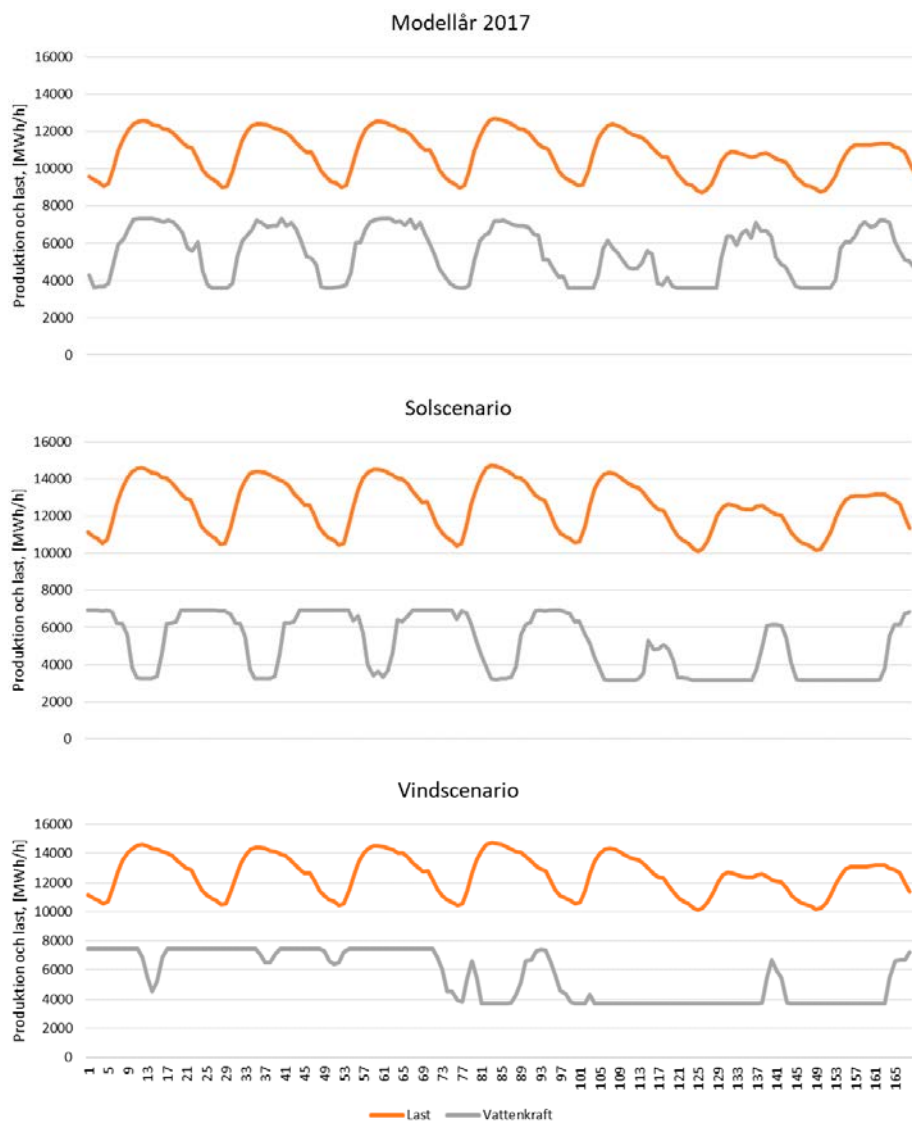
Lite förenklat så kan kraftvärmen mest bidra med flexibilitet i det korta perspektivet, upp till några timmar, särskilt när det är kallt och anläggningarna har hög utnyttjandegrad. Vid varmare väder finns större potentialen att under längre perioder producera mer el än vad värmeunderlaget tillåter (med hjälp av värmelager eller kondensdrift), vilket dock i de flesta fall kräver ytterligare investeringar.

6.2.6 Vattenkraft

I delrapport 1 resoneras kring att vattenkraftens roll som flexibilitetsresurs i samband med målet om 100 procent förnybar elproduktion är mycket viktig. Figur 22 visar att vattenkraften i dagens elsystem står för en stor andel av reglerarbetet på de tre analyserade tidshorisonterna. Vattenkraften har förmåga att på ett kostnadseffektivt sätt hantera större svängningar i produktion och användning. Detta åskådliggörs med Figur 34 som visar modellår 2017 samt *vindscenariot* och *solscenariot* under en typisk sommarvecka.

Övre bilden i figuren visar att vattenkraften i dagens elsystem körs mer på dagen än på natten och därmed väl följer användningen. Mellersta bilden visar att vattenkraften under en typisk sommarvecka i *solscenariot* körs på natten. Det beror på att den stora mängden solceller i elsystemet i scenariot täcker användningen under en typisk sommar dag och vattenkraften optimeras efter detta faktum. Understa bilden i figuren visar *vindscenariot* där vattenkraftens körning beror mycket av tillgången på vindkraftsproduktion eftersom stora mängder vindkraft finns i systemet.

⁸⁸ *El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna*, Energiforsk – Fjärrsyn, rapport 2015:223, 2015



Figur 34 Vattenkraftens produktion samt last per timme för olika scenarier under en typisk sommarvecka i juli

Vattenkraften kan inte hantera all reglering i framtiden

Vad gäller framtida scenarier så visar Figur 22 att det relativa reglerbidraget som vattenkraften bidrar med på de olika tidshorisonterna kommer att minska. Det innebär inte att vattenkraften reglerar mindre, utan visar att vattenkraftens reglerförmåga inte räcker till för att hantera elsystemet. Vattenkraften optimeras efter reglerbehovet på de olika tidshorisonterna, men för att säkerställa balanseringen behövs exempelvis en mycket större andel import och export än idag. Att vattenkraften körs hårt och utnyttjas så långt som möjligt åskådliggörs i Figur 23. Figuren visar två januariveckor med låg vindkraftsproduktion under dessa veckor producerar vattenkraften maximalt.

Vattenkraftens betydelse kommer att öka på flerdygnsskalan

Det är mycket som tyder på vattenkraftens betydelse på tidsskalan flerdygn kommer att öka eftersom det i dagsläget finns få andra förnybara reglerresurser som kan bidra. Samtidigt visar Figur 21 att för alla tre scenarier ökar variansen i nettolasten markant på flerdygnsskalan. Variansen i *solscenariot* på dygnsskala och årsskala är betydligt högre än för *vindscenariot*. På flerdygnsskalan däremot är variansen i *vindscenariot* högre än för *solscenariot*. Sammanfattningsvis visar scenarioanalyserna att vattenkraftens reglerförmåga är mycket viktig och behövs i ett framtida förnybart elsystem.

Med investeringar kan vattenkraften bli mer flexibel

I delrapport 1 resonerade vi kring möjligheten att öka vattenkraftens flexibilitet, exempelvis har Skellefteå kraft räknat ut att det finns en teknisk potential till en effektutbyggnad på 3 900 MW hos redan utbyggda älvsträckor. Dessutom går det att utnyttja magasinerna mer flexibelt⁸⁹. Möjligheten till att öka flexibiliteten hos vattenkraft beror av en rad faktorer, exempelvis möjligheten att förnya vattendomar samt ekonomiska incitament. Mycket tyder på att lönsamheten för flexibilitetsökning i vattenkraft kommer att öka framöver, vilket indikeras i Figur 36. Figuren visar att vattenkraftens intäkt i de olika scenarierna blir högre än medelpriset. Modellresultaten visar också mycket höga medelpriser på vintern, vilket gynnar den produktion som är flexibel och kan producera på vinterhalvåret.

Flera åtgärder kan öka flexibiliteten

Några möjliga åtgärder som kan genomföras i vattenkraft för att öka flexibiliteten är:

- **Anläggningstekniska åtgärder** som innebär fysiska förändringar av ett kraftverk, ex höja ett dammkrön för att öka ett magasinens kapacitet.
- **Maskintekniska åtgärder**, vilket innebär förändringar i ett vattenkraftverks mekaniska delar. Ett exempel på detta är installation av ny turbin med högre slukförmåga.
- **Driftmässiga åtgärder** för att optimera driften av flera kraftverk i ett älvsystem.
- **Tillståndsmässiga åtgärder** för att förbättra flexibiliteten, exempelvis förändrade vattenhushållningsbestämmelser för dämningensgräns och sänkningensgräns eller minskade minimitappningar.

6.3 Faktorer som minskar flexibilitetsbehovet

Även om många beståndsdelar i elsystemet har långa drifttider kommer många att behöva bytas ut fram till och under 2040-talet. Egenskaperna hos komponenterna påverkas av prissignaler och detsamma gäller också om en investering överhuvudtaget görs. Det innebär att elsystemet på olika sätt kommer att se annorlunda ut och på lång sikt anpassas till nya förutsättningar. Med rättvisande och starka prissignaler kan detta leda till ett minskat behov av flexibilitet.

⁸⁹ Sweco, 100 % förnybart – en rapport till Skellefteå kraft, 2017

6.3.1 Nätutbyggnad

Ett sätt att minska det lokala eller regionala behovet av flexibilitet i elsystemet är att öka överföringskapaciteten både lokalt, nationellt och mellan länder. Elnät kan kanske inte ses som en typisk flexibilitetsresurs utan är snarare ett medel för att utjämna variationer av elproduktion och användning och få tillgång till befintlig flexibilitet eller potentiella flexibilitetsresurser över ett större geografiskt område. Enligt resultatet av vår scenarioanalys (se Figur 22 och avsnitt 5.1) så kommer betydelsen av import och export för att balansera framtidens elsystem att bli betydligt mycket högre än i dag. Utbyggnad av stamnätet har också diskuterats i avsnitt 5.4.

Elnät har långa drifttider och återinvestering görs av flera skäl

Oavsett vilket scenario för ett 100 procent förnybart elsystem som diskuteras så kommer utbyggnaden av elnätet att spela en central roll. Investeringsbehovet i nytt elnät fram till 2040-talet är stort och drivs av flera faktorer. Återinvesteringar i gammalt nät, utbyggnad av kapacitet för att säkra driftsäkerhet och möjliggöra anslutning av ny användning, integration av den europeiska elmarknaden och anslutning av ny elproduktion är fyra stora drivkrafter. Mycket av dessa investeringar kommer att behöva ske oavsett vilken produktionsmix som framtidens elsystem har. Stamnät har en lång teknisk livslängd och beslut som tas idag gällande utformning av stamnätet påverkar också i hög grad flexibiliteten i ett elsystem under 2040-talet.

Lokal kapacitetsbrist är en realitet redan idag

De senaste åren har det blivit ett allt större fokus på flaskhalsproblematik. Den är inte per automatik kopplad till integrationen av förnybart, utan handlar lika mycket om åldrande elnät, växande storstadsområden och ny användning. Både idag och i framtiden är lösningen en kombination av nya elnät, flexiblare nyttjande av nätet och placering av elanvändning och elproduktion någonstans där det redan finns ledig kapacitet. Även lokalt är elnätet en viktig möjliggörare för flexibilitet. Anslutning av solproduktion och elbilsaddstationer är till stor del beroende av dimensioneringen och användningen av elnätet. Förutom att öka dimensioneringen av elnätet kan olika typer av mätning och styrning öka flexibiliteten i nätet till lägre kostnader än för den att bygga nytt nät. Detta kan också i sin tur leda till bättre nyttjande av elnät på högre spänningsnivåer.

6.3.2 Anpassning av efterfrågeprofil

Stora prisskillnader mellan säsonger eller flerveckorsperioder kan vara svåra att lösa med efterfrågeflexibilitet, men de ekonomiska signalerna kan leda till en viss strukturell förändring av efterfrågeprofilen, dvs. när vi använder el. Våra resultat visar exempelvis att det blir mycket dyrare att använda el under vintern än sommaren. Investeringar som kommer innebära mycket elanvändning under vintern kommer alltså missgynnas jämfört med investeringar där el används mer under sommaren. Prisnivåerna förändras också på dygnsnivå varför det även där kan ske strukturella förändringar. Men var, när och hur vi använder el har beror på en rad andra faktorer än elpriset varför det är osäkert hur annorlunda det kommer att se ut i framtiden.

Elektrifieringen har en ny och osäker användarprofil

Elektrifieringen av delar av industrin samt fordonssektorn antas i denna studie leda till ökad elanvändning men inga analyser har gjorts över hur det påverkar den faktiska

elanvändningen i tiden, det vill säga användningsprofilen. Det är också oklart om denna nya typ av elanvändning leder till ökat behov av flexibilitet eller minskat. Elbilar kan exempelvis laddas ”smart” och bli en flexibilitetsresurs eller så laddar många elbilar samtidigt och leder till stora effektoppar. Men eftersom detta är en ny typ av elanvändning finns större möjligheter att den byggs upp mer anpassat för den nya typen av elproduktion än att den befintliga elanvändningen förändras.

I vissa scenarier är förändringen jämfört med idag mycket stor

Det är också viktigt att ha storleksordningen på flexibilitetsbehovet klart för sig. Att som i *solscenariot* börja använda upp mot 40 GW mitt på dagen på sommaren jämfört dagens 10–15 GW eller vintertopparna på runt 25 GW är inte självklart. Detsamma kan gälla att under några veckor med låga vindar under vintern undvika att använda flera TWh el.

Elanvändningen kan även förändras geografiskt

Något som implicit kan göra behovet av flexibilitet mindre är en annorlunda geografisk fördelningen av elanvändningen. Idag kan detta redan illustreras med att nya industrier kan vara tvungna att välja lokalisering med utgångspunkt från tillgänglig kapacitet lokalt i elnätet. Detta är mer en fysisk begränsning snarare än ekonomisk. I våra scenarier kan vi inte se hur lokal kapacitet påverkas men vi kan se en skillnad i elpriset mellan elområden. Norra Sverige har exempelvis både lägre och mer stabila priser än södra Sverige. Mer etablering av elanvändning i norr skulle innebära ett lägre behov av stamnätsförstärkningar.

6.3.3 Minskad variabilitet i variabel kraft

Behovet av flexibilitet är tätt sammanlänkat med variabiliteten i elproduktionen. Det är också tydligt att just variabel kraft får betydligt mindre i genomsnittlig intäkt för elproduktionen. I vissa scenarier kan det röra sig om upp mot en tredjedel av intäkten, i samma elområde, vilket kan ses i Figur 36. I samma figur framgår också att intäkterna för samma kraftslag kan vara 40 procent lägre i ett elområde jämfört med ett annat. Det ger ekonomiska incitament för att investera i eller utveckla teknik för förnybar elproduktion som producerar när elpriset är högt eller lokaliseras där intäkter är högre. Det är alltså en kombination av att specifika anläggningar blir mindre variabla och att hela elproduktionen i elsystemet får minskad variabilitet.

Vind och sol kan på systemnivå bli mindre variabla

Ett sätt att minska variabiliteten för vindkraft är att sprida vindkraften mer geografiskt, bygga högre torn och större rotordiameter samt bygga vindkraften i bättre vindlägen. Denna utveckling pågår och har pågått under många år (se avsnitt 2.1). En geografisk spridning av solkraft ger också minskad variabilitet på grund av minskad sannolikhet för att det exempelvis är molnigt⁹⁰. Solceller kan också placeras i en östlig eller västlig riktning i stället för sydlig för att få en jämnare produktion, dock på bekostnad av en lägre total årlig produktion.

⁹⁰ Även spridning av solceller längs en breddgrad kan ge en jämnare totalproduktion, men får en betydande effekt i geografiska områden som är mycket större än Sverige.

Förnybar el kan också bidra med flexibilitet och systemtjänster

Mycket lågt erhållet elpris skulle också kunna medföra att producenterna själva investerar i vissa flexibilitetslösningar för att kunna sälja el, eller i förekommande fall använda el, när elpriset är högt. Det kan till exempel vara olika typer av lager. Vind och sol har också en möjlighet att inte producera el när exempelvis elpriset är noll.

Med större behov av systemtjänster kan också förnybar el mer aktivt delta på andra marknader än spot, så som frekvensreglering genom att bidra med trögheten i rotorerna. En av de största utmaningarna med variabel kraft är prognostiserbarheten. Med bättre produktionsprognoser blir det enklare att integrera större mängder förnybart i elsystemet. Det kan till exempel drivas fram av kostanden för obalans i balansavräkningen.

6.4 Miljöpåverkan och resurseffektivitet

Investeringar i flexibilitet kommer att innebära en kostnad och miljöpåverkan (se även kapitel 8). Denna är svåra att uppskatta då det inte är säkert hur stort flexibilitetsbehovet är eller vilka resurser som används. Framtidens elsystem kommer att kräva många investeringar och anpassningar för att få ett 100 procent förnybart elsystem som är välfungerande men också för att vi ser en förändring av elanvändningen. En stor del av investeringarna kan dessutom kopplas till ett allmänt behov av återinvesteringar i både produktion- och användarsidan av elsystemet. Vad som direkt eller indirekt ska kopplas till ett ökat behov av flexibilitetsresurser är inte självklart.

Viss flexibilitet har inte någon extra miljöpåverkan...

Som tidigare nämnts så finns det flexibilitetsresurser i elsystemet som skulle kunna nyttjas utan nya investeringar och resurser som kanske bara behöver en mindre investering i styrutrustning. Under åren fram till 2040-talet sker också en mängd investeringar i ny elproduktion och elanvändning som på olika sätt kan minska behovet av flexibilitet även om det inte är dess primära syfte. Det kan vara systemvänligare vindkraft eller bostäder med direktverkande el som går över till värmepumpar vilket skulle ge ett mindre behov av flexibilitet och därmed möjligen mindre miljöpåverkan. Vi har också nya elfordon och möjligen vätgaslager i stålindustrin vars miljöpåverkan inte bör hänföras till flexibilitet förutom om det krävs någon ökad investering för att realisera den.

...medan andra kan ha en betydande påverkan

Nyinvesteringar som direkt kan hänföras till att få en ökad flexibilitet i elsystemet innebär dock ett ökat resursuttag och miljöpåverkan. Det kan exempelvis vara batterier utanför fordonssektorn, effektökningar i vattenkraft eller nya överföringsförbindelser.

Effektökning av vattenkraft kan innebära ökad miljöpåverkan

Det finns olika typer av åtgärder som kan göras för att öka vattenkraftens flexibilitet varav många kan innebära en ökad miljöpåverkan. Ett exempel är förändrade dämmnings- och sänkningsgränser som bidrar till mer flexibilitet genom att möjliggöra en hårdare körning av mellanmagasin i älvsystemen. Samtidigt innebär det att ekologiska funktioner kan påverkas eftersom flödesmönstret blir mer varierat.

Förutom att ett vattenkraftverk utgör ett fysiskt vandringshinder för fisk och hinder för transport av andra organismer och organiskt material så påverkar regleringen av nivåer och flöden i dammar och kraftverk hydrologin i hela vattensystemet. Flödesmönstret

påverkas både på säsongsbasis, men även via kortsiktiga fluktuationer samt förändringar vad gäller extremt höga och låga flöden. En ökad korttidsreglering för att möta ett ökat flexibilitetsbehov innebär att flödet kan ändras flera gånger på väldigt kort tid inom dygnet eller till och med inom en timme. De akvatiska ekosystemen påverkas negativt genom att livsmiljöerna blir mer homogena. Strömsatta partier med heterogena habitat däms eller blir torrlagda vilket gör att arter som kräver strömmande vatten försvinner eller reduceras. Omsättningen av organiskt material påverkas negativt vilket får effekter på systemets biologiska produktionspotential och leder till omfattande förändringar i artsammansättning och en minskad biologisk mångfald.

De slutgiltiga effekterna på ekosystemet varierar stort mellan olika vattenkraftanläggningar. Det beror på skillnader i anläggningarnas tekniska utformning, de geologiska och hydrologiska förutsättningarna i avrinningsområdet, klimat, regleringspåverkan uppströms och nedströms, den akvatiska faunans och florans artsammansättning samt effekter av annan mänsklig aktivitet.

Batterier är idag resurskrävande men energimixen vid tillverkning är avgörande. Miljöpåverkan från batterier som flexibilitetsresurs i elsystemet beror på vilken batteriteknik som kommer att vara aktuell och även på teknikutvecklingen. I dagsläget är litiumjonbatterier den teknik som bedöms bli dominerande. Litiumjonbatterier är energikrävande att tillverka och växthusgaspåverkan beror på den energimix som används vid tillverkningen. Det kan komma att bli brist på de metaller som används, såsom litium, som redan idag förekommer i låga halter. För att få ned miljöpåverkan är det viktigt att få till stånd en storskalig återvinning av batterier. Idag är det enbart ett fåtal av metallerna som återvinns ur batterier och det finns ännu ingen kommersialiserad metod för att utvinna litium ur batterier. Natriumjonbatterier skulle kunna vara ett alternativ för stationär tillämpning eftersom priset per energimängd skulle kunna bli lägre än för litiumjonbatterier. Ett sätt att minska både miljöpåverkan och kostnader är att använda begagnade fordonsbatterier (s.k. second life) i elsystemet, eftersom de fortfarande har möjlighet att ge elsystemnytta även om kapaciteten har blivit för låg för att användas i fordon.

Nya luftledningar kräver kraftledningsgator och ytanspråk

Vid utbyggnad av elnät är det generellt i materialfasen med utvinning av råvaror och produktion av ingående material samt byggnationsfasen med avverkning, anläggning och materialtransport som står för den största miljöpåverkan. Luftledningar har en något större påverkan på miljön i drift jämfört med jordkablar då det krävs ett större ytanspråk för kraftledningsgatorna. Påverkan på biologisk mångfald från luftledningar bedöms dock vara marginell. I vissa fall kan en kraftledningsgata få en positiv inverkan på biologisk mångfald då vissa hotade växt- och djurarter som är beroende av öppna ängs- och hagmarker gynnas av att kraftledningsgatorna röjs från höga träd och buskar. Återvinning av metaller från luftledningar bedöms vara fullständig men för jordkablar behöver återvinningsmetoderna utvecklas för att säkerställa en hög återvinningsgrad.

Ökad nyttjande av kraftvärme för flexibilitet har inte studerats närmare i ett miljöperspektiv men kan innebära ett lägre nyttjande av bränslet vilket i så fall ger mer miljöpåverkan per producerad kWh.

7 Finns det något mer eller mindre troligt utfall?

En intressant fråga är om det finns ett scenario som är det mest sannolika, eller hur ett ”business-as-usual”-system skulle se ut. Vi har valt att inte presentera något referensalternativ då det är långt ifrån självklart vad förutsättningarna för ett sådant scenario skulle vara så pass långt fram i tiden, men kommer i detta kapitel resonera kring mer eller mindre troliga utfall. Vår analys handlar här främst om ett 100 procent förnybart elsystem men vi behöver oavsett bygga ungefär 100 TWh ny elproduktion de närmaste 20–30 åren och vi ser dessutom en sannolik ökning av elanvändningen. Därmed finns heller inget alternativ som innebär att elsystemet ser ut som idag, eller där inga nya investeringar krävs.



Figur 35. Illustration av några viktiga faktorer som påverkar hur mycket ett kraftslag som kan byggas till ett visst år

Drivkrafter förändras med tiden

Ju längre in i framtiden vi tittar desto större blir sannolikheten för olika händelser som idag är svåra att förutse. Exempelvis sker sex val i både Sverige och EU fram till mitten av 2040-talet. De kan alla på olika sätt påverka regelverk och förutsättningar för elproduktion, allt från på lokalnivå i kommuner till på europainivå. Redan idag finns också stora drivkrafter mot förnybar el och fossilfrihet som påverkar vilka beslut som samhällsaktörer gör som inte alls behöver avspeglas i ett business-as-usual-scenario.

Kostnadsutveckling kan lätt underskattas men bör heller inte överskattas

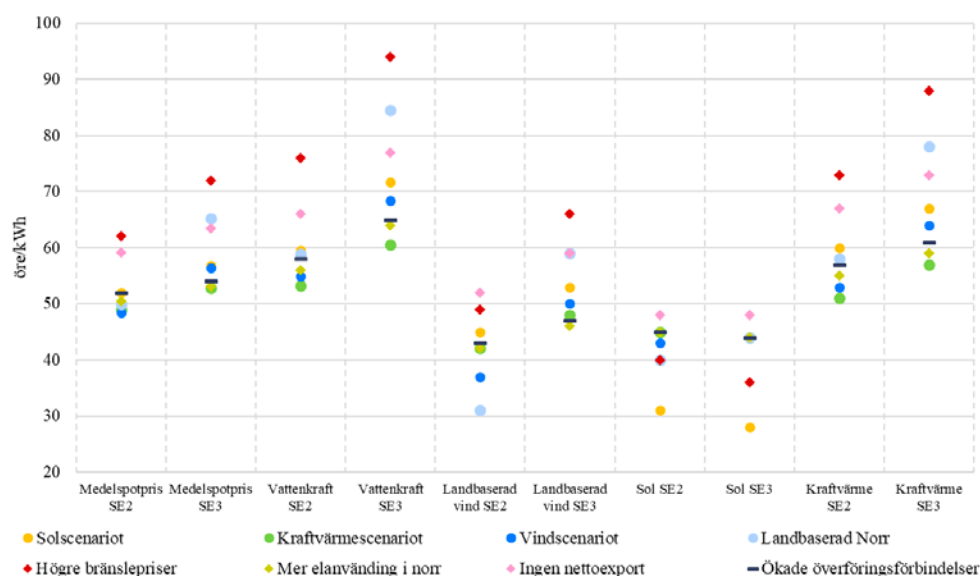
Det sker även en stor teknikutveckling av förnybar el, flexibilitet och elektrifiering av industrin samt fordonssektorn. Tidiga uppskattningar av kostnadsreduktioner av förnybart har ofta varit för låga vilket inneburit en kraftig underskattning av utbyggnaden. I denna rapport har vi antagit en viss fortsatt teknikutveckling. Men det kan å andra sidan vara problematiskt att anta allt för stora tekniksprång, så som mycket låga priser på förnybar el eller flexibilitet, då scenarierna också måste peka på utmaningar som kan dyka upp.

Även vägen till ett 100 procent förnybart elsystem kan se olika ut

I den här rapporten har vi i huvudsak undersökt egenskaper hos olika sammansättningar av ett förnybart elsystem på 2040-talet. Modellresultaten som ligger till grund för våra analyser ger oss därför en bild av ett givet systems funktion, men säger mindre om vägen dit. Men genom att kombinera resultat från delrapport 1 med våra nya analyser för vi här en diskussion om vad som kan vara mer eller mindre troliga utfall. Utgångspunkten är Figur 35 som illustrerar en rad faktorer som kan påverka utbyggnaden av ett visst kraftslag till 2040-talet.

7.1 Lönsamhet generellt

Lönsamhet är en förutsättning för utbyggnad av ett kraftslag och som Figur 35 visar beror det på många faktorer. Lönsamhet diskuteras för enskilda tekniker i respektive scenariokapitel men här samlas ett antal modellresultat från våra olika scenarier och känslighetsanalyser för att kunna analysera om vi bedömer det som troligt att våra scenarier kan byggas på marknadsmässiga grunder. Figur 36 visar hur intäkter från elmarknaden kan variera stort utifrån olika antaganden och vägar framåt. På det ska också läggas en möjlig intäkt eller utgift från existerande eller framtida marknader, så som reglerkraftsmarknaden eller systemtjänster, som kan vara flera öre per kWh. Intäkterna speglar ett tillstånd någon gång på 2040-talet när kärnkraften har avvecklats fullt ut och säger alltså inget om vilka intäkter kraftslag har idag eller i den närmaste framtiden.



Figur 36. Resultatet av det genomsnittliga spotpriset och det erhållna elpriset för olika produktionsslag i SE2 och SE3 i olika scenarier 2040-talet

Anm: Högre bränslepriser, Mer elanvändning i norr, Ingen nettoexport och Ökade överföringsförbindelser är alla känslighetsfall på *vindscenariot*.

Lönsamhet beror av både produktionskostnaden och intäkter

För att få företagsekonomisk lönsamhet måste intäkten från elhandel vara minst lika stor som produktionskostnaden. Här finns stora osäkerheter, som diskuterats tidigare i rapporten, framför allt då det är långt i framtiden. Allt annat lika antas kostnaden för vindkraft och solceller minska i framtiden, men faktorer som ökade räntor eller ökade materialkostnader kan påverka produktionskostnaden uppåt.

Det är sannolikt lönsamt med en stor mängd vindkraft

Dagens produktionskostnad för landbaserad vindkraft på cirka 35 öre per kWh ligger åtminstone lägre än intäkterna i samtliga scenarier i elområde 3 och i alla scenarier i elområde 2 förutom vid en stor förskjutning av vindkraft mot norra Sverige. Både investeringar i mer överföringsförbindelser mellan norr och söder samt ökad elanvändning i norr kan dock göra landbaserad vindkraft lönsamt även då. Med tanke på den expansiva utbyggnaden av vindkraft idag och att vi ser en fortsatt lönsamhet även med mycket stor andel vindkraft så är det också troligt att vi på 2040-talet kommer att ha ett elsystem med mycket vindkraft.

Andra tekniker kan bli lönsamma på sikt

Med dagens produktionskostnad ser varken solceller eller havsbaserad vindkraft (se 2.4 och 3.3) ut att vara lönsamt men eftersom båda dessa kraftslag antas ha en stor potential för kostnadsminskning så kan även de antas bli lönsamma på sikt. Eftersom den landbaserade vindkraften till synes är lönsamt i *vindscenariot* så är det värt att notera att i samma scenario så skulle även havsbaserad vindkraft (11 TWh) kunna vara lönsamt om produktionskostnaden sjönk till cirka 45 öre per kWh (se Figur 9), solceller (5 TWh) om den sjönk till runt 50 öre per kWh och kommersiella kraftvärmeverk (15 TWh) vid runt 60 öre per kWh. Vi bedömer att detta är ganska troligt och därför är det också troligt att *vindscenariot* i sin helhet kan uppnås på marknadsmässiga grunder.

Modellresultaten tyder på att vi kan fortsätta vara nettoexportörer...

Inte minst på grund av energiöverenskommelsen, som säger att vi fortsatt ska ha nettoexport av el, kan det vara värt att analysera hur sannolikt detta är. Eftersom vi bedömer att vi kan uppnå *vindscenariot*, som har en nettoexport på 20 TWh, på marknadsmässiga grunder är det alltså fullt möjligt att vi kommer att ha det. Vi kan också se att det förmodligen kan byggas ännu mer landbaserad vindkraft i elområde 3 utifrån lönsamhet då det erhållna priset i alla scenarier ligger mycket högre än dagens produktionskostnad (vilket gör att det snarare blir en fråga om att få tillstånd). Vi ser också att det erhållna priset för elproduktionen blir 10–15 öre per kWh högre utan någon nettoexport, vilket då sannolikt skulle öka investeringsviljan. Eftersom Sverige är starkt ihopkopplat med norra Europa så kommer dock alla resultat bero på vad som händer i övriga Europa. Huruvida vi kommer exportera eller importera el kommer i ett marknadsperspektiv därför också bero på kostnaden att bygga förnybar (eller annan) el i angränsande länder jämfört med vad det kostar här.

...och på ett lågt och stabilare elpris i norra Sverige

Resultatet från modellerna visar vidare ett lågt och stabilare elpris i norra Sverige. Detta skulle kunna fortsätta att locka elintensiva industrier till norr, vilket i viss utsträckning sker redan idag. Ökad elanvändning i norr jämnar ut elpriserna mellan norr och söder samt ger en högre sannolikhet för lönsamhet för elproduktion i norr. En utveckling av både elproduktion och elanvändning i norr förstärker alltså varandra.

7.2 Hur mycket förnybar el kommer byggas ut?

I delrapport 1 gjordes en övergripande bedömning av olika kraftslags tillgängliga ökade elproduktion till år 2045. Slutsatserna kommer här att diskuteras igen utifrån resultat och analyser från den här rapporten.

Effektökning bedöms vara mest aktuell för vattenkraften

Potentialen för ökad elproduktion bedömdes som obefintlig på grund av skyddade nationalälvar. Ingen annan bedömning görs i denna rapport. Vad gäller investering i effektökning kan vi se en ökad lönsamhet för vattenkraft generellt men även för flexibilitet. Om det är tillräckligt för att göra nödvändiga investeringar är dock inte självklart.

Kraftvärme bedöms ligga kvar på dagens nivå

Värmeunderlag och lönsamhet ansågs begränsade för framtida kraftvärmeproduktion. Vi ser i den här studien att endast med höga fossila bränslepriser (möjligt i kombination med låga biobränslepriser) och begränsningar i utbyggnaden av andra kraftslag kan dyrare kraftvärme i form av viss småskalig produktion och tillfällig kondenskraft vara aktuellt. Bara med en starkt sjunkande kostnad för förgasningstekniker av biomassa kan sådana vara aktuella i några scenarier.

Utan främjande insatser för kraftvärme bedöms produktionen vara kvar på dagens nivåer eller möjligen sjunka något. På 2040-talet och framåt bedöms dock incitamenten och lönsamheter för ökad kraftvärme vara högre, förutsatt att det finns värmeunderlag.

Hög potential av billig landbaserad vindkraft

Med den teknikutveckling som skett och sker finns en mycket hög potential för lönsam landbaserad vindkraft som troligen är högre än vad som testas i denna rapport.

Utan vissa främjande åtgärder, så som den nationella vindkraftstrategin som påbörjas, kan det dock finnas risk för att antalet utfärdade tillstånd inte är tillräckligt för att möta den utbyggnad som är lönsam. Om tillståndsprocessen faller ut så att bra vindkraftslägen inte blir tillgängliga minskar lönsamheten och därmed sannolikheten för att kunna bygga ut enligt de scenarier som gjorts i denna rapport⁹¹.

⁹¹ I extremfallet skulle en fördubbling av produktionskostnaden (cirka 70 öre per kWh) på grund av bland annat sämre vindlägen resultera i att mycket lite vindkraft blir lönsamt. En 50 procent högre produktionskostnad (cirka 50 öre per kWh) skulle innebära att få vindkraftverk blir lönsamma i norr och vi skulle sannolikt få svårt att nå målet om att ha nettoexport.

Havsbaserad vindkraft begränsas av andra intressen

Här bedömdes framför allt möjligheten att få nya tillstånd som avgörande. Fortfarande är bedömningen att det är svårt att få nya tillstånd för havsbaserad vindkraft med utgångspunkt från havsplanerna där energiproduktion varit nedprioriterad, vilket främst beror på konflikter med Försvarsmaktens intressen. Försvaret ser idag få möjligheter till samexistens mellan vindkraft och deras intressen och har därför en mycket restriktiv hållning till nya tillstånd. Utan några främjande åtgärder bedöms därför potentialen som låg.

Fram till mitten av 2030-talet bedöms havsbaserad vindkraften ha svårt att konkurrera med landbaserad vindkraft. Därefter kommer havsbaserat troligen kunna vara mer lönsamt även om landbaserad fortfarande bedöms mer konkurrenskraftigt.

Elsystemet och intäkter begränsar stor mängd solet

För solet ansåg vi att lönsamheten och den låga efterfrågan på el i Sverige den del av året då produktionen är som störst från soletanläggningar vara de största begränsningarna. Resultaten från denna analys kommer fram till en liknande slutsats. En mindre utbyggnad på några TWh verkar inte påverka lönsamheten eller elsystemet i någon större utsträckning medan 25 TWh får en ganska stor påverkan på båda.

Det finns också oklarheter kring vilka intäkter som kan undvikas vid egenanvändning av el i framtiden vid en mycket stor utbyggnad. Detsamma gäller om huruvida skatteundantaget för utmatning på nätet finns kvar. På lång sikt bedöms solet också få en betydligt lägre produktionskostnad vilket kan förändra grunderna för de bedömningar som vi gör i denna rapport.

7.3 Konkurrens från icke-förnybara kraftslag

För att på sikt få ett 100 procent förnybart elsystem är det relevant att även fundera över möjligheten för andra elproduktionslag att vara konkurrenskraftiga både gällande fortsatt drift av befintliga anläggningar och nya.

7.3.1 När läggs kärnkraften ner?

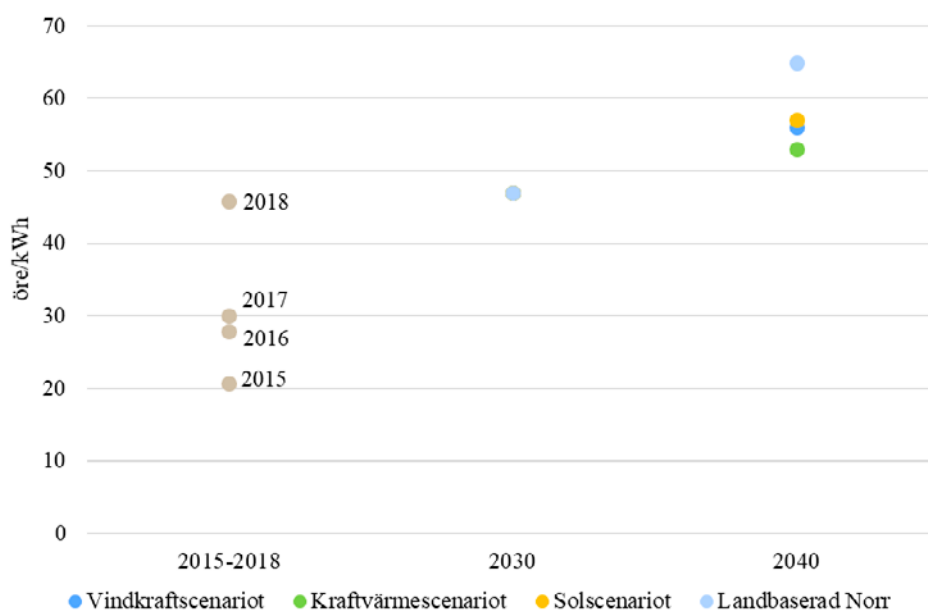
I delrapport 1 utgick vi i referensfallet från att kärnkraften som finns kvar på 2020-talet har en livslängd på 60 år och därmed fasas ut mellan år 2038–2045. Det är precis som påpekades då förenat med ganska stora osäkerheter då en anläggnings fortsatta drift är beroende av att intäkterna täcker upp för driftkostnader och för nödvändiga återinvesteringar. Både driftkostnader och återinvesteringar är hos kärnkraften starkt kopplat till politiska risker så som säkerhetskrav och hantering av avfall. Ett exempel är kravet på oberoende härdkyllning som idag håller på att genomföras på samtliga reaktorer som bedöms vara kvar.

Den kvarvarande kärnkraften bedöms kunna vara lönsam på sikt

I en underlagsrapport till energikommissionen beräknas den framtida driftkostnaden för befintlig kärnkraft till ungefär 25–35 öre per kWh beroende på reaktor⁹², när effektskatten är borträknad. I Figur 37 jämförs det årliga elpriset de senaste fyra åren med modellresultat för år 2030 och 2040-talet⁹³ och jämfört med driftkostnaden på kärnkraften framstår den som tämligen lönsam på sikt. Den stora risken för kärnkraft är till synes i närtid och det kan finnas sannolikhet att fler kärnkraftverk fasas ut före 60 års livslängd om elpriset håller sig på en låg nivå under flera år framöver. Eftersom denna studie inte i detalj har studerat kärnkraften ska dock eventuella slutsatser tas med försiktighet.

Enstaka reaktorer på 2040-talet kan få hög intäkt men också högre kostnader

I modellresultaten ser vi generellt en ökad lönsamhet för kvarvarande planerbar kraft när den i övrigt minskar samtidigt som mängden variabel kraft ökar. En konsekvens av detta är att de kvarvarande kärnkraftreaktorernas intäkter kommer att öka i takt med att andra reaktorer fasas ut. Å andra sidan kan det finnas fasta kostnader som färre reaktorer får dela på och som ökar driftkostnaden.



Figur 37. Uppskattat genomsnittligt erhållet spotpris för kärnkraft i de olika scenarierna, samt för åren 2015 till 2018

Anm: I modellen för år 2040 finns ingen kärnkraft kvar och det erhållna genomsnittliga elpriset uppskattas utifrån det årliga genomsnittliga elpriset.

⁹² Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag, SWECO, 2016

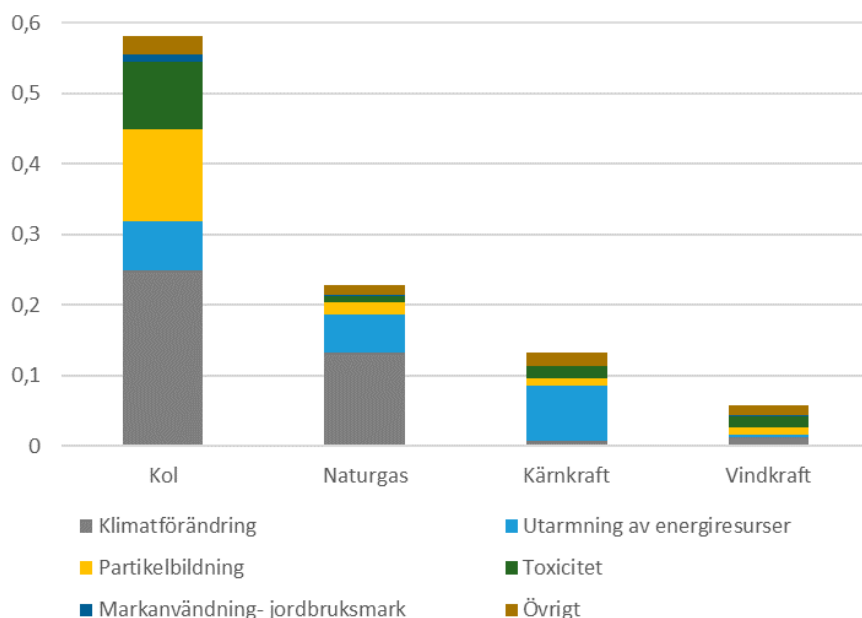
⁹³ På 2040-talet finns, i modellen, ingen kärnkraft kvar och medelspotpriset får därför representera en ungefärlig intäkt för enstaka reaktorer som kan finnas kvar på 2040-talet

7.3.2 Konkurrens från naturgas, kol och ny kärnkraft

En relativt hög intäkt från elmarknaden, och då framförallt för planerbar produktion, gör att även nya fossila anläggningar kan bli konkurrenskraftiga. Det kan också gälla bränslebyten från biobränslen till fossila bränslen i befintliga anläggningar. Detta är starkt beroende av bränslepriser och priser på utsläppsrätter. I de scenarier som gjorts inom ramen för detta uppdrag ser vi inte att det handlar om risker för att fossila kraftslag konkurrerar ut förnybar el men i många scenarier kan båda vara relativt konkurrenskraftiga.

Naturgas och kol kan vara konkurrenskraftiga och ger höga utsläpp

Flera av de scenarier som gjorts inom uppdraget för långsiktiga scenarier visar på att en viss andel naturgaseldad kraft kommer in i det svenska elsystemet fram mot 2040-talet om inga nya åtgärder görs för att stoppa det⁹⁴. Vad gäller kol så skulle det främst handla om att använda kol som ett kompletterande bränsle i kraftvärmeverk. Kostnaden för ny fossil kraft är främst i ett miljöperspektiv. Figur 38 nedan visar exempelvis på en kraftigt ökad miljöpåverkan om exempelvis hälften av den nya elproduktionen byggs ut är fossilt i stället för förnybart (i detta fall jämförs enbart *vindscenariot*).



Figur 38. Normaliserad miljöpåverkan om 50 TWh av ny elproduktionen istället skulle utgöras av kol, naturgas eller kärnkraft jämfört med *vindscenariot*

Källa: Ecofys och Energimyndigheten

⁹⁴ ER 2019:07

Vidare fundering: Ska vi ha 99 eller 100 procent förnybart?

I denna rapport har olika scenarier med förnybara elsystem byggts upp för att titta på skillnader mellan dem. Det innebär att vi samtidigt förutsätter att den elproduktion som sker med fossila bränslen fasas ut utan att behöva fundera över hur.

Med tidsperspektivet mitten av 40-talet, görs antaganden om att produktion med traditionella fossila bränslen som olja, kol och naturgas har fasats ut när livslängden nås för anläggningen, att bränslebyte sker i befintlig anläggning eller vid nybyggnation, att kostnaden för tex. utsläppsrätter gör fossil produktion olönsam eller att omställningen från fossila bränslen sker av miljö- och klimathänsyn trots att inga nationella förbud finns.

Att nå ett 100 procent förnybart elsystem och ha kärnkraften kvar kan vara matematiskt omöjligt beroende på hur vi väljer att följa upp målet⁹⁵. Om kärnkraft finns kvar under 2040-talet är beroende av dess lönsamhet, se diskussionen i avsnitt 7.3.1.

Att förbränningen av avfall, där ungefär hälften är av fossilt ursprung i dagsläget, ska fasas ut är inte lika enkelt att anta då det är svårt att se att vi inte genererar avfall under 2040-talet. Det mesta i fossila delen av avfall består av plast och för att minska den kan vi anta att återvinningen av fossil plast ökar, ersätts med någon form av bioplast eller att användningen minskar. I syfte att uppnå 100 procent förnybar elproduktion kan avfallet istället enbart användas för värmeproduktion eller annat men då har utsläppen bara överförts till en annan sektor. Det bidrar inte till att minska utsläppen eller att uppnå målet om nettonollutsläpp till år 2045.

Restgaser, som koks- och masugngaser, kopplat till ståttillverkning används för att göra både el- och värme. Restgaserna kommer att finnas så länge stål tillverkas med dagens teknik. Antingen används det för el- och värmeproduktion som idag, för annan användning eller så kan den facklas bort. Här blir resonemanget samma som för avfall att utsläppen inte minskas nationellt sett även om de inte sker i elsystemet.

En sammanfattande fråga är om 100 procent förnybar el är viktigast även om sista procenten förnybart leder till att utsläpp hamnar i annan sektor? För att svara på det krävs ett helhetsgrepp om hur vi kan nå ett hållbart *energisystem*.

7.4 De sista åren

En återkommande osäkerhetsfaktor i den här studien är när i tiden vi behöver ersätta en sammanlagd årsproduktion på över 100 TWh och när i tiden vi ser ett ökat elbehov på grund av elektrifiering och hur stor den blir. I en sådan stor omställning kan det uppstå en viss utmaning för marknadsaktörer både vad gäller ledtider och att prognostisera detta. Det kan också uppstå en önskan om att styra utbyggnaden mer från samhällshåll, till exempel via stöd. Här vill vi därför diskutera utbyggnadstakten med fokus på de sista åren utan att låsa oss enbart vid vad som skulle vara företagsekonomiskt lönsamt.

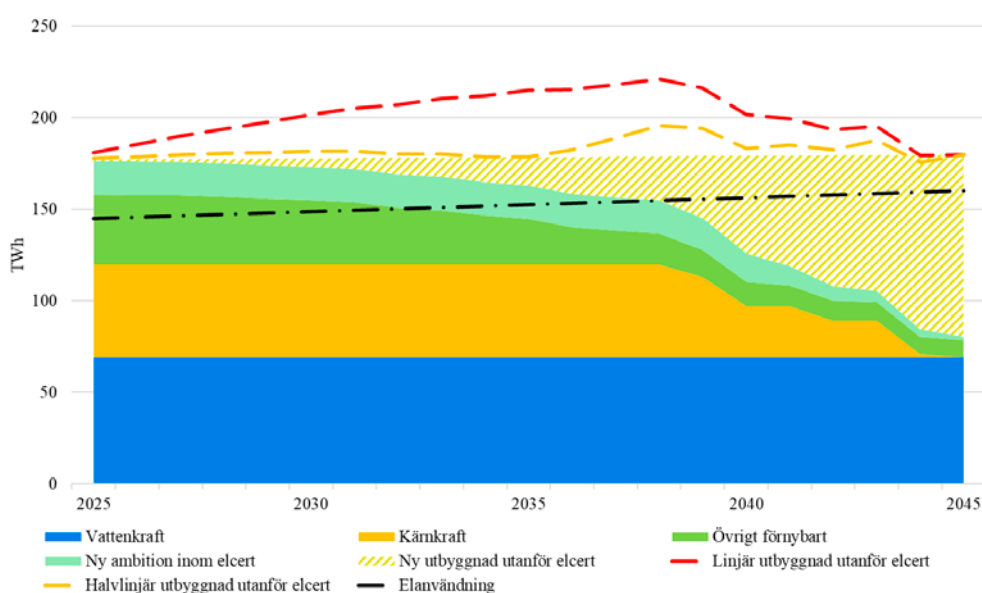
En gradvis ökad elanvändning och sen utfasning kräver mycket ny el på kort tid. Om vi antar en linjär utveckling av elanvändningen upp till ytterligare 20 TWh och att kärnkraften läggs ner mellan år 2038–2045⁹⁶ så skulle behovet av ny el i princip vara koncentrerat till en 10-årsperiod. Det visas i Figur 39. Utbyggnaden skulle då behöva

⁹⁵ Om andel förnybart räknas i förhållande till elanvändning kan det vara möjligt med hög *netto*export men inte om det mäts i förhållande till elproduktion.

⁹⁶ Med antagande om 60 års livslängd.

vara cirka 1–2 TWh per år under åren 2025–2034 och 7–9 TWh per år under åren 2035–2045. Det kommer i så fall att kräva mycket resurser under en kort tid för både utbyggnad av el och andra anpassningar av elsystemet.

En utbyggnad som leder till ett stort överskott kräver kortsiktiga anpassningar. En konsekvens av mycket tidig utbyggnad av exempelvis vindkraft är att alla anläggningar som byggs före år 2025 sannolikt kommer att behöva ersättas med nya någon gång under 2040-talet då livslängden är runt 25 år. En jämn utbyggnadstakt på knappt 5 TWh per år från 2025 skulle med samma antaganden som ovan också resultera i ett överskott av el på över 70 TWh i slutet av 2030-talet, men bara 20 TWh i mitten av 2040-talet, se illustration i Figur 39. Detta skulle skapa ett behov av att anpassa elsystemet, och framför allt överföringskapacitet, som sedan inte skulle behövas alls i samma utsträckning ett decennium senare.



Figur 39 Befintlig och känt tillkommande elproduktion i Sverige samt olika alternativ för utbyggnaden av nytt förnybart

Anm: De helfyllda fälten svarar mot dagens och framtidens kända tillkommande elproduktion. Det streckade fältet svarar mot hur mycket nytt förnybart som behöver byggas ut för att nå målet med en total produktion på 180 TWh. De två streckade linjerna illustrerar vilken överproduktion i förhållande till elanvändningen vi skulle kunna få om utbyggnaden sker linjärt snarare än anpassat till behovet.

Nya lösningar för kraftsystemstabilitet kan behöva tillkomma på kort tid

Kärnkraften bidrar med en stor mängd stabil elproduktion som skulle kunna läggas ner under en 6 årsperiod om 20–25 år. Så länge det inte finns fastställda tidpunkter för nedläggning försvåras elmarknadens möjlighet att planera för ersättning av den elproduktion och stabilitet som kärnkraften bidrar med.

Vi har tid att förbereda och planera för en större omställning

Det är alltså troligt att vi kommer att komma till perioder där vi ganska snabbt kan komma att behöva bygga mycket elproduktionsanläggningar och flexibilitet. Samtidigt talar väldigt lite för att denna period kommer att vara på 2020-talet. Eftersom möjligheten

att bygga förnybar el styrs av en mängd faktorer, som illustrerades i Figur 35, är det viktigt att verka för att dessa på sikt gör det möjligt att bygga en stor mängd el men också att det idag finns tid till att reflektera över hur dettas ska ske på ett bra sätt.

7.5 Framtidens elanvändning

I delrapport 1 diskuterade vi förändringar i framtidens elanvändning i förhållande till idag. Vi konstaterade att det är sannolikt att användningen kommer öka. Hur mycket, på vilket sätt och när det sker har inte varit fokus för den här studien, men även användarsidan påverkar såklart vilka utmaningar och möjligheter som finns i elsystemet.

Ökad elektrifiering förutsätter möjlighet till utbyggnad av förnybar el

I ett vidare *energisystem*perspektiv kan elektrifiering av andra sektorer innebära reducerade utsläpp och minskad total energianvändning genom att byta energikälla. En förutsättning för det är då att el finns tillgänglig. Ur det här perspektivet är det viktigt att det finns förutsättningar på plats för en snabb utbyggnad av förnybar el.

Osäkerheter gällande framtidens elanvändning

Vi antar en ökning i elanvändningen med cirka 20 TWh. Utfallet kan i själva verket bli både högre och lägre än så och då ge andra förutsättningar för utbyggnaden av förnybar el. Ett exempel finns i en sammanställning av färdplaner för fossilfrihet till 2045 som nio olika branscher antagit⁹⁷. Den årliga elefterfrågan bedöms där öka med 37 TWh för att genomföra alla föreslagna åtgärder. Därtill ska räknas potentiellt ökande elefterfrågan utanför åtgärderna och från branscher som saknar färdplaner, det kan alltså vara lågt räknat. Vi gjorde i samband med våra senaste långsiktiga scenarier⁹⁸ ett elektrifierings-scenario där ökningen till år 2050 var 60 TWh.

En effektivare elanvändning kan göra måluppfyllnaden mer resurseffektiv

En ökad elanvändning innebär ett ökat fokus på att elen används effektivt. Med insatser för att effektivisera elanvändningen kan behovet av ytterligare ny elproduktion bli mindre. Att satsa på effektivisering och att skapa förutsättningar för mer flexibel elanvändning underlättar utmaningen att nå ett 100 procent förnybart elsystem på ett resurseffektivt sätt.

Hur vi använder el i framtiden kommer bli viktigare

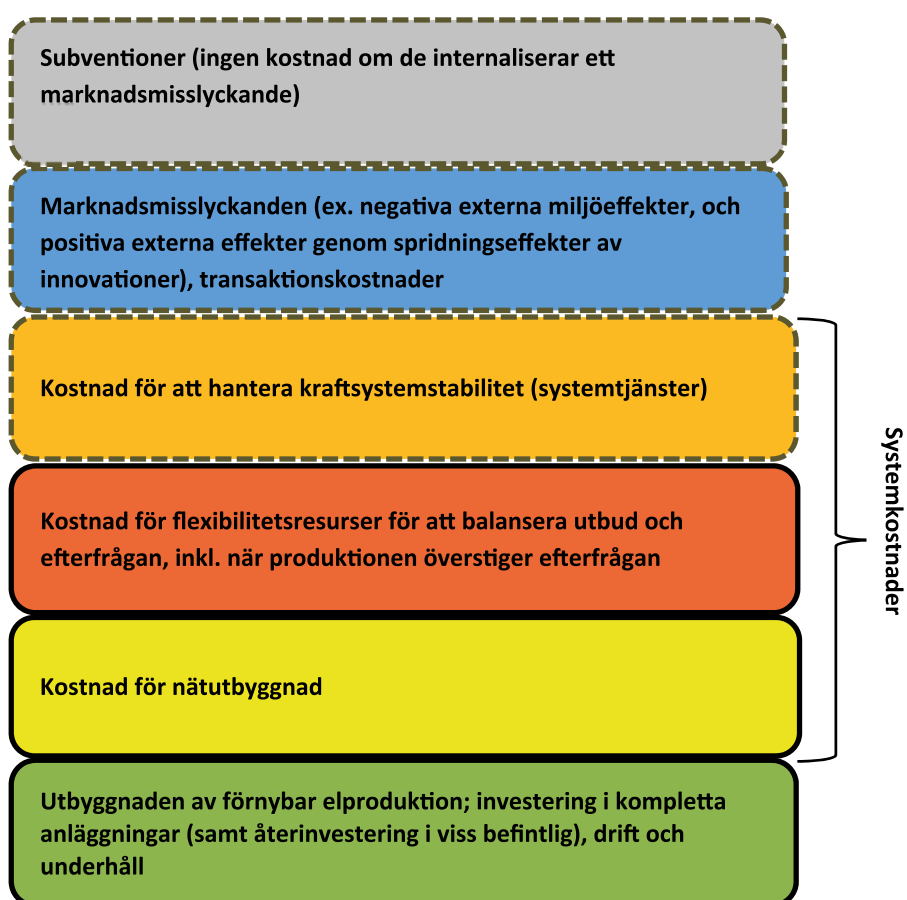
Som vi diskuterar bland annat i avsnitt 6.3 spelar det också roll hur vårt användningsmönster förändras. Ökad elektrifiering kan beroende på hur den sker både innebära stora möjligheter och stora utmaningar för ett elsystem präglad av mer variabel kraft. Kan användningen genom väl utformade ramvillkor förmås att ske på ett systemvänligt sätt kan integreringen av variabla källor potentiellt förenklas. Samtidigt finns en risk att en ökande användning förstärker de utmaningar som redan med dagens efterfrågan finns i omställningen.

⁹⁷ *Klimatneutral konkurrenskraft* (2019) Sweco, rapport till Svenskt näringsliv.

⁹⁸ ER 2019:7.

8 Samhällsekonomiskt perspektiv

I det här kapitlet har vi en övergripande diskussion av scenarierna ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Vi har inom ramen för det här projektet valt att inte göra en fullständig samhällsekonomisk konsekvensanalys. Syftet med kapitlet är istället att ge en förståelse för vad en kostnadseffektiv utbyggnad av ett 100 procent förnybart elsystem innebär och vilka kostnader som uppkommer. Därefter diskuterar vi scenariernas sammanfattade miljöpåverkan och hur de svenska miljömålen påverkas, om något av scenarierna i denna rapport skulle behöva subventioneras samt scenarierna ur perspektivet trygg energiförsörjning.



Figur 40 Omställningens kostnader i elsektorn.

8.1 Vad innebär en kostnadseffektiv omställning till ett 100 procent förnybart elsystem?

En omställning av elsystemet är förenat med kostnader, de blir olika höga beroende på vilka investeringar och vägval vi gör. Om elsystemet levererar enligt de behov samhället har är det ur ett samhällsekonomiskt perspektiv viktigt att omställningen till ett 100 procent förnybart elsystem görs till lägsta totala kostnad för samhället. Samhället ser vi som samtliga aktörer; företag, privatpersoner och staten. Det är här värt att påpeka att

stora investeringar kommer behövas oavsett målet om ett 100 procent förnybart elsystem, och de totala kostnaderna behöver inte bli högre för att vi investerar i förnybart. Här kommer inga svar på frågan om vilket scenario som är mest kostnadseffektivt kunna presenteras. Däremot resonerar vi nedan kring vad en kostnadseffektiv utbyggnad av ett 100 procent förnybart elsystem innebär och vilka kostnader som omställningen medför.

Analysen avgränsas till Sveriges elsystem

I resonemangen utgår vi från en partiell analys, alltså en analys som avgränsas till effekterna inom elsektorn i Sverige, men vi inkluderar även vilka negativa externa effekter elsystemet har på miljön, samt potentiella positiva externa spridningseffekter av innovationer. Kostnadseffektivitet ur ett bredare perspektiv beror också på synergier och/eller krockar med måluppfyllelsen av andra politiska mål, såsom miljö kvalitets- och klimatmål. Omställningen, och olika scenarier, skulle också kunna utvärderas genom en kostnads-nyttö-analys över hela ekonomin, och/eller utvärderas på nordisk eller europeisk nivå, men den ansatsen har vi inte här.

Endast kostnader och nyttor som inte uppstått "i alla fall" bör bedömas

Figur 40 visar de huvudsakliga kostnaderna som omställningen till ett 100 procent förnybart elsystem medför i elsektorn. Investeringar kommer göras oavsett scenario. I en samhällsekonomisk analys är endast de kostnader (eller nyttor) som uppstår till följd av ett visst scenario intressanta, utöver de som behöver göras i vilket fall (det skulle fångas i ett s.k. referensscenario, vilket vi inte har här). Vidare kan vissa investeringar ha flera drivkrafter, exempelvis vad gäller nätutbyggnad såsom återinvesteringar i gamla nät och utbyggnad för att säkra driftssäkerhet. Det kommer alltså vara svårt att särskilja vad som drivits fram av just omställningen av elsystemet.

Incitament som styr mot att inkludera systemkostnader är viktiga

Utbyggnaden av den förnybara kraften måste ses i systemperspektiv och externa effekter bör internaliseras. En aktör som investerar (eller återinvesterar) i elproduktion bör också ha incitament att bidra till elsystemets funktion i stort (och minimera systemkostnaderna) för att en kostnadseffektiv utbyggnad ska ske. Det finns mekanismer för det här idag⁹⁹. Frågan är dock om dagens regelverk och marknad styr mot en kostnadseffektiv utbyggnad av ett 100 procent förnybart elsystem i tillräcklig omfattning eller om det behövs ytterligare incitament?

8.1.1 Utbyggnaden av förnybar elproduktion – långsiktig marginalkostnad

Själva utbygganden av el är den mest självklara kostnaden som omställningen medför. Det handlar om de investeringar, eller återinvesteringar, som elproducenter gör för kompletta anläggningar, projekteringen (inklusive samråd och tillståndprocesser), infrastruktur, arbetskostnad för byggnationen samt kostnader för drift och underhåll under investeringens livslängd. Kostnaderna för avveckling (inklusive eventuella återställningskostnader), återvinning och avfallshantering ska också räknas in. Här ingår också nättariffen samt en del av kostnaden för utbyggnad av elnätet i fallet då det behövs. Närmare bestämt den "skäliga" merkostnaden som anslutningen medför, vilket

⁹⁹ Dels i olika kostnader men också i skillnader i intäkter för olika kraftslag och i olika elområden.

minst täcker kostnaden för anslutning till närmaste punkt på transmissionsnätet. Den här mekanismen främjar att produktionen placeras där anslutningskostnaden minimeras.

Kostnaden kan nuvärdesberäknas och slås ut per producerad kWh under anläggningens livslängd och utgör då den långsiktiga marginalkostnaden för elproduktionen, ofta kallad produktionskostnad. Prognostiserade framtida intäkter behöver minst täcka den långsiktiga marginalkostnaden för att en aktör ska ha incitament att investera i en viss produktionsanläggning, vilket vi resonerat kring under avsnitten ”Lönsamhetsbedömning” för varje scenario. Vissa kostnader ingår i den samhällsekonomiska kalkylen som inte ingår i den företagsekonomiska, såsom ej prissatta miljöeffekter.

8.1.2 Systemkostnader

Vid analyser av omställningen till ett 100 procent förnybart elsystem är det viktigt att se elsystemet som en helhet och inte endast analysera enskilda tekniker eller mixer av förnybara kraftslag. Interaktioner mellan kraftslagen och resten av elsystemet och konsekvenserna av att integrera dem i elsystemet behöver också inkluderas, här kallat systemkostnader¹⁰⁰. Dagens elsystem är till stor del uppbyggt kring vattenkraft och kärnkraft, i våra scenarier ersätter vi det sistnämnda med kraftslag som har andra egenskaper.

Systemkostnaden beror på avvägningen mellan samhällets behov och kostnaden. Systemkostnaden är främst kopplad till nätutbyggnad för att ansluta ny elproduktion och hantera kapacitetsbegränsningar på olika nivåer i elnätet, kostnaden för flexibilitetsresurser för att balansera utbud och efterfrågan (inklusive då överskott uppstår), samt för att hantera kraftsystemstabilitet. Delarna är inte helt oberoende av varandra, exempelvis kan nätutbyggnad också vara en flexibel resurs som bidrar till balansering. Hur hög den samhällsekonomiska kostnaden blir beror på vilka krav vi ställer på det framtida förnybara elsystemet, vad vi anser vara en trygg energiförsörjning (i termer såsom robusthet och leveranssäkerhet) och vad det kostar. Olika aktörer har också olika krav på elsystemets pålitlighet och betalningsviljan skiljer sig. Kostnaden beror också på hur marknader och regelverk utformas.

Elproduktionens nytta avspeglas i intäkterna

En effekt av att integrera en stor andel förnybar elproduktion i elsystemet är att lönsamheten för anläggningar av samma teknologi (men även andra teknologier) påverkas. Exempelvis minskar en stor utbyggnad av vindkraft i ett elområde intäkterna för vindkraften där. Detta är inte en kostnad ur ett samhällsekonomiskt perspektiv, utan en naturlig konsekvens av ökad konkurrens. Det kan i sin tur ge incitament för elproducenter att jämma ut sin produktion över året, till exempel genom att utveckla tekniken eller att investera i lagring.

Nätutbyggnad

Hur stor nätutbyggnad som sker som en följd av ett 100 procent förnybart elsystem beror på vad som byggs, var produktionen placeras och med vilken koncentration, var användningen finns, vilka skillnader vi godtar i prisskillnader mellan elområden, samt utbyggnaden/förstärkningen av ledningar till angränsande länder för import och export.

¹⁰⁰ IEA, NEA, och OECD, *Projected Costs of Generating Electricity*, 2015.

Alla scenarier kräver mer överföringsförbindelser

Det scenario av de tre huvudscenarierna som kräver störst investeringar i stamnätet är *vindkraftscenariot*, och där blir kostnaden störst om vindkraften till stor del placeras i norra Sverige. Samtidigt kan utbyggnaden av solel i *solscenariot* ge en hög belastning i lokalnäten, vilket kan kräva stora investeringar, men ingen information om lokalnäten fås från vår elmarknadsmodell. När det gäller utbyggnad av elnät för att motverka kapacitetsbrist ser vi att samtliga scenarier förutom *kraftvärmescenariot* har ungefär lika många timmar med knapphetspriser (se Tabell 3) som också skulle kunna motivera mer utbyggnad av stamnät.

Om kraftvärmeutbyggnaden främst sker genom utbyggnad/uppgradering av befintliga verk medför det inte någon större utbyggnad av el- eller fjärrvärmenät. Samtidigt är det viktigt att påpeka att samtliga scenarier innebär en ökning av vindkraft och solel och en utbyggnad av elnätet behövs i samtliga scenarier.

Osäker efterfrågan på elnät påverkar kostnadseffektiviteten

En generell utmaning för nätägare som har betydelse för kostnadseffektiviteten är den geografiska osäkerheten om var utbyggnaden kommer att ske och med vilken omfattning. Detta gör det svårt att planera näten för framtida utbyggnad och arbeta proaktivt. Vid en omfattande utbyggnad under en kort tid blir det ännu mer påtagligt.

Kostnad för balansering

I våra scenarier har vi hög prisvolatilitet, med både mycket höga priser och nollpriser, en effektbalans som visar underskott samt situationer med överskott. Med ett mer flexibelt system skulle vi kunna undvika dessa situationer. *Solscenariot* innebär störst utmaningar vad gäller balanseringen av elsystemet och *kraftvärmescenariot* minst. Balanseringsutmaningen handlar om hela systemets flexibilitet och lösningen är inte en viss teknik utan egenskaper som flera tekniker besitter, vilket beskrivs i kapitel 6. Lösningarna kommer troligtvis komma både från användar- och produktionssidan samt lager. Vi kan utifrån våra scenarier inte säga hur stort flexibilitetsbehovet kommer att vara eller vilka lösningarna kommer att bli. Det kommer sannolikt bli en blandning av investeringar i nya flexibilitetsresurser, återinvesteringar samt nyttjande av flexibilitet som redan finns i systemet. Här är det viktigt att det finns en tydlig prissignal som speglar behovet. Våra modellresultat tyder också på att en sådan kommer att finnas.

Balansansvaret viktig mekanism för kostnadseffektivitet

Ett incitament för att vara i balans är det s.k. balansansvaret som är lagstadgat och innebär att en elleverantör måste leverera lika mycket el som dess kunder förbrukar. Elleverantören kan själv ansvara för detta, eller anlita en annan aktör som ansvarar i dess ställe. När intradag-marknaden stänger går ansvaret för att upprätthålla balansen över till Svenska kraftnät, men den aktör som orsakat obalansen får fortfarande betala. Med mer variabel kraft blir också väderprognoser ett viktigt verktyg för att minska obalanser.

Hanteringen av kraftsystemsstabilitet

Kraftsystemsstabilitet är som beskrivits i avsnitt 5.3 ett komplext begrepp som vi inte simulerat i vår elmarknadsmodell. En systemtjänst som bidrar till kraftsystemstabilitet är svängmassa, den minskar i samtliga scenarier med en ökad andel sol- och vindkraft

(enligt antaganden och grova beräkningar utifrån modellresultat). Vi behöver nya verktyg för att hantera kraftsystemsstabiliteten. Svenska kraftnät genomför ett omfattande utvecklingsarbete för att studera hur behoven av systemtjänster utvecklas och hur de kan tillgodoses på ett kostnadseffektivt sätt¹⁰¹. Systemtjänster kan vara reglerade genom olika krav, till exempel på anslutande anläggningar, men det kan också vara aktuellt med någon form av ersättningsmekanism för att öka incitamentet att bidra med systemtjänster¹⁰².

8.1.3 Marknadsmislyckanden, transaktionskostnader och tekniskspecifika stöd

Ett marknadsmislyckande är när den fria marknaden inte leder till en optimal resursanvändning i samhället, t.ex. orsakat av externa effekter. Vid ett marknadsmislyckande kan det vara motiverat att öka samhällsnyttan (och spara på samhällets resurser) genom politisk styrning. Ett ytterligare motiv för politisk styrning är politiskt uppsatta mål som annars inte bedöms kunna realiseras.

Det kan också finnas andra typer av hinder på en marknad som kan göra att investeringar uteblir. De kallas för transaktionskostnader och utgörs av alla kostnader som överstiger det pris som säljaren får, som uppstår för köparen vid en marknadstransaktion eller för att den ska kunna realiseras, exempelvis kostnader för administration, eller informationsinhämtning.

Externa effekter är inte prissatta

Externa effekter är bieffekter av någon aktörs beteende som påverkar någon annan, positivt eller negativt, utan att någon kompensation utgår. Effekten är alltså inte prissatt, vilket medför för lite eller för mycket av beteendet (produktion, verksamhet etc.) än vad som är samhällsekonomiskt optimalt. Det då den privata kostnaden är lägre eller högre än de samhällsekonomiska kostnaderna. Exempel från elsektorn är;

- Negativa externa effekter på miljön, t.ex. utsläpp i luft, mark och vatten samt intrång i landskapet. Effekterna uppkommer genom hela livscykeln (även utomlands där tillverkning ofta sker) och för samtliga komponenter; produktionsanläggningar, nätutbyggnad, flexibilitetsresurser o.s.v.
- Positiva externa effekter genom tekniskt lärande och spridningseffekter/kunskapsläckage av innovationer, vilket gör att det investeras för lite i teknikutveckling. Det medför i sin tur att ny teknik inte når marknaden och/eller att erfarenheter och förväntade kostnadsreduceringar inte uppnås i den omfattning som annars skulle ske.

Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är det viktigt att externa effekter internaliseras i priset för att utbyggnaden av ett 100 procent förnybart elsystem ska ske kostnadseffektivt. Vad gäller externa miljöeffekter så lämnar vi den diskussionen här, då elsystemets miljöpåverkan har diskuterats genomgående i rapporten, och i avsnitt 8.2 jämförs scenariernas miljökostnader utifrån ett livscykelperspektiv.

¹⁰¹ Svenska kraftnät, *Systemutvecklingsplan 2018–2027*, 2017.

¹⁰² Svenska kraftnät, *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*, 2015.

Stöd kan motiveras av kunskapsläckage...

Konjunkturinstitutet konstaterar vid en litteraturgenomgång att studier visar att det finns externa effekter av tekniskt lärande och kunskapsläckage kopplat till förnybara energislag. Skiljer de sig mellan energislagen kan det vara motiverat med differentierade stöd. Det är dock svårt att uppskatta dem, och ett teknikspecifikt stöd ska stå i proportion till marknadsmisslyckandet, samt minska med tiden i samma takt som värdet av ytterligare kunskapsläckage minskar. Vid införande av differentierade stöd måste t.ex. också möjligheten för lobbyorganisationer att tillskansa sig fördelar och att det kan skapa en inlåsnings i en viss teknik beaktas. Vidare kan kunskapsläckage vara nationellt eller globalt och styrmedel ska utformas utifrån vad som är målet med politiken. Det kan finnas ett nationellt lärande i användandet av tekniken (t.ex. installation och skötsel), men lärandet i produktionen kan anses vara globalt (med ev. nationella inslag)¹⁰³.

... men vi ser inga skäl för teknikspecifika stöd för att nå målen

Våra egna och andras utredningar har inte kunnat visa att teknikspecifika stöd behövs för att nå ett 100 procent förnybart elsystem¹⁰⁴. Energimyndigheten har till exempel vid utredning av slopad anslutningsavgift för havsbaserad vindkraft konstaterat att det inte finns något marknadsmisslyckande som motiverar ett teknikspecifikt stöd och att havsbaserad vindkraft inte är avgörande vid beaktande av energipolitikens övergripande mål (försörjningstrygghet, ekologisk hållbarhet och konkurrenskraft)¹⁰⁵. Utifrån de analyser vi gjort i den här rapporten bedömer vi att detsamma kan sägas om andra förnybara kraftslag.

Införande av teknikspecifika stödsystem bör noga avvägas

Sammanfattningsvis bör noga avväganden vid införandet av teknikspecifika stödsystem för förnybar el göras. Att införa styrmedel som inte korregerar ett marknadsmisslyckande eller har någon avgörande roll för måluppfyllelsen av ett 100 procent förnybart elsystem kan göra mer skada än nytta, såsom att göra omställningen dyrare och försämra elmarknadens effektivitet.

¹⁰³ Konjunkturinstitutet, Miljö, ekonomi och politik, 2018.

¹⁰⁴ Se t.ex. Konjunkturinstitutet, Miljö, ekonomi och politik, 2018, *Havsbaserad vindkraft – en analys av samhällsekonomi och marknadspotential*. ER 2017:3, Energimyndigheten, 2017 och Riksrevisionen, *Det samlade stödet till solet*, RiR 2017:29.

¹⁰⁵ Se t.ex. Stadsstödsanalys av författningsförslagen i Energimyndighetens rapport ER 2018:06 och utredning av samhällsekonomiska konsekvenser, Tilläggsuppdrag till ER 2018:06.

Vidare fundering: Går det att fastställa en kostnad för omställningen?

När vi pratar om vad omställningen kostar är det viktigt att skilja på olika perspektiv. Ur ett *samhällsekonomiskt perspektiv* så utgörs omställningens kostnader endast av de *extra* kostnader som omställningen medför. Om marknaden själv (utan politisk styrning annat än i form av redan beslutade styrmedel och regelverk, även kallat ett referensscenario) leder till ett robust/leveranssäkert 100 procent förnybart elsystem, eller nära ett sådant, betyder det att omställningen görs till ingen eller låg samhällsekonomisk kostnad (givet att vi också internaliserar externa effekter).

Ur ett *företagsekonomiskt perspektiv* så kommer stora investeringar behöva göras oavsett vilket elsystem som byggs fram till år 2040. Uttjänta anläggningar kommer att behöva återinvesteras i eller nya anläggningar som bedöms vara mer lönsamma kommer att byggas. Vi bedömer att det är cirka 100 TWh el som ska ersättas till och med 2040-talet. Oavsett om det är av förnybar el eller något annat så ligger produktionskostnaden troligtvis mellan 30–80 öre per kWh. På en 20-årsperiod motsvarar det en kostnad på cirka 600–1 400 miljarder (ej nuvärdesberäknat, men över tid). Landbaserad vindkraft ligger i den lägre delen av intervallet men kostnader för investeringar för att anpassa elsystemet tillkommer. Nya kärnkraftverk bedöms ligga i den övre delen av intervallet¹⁰⁶ men kräver inte lika stora anpassningar av elsystemet.

Så för att svara på frågan om vad det kostar ur ett samhällsekonomiskt perspektiv behöver vi utreda vilken utbyggnad som marknaden själv skulle ge och vilka extra resurser som skulle behöva tas i anspråk för att nå ett robust/leveranssäkert 100 procent förnybart elsystem om marknaden själv inte leder till ett sådant. I denna rapport har vi endast kunnat konstatera att det sannolikt är företagsekonomisk lönsamt med *vindscenariot* trots att vindkraft betalar vissa systemkostnader och att de får en betydande lägre genomsnittlig intäkt än vad andra kraftslag får. Det är en viktig indikation för att det är kostnadseffektivt även om det skulle kunna finnas snarlika scenarier som har lika eller ännu lägre kostnad.

8.2 Sammanfattad miljöpåverkan

Alla energislag, både fossila och förnybara, har en påverkan på miljön. Förnybart är normalt sett i alla avseenden bättre för miljön än fossila kraftslag vilket illustreras i avsnitt 7.3.2. Men i ett system med 100 procent förnybar elproduktion blir det viktigt att jämföra även mellan förnybara kraftslag utifrån ett livscykelperspektiv, i syfte att minimera negativ påverkan på miljön från elsystemet. För att jämföra de olika scenariernas miljöpåverkan har vi tittat på de totala miljökostnaderna för respektive scenario, se Figur 41. Vi har utgått från de uppskattningar som konsultfirman Ecofys använt för att analysera miljökostnader för olika förnybara elproduktionstekniker per producerad kWh¹⁰⁷.

¹⁰⁶ *El från nya och framtida anläggningar*, Elforsk 2014.

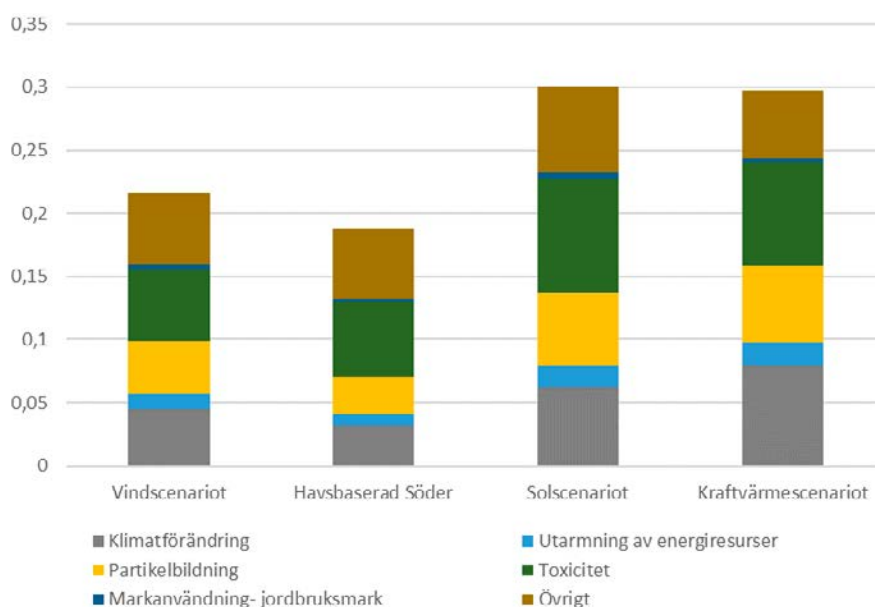
¹⁰⁷ *Subsidies and costs of EU energy*, Ecofys, 2014.

Jämförelsen mellan scenarierna viktigare än absolut miljöpåverkan

Miljökostnaderna har räknats fram ur ett livscykelperspektiv och utgör ett medeltal för den installerade elproduktionen i Europa under 2014. Det innebär att vissa miljökostnader kan vara under- eller överskattade då det finns skillnader mellan vissa av de produktionstekniker som används i Sverige och i övriga delar av Europa. Vi har inte heller tagit hänsyn till teknikutvecklingen i framtiden. Därför har vi valt att presentera siffrorna som normaliserade då vi bedömer att det är mer representativt än siffrorna i absoluta tal.

Vindkraftsscenarierna har lägst påverkan på miljön

I jämförelsen mellan de olika scenarierna i Figur 41 så har de båda *vindkraftsscenarierna* (*vindscenariot* och *landbaserad norr* bedöms här som samma scenario då de har samma elmix) generellt sett den lägsta miljökostnaden. *Solscenariot* och *kraftvärmescenariot* har en högre miljökostnad sett ur ett livscykelperspektiv jämfört med *vindkraftsscenarierna*. Det beror på att både kraftvärme och solceller har en generellt sett högre miljökostnad från utsläpp av växthusgaser, partiklar och toxiska ämnen än vindkraft i ett livscykelperspektiv.



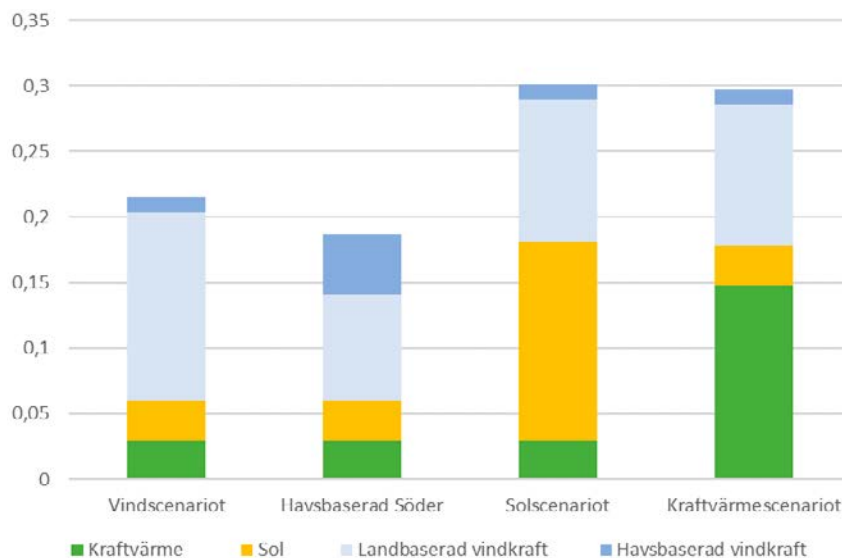
Figur 41 Normaliserad miljöpåverkan per scenario och påverkansfaktorer

Anm: *Landbaserad norr* har samma elmix som *vindscenariot* och får därmed i denna jämförelse samma totala miljöpåverkan

Källa: Ecofys och Energimyndigheten.

Sol och kraftvärme har högt bidrag till miljöpåverkan trots relativt liten andel

I Figur 42 visas samma totala normaliserade påverkan som i Figur 41 men uppdelat på de specifika kraftslagens bidrag till miljöpåverkan som redovisas för respektive scenario. Värt att notera är att solceller, kraftvärme och vindkraft har ungefär lika stor miljöpåverkan i sina respektive scenarier trots att vindkraften har en årsproduktion på 90 TWh jämfört med solet på 25 TWh och kraftvärme på 35 TWh.



Figur 42 Normaliserad miljöpåverkan per scenario och kraftslag

Anm: *Landbaserad norr* har samma elmix som *vindscenariot* och får därmed i denna jämförelse samma totala miljöpåverkan.

Källa: Ecofys och Energimyndigheten.

Störst påverkan i andra länder

Ecofys beräkningar avser den totala påverkan ur ett livscykelperspektiv från respektive produktionsteknik. Det innebär att förutom den direkta påverkan i anläggnings- och driftsfasen fångas även den påverkan på miljön som sker under tillverkningsfasen. Då de anläggningar som byggs i Sverige till stor del tillverkas utomlands sker den största miljöpåverkan utanför landets gränser. Hur stor miljöpåverkan är beror på tillverkningslandets energimix och miljölagstiftning. Teknikutvecklingen går mot materialbesparingar och minskad energianvändning i produktionen. I takt med den globala omställningen till förnybar energi så minskar också miljöpåverkan som beror på energianvändningen.

Nya flexibilitetsresurser kräver också resurser...

Utöver den miljöpåverkan som sker från elproduktionsanläggningarna så tillkommer miljöpåverkan som sker på grund av andra anpassningar av elsystemet, exempelvis ökad flexibilitet. Detta diskuterades mer i avsnitt 6.4 där vi konstaterade att det är osäkert vilka typer av flexibilitetsresurser som kommer att behövas och därmed vilken miljöpåverkan respektive scenario får.

...vilket kan innebära att solscenariot får högst miljöpåverkan

Ett förenklat resonemang är att det troligtvis krävs mer resurser och blir en större miljöpåverkan i de scenarier som kräver mer flexibilitet. I så fall kan det vara värt att exempelvis jämföra *sol-* med *kraftvärmescenariot* som har en ganska likvärdig total miljöpåverkan men där sol kräver betydligt mer flexibilitetsresurser och därmed också får en större miljöpåverkan. På samma sätt kan *vindkraftsscenario*t jämföras med *scenariot landbaserad norr* som i ett strikt elanläggningsperspektiv har samma miljöpåverkan men där det senare kräver mer överföringsförbindelser.

8.2.1 Påverkan på de svenska miljökvalitetsmålen

Alla scenarier påverkar förutsättningarna för att nå de svenska miljökvalitetsmålen. För att åskådliggöra olika utmaningar och möjligheter som varje scenario medför har vi gjort en sammanvägd kvalitativ bedömning av den potentiella påverkan på relevanta miljösmål i Tabell 6. Bedömningen är gjord utifrån ett jämförande perspektiv där de olika scenarierna vägs mot varandra. Påverkan på de svenska miljömålen avser direkt påverkan på målet inom Sverige, förutom *Begränsad klimatpåverkan* som är formulerad utifrån ett globalt perspektiv. För att även fånga indirekt påverkan, exempelvis från tillverkning av anläggningar utomlands, så bedöms även påverkan på *Generationsmålet*. I sin definition anger det att miljömålen ska nås utan att orsaka ökade miljö- och hälsoproblem utanför Sveriges gränser.

Tabell 6 Jämförelse av den *potentiella* påverkan på de svenska miljömålen mellan de olika scenarierna. Horisontell pil betyder oförändrat, nedåtriktad pil potentiell försämring och uppåtriktad pil betyder potentiell förbättring.

	Vindscenariot*	Havsbaserad söder	Solscenariot	Kraftvärme-scenariot
Begränsad klimatpåverkan	↗	↗	→	→
Frisk luft	↗	↗	↗	↘
Bara naturlig försurning	→	→	→	↘
Levande skogar	→	→	→	↘
Storslagen fjällmiljö	↘	→	→	→
Levande sjöar och vattendrag	→	→	→	→
Hav i balans	→	↘	→	→
Ett rikt växt och djurliv	→	→	↗	↘
Giffri miljö	→	→	→	→
God bebyggd miljö	→	→	↗	→
Generationsmålet	→	→	↘	→

Anm: * *Vindscenariot* och *landbaserad norr* är samma i tabellen då det är samma elmix. En potentiell påverkan innebär inte nödvändigtvis att det kommer att bli en försämring men att det finns en risk och att målet därför behöver bevakas extra.

Begränsad klimatpåverkan bedöms få en positiv utveckling i de båda *vindkraftsscenarierna* men bedöms vara oförändrad i *sol-* och *kraftvärmescenarierna*. *Frisk luft* bedöms få en potentiellt negativ utveckling i *kraftvärmescenariot* på grund av ökade förbränning. Kraftvärme bedöms även ha en potentiellt negativ påverkan på *Levande skogar* och *Bara naturlig försurning* orsakat av ett ökat uttag av skogsråvara.

De båda *vindkraftsscenarierna* kan potentiellt påverka målen *Storslagen fjällmiljö* och *Hav i balans* negativt, på grund av ökad utbyggnad av land- respektive havsbaserad vindkraft. *Ett rikt växt och djurliv* kan påverkas negativt av ökat uttag av skogsråvara i *kraftvärmescenariot* men kan påverkas positivt av *solscenariot* som har ett lägre markyteanspråk. *God bebyggd miljö* förväntas även påverkas positivt av *solscenariot* då solceller kan integreras i befintlig bebyggelse vilket ger låga markyteanspråk och en låg direkt miljöpåverkan.

Solscenariot bedöms ha en potentiellt negativ påverkan på *Generationsmålet* då den största miljöpåverkan från solceller sker under tillverkningsfasen. Då de solceller som säljs i Sverige idag tillverkas utomlands sker den största miljöpåverkan utanför landets gränser.

Vidare fundering: Miljövärdering i ett systemperspektiv?

En av ambitionerna med denna studie är att försöka jämföra den totala miljöpåverkan som olika scenarier har med varandra. Att tolka resultaten av att multiplicera generella resultat om utsläpp per kWh i ett livscykelperspektiv med en stor elproduktion i framtiden bör dock göras med försiktighet. Det är inte säkert att utsläppen är direkt överförbara på de förhållande som råder i scenarierna, att utsläppsvärdena är additiva eller ligger på samma nivå i framtiden. I kraftvärmefallet spelar det också roll hur utsläppsvärdena är allokerade mellan värme och elproduktion. Dessutom tillkommer också systemkomponenter som sannolikt skiljer sig åt mellan scenarierna som i sin tur har en påverkan på miljön.

Det är inte heller så att nyttan av varje producerad kWh är lika stor. Nyttan kan förändras med att elsystemet förändras och för ett enskilt kraftslag, till exempel genom hur mycket som byggs av just detta. Vi anser dock att det i ett perspektiv av 100 procent förnybart är viktigare att bedöma hållbarheten för ett helt scenario än hur mycket utsläpp ett visst kraftslag har per kWh. Eftersom elsystemet inte är begränsat till Sverige bör helhetsbedömningen egentligen också inkludera fler länder.

8.3 Finns ett behov av produktionsstöd?

Produktionsstöd i olika former har i princip getts till all förnybar el som byggs inom EU de senaste två årtiondena. Syftet har både varit att öka den förnybara elproduktionen och att göra förnybar el konkurrenskraftig. Produktionsstöd är berättigat ur ett samhälls-ekonomiskt perspektiv om det finns ett marknadsmisslyckande, men kan även vara aktuellt om ett politiskt mål inte kan nås utan politiskt ingripande. Vi ser dock både i Sverige och övriga världen en tendens till minskade behov av stöd. Många av de vindkraftsparker som byggs i Sverige just nu bedöms exempelvis inte behöva stöd alls. Enligt analyserna i bland annat avsnitt 2.4 och 7.1 bedömer vi att Sverige kan nå ett 100 procent förnybart elsystem utan produktionsstöd. Men stöd av olika slag diskuteras och existerar fortfarande och om det finns en önskan att uppnå en viss elmix eller en viss utbyggnadstakt skulle det kunna behövas stöd. I detta avsnitt diskuteras därför omfattningen av sådana stöd.

Olika stöd och stödnivåer finns redan idag

I Tabell 7 exemplifieras olika stödnivåer och vilken total stödkostnad de skulle innebära för varje TWh ny elproduktion som byggs. Exempel från idag är elcertifikat som historiskt kostat runt 20 öre per kWh och betalas ut i 15 år och skattereduktioner för att mata ut mikroproducerad förnybar el på nätet som är 60 öre per kWh och betalas ut tillsvidare, vilket under en hel anläggnings livslängd är cirka 30 år. Om dyrare tekniker så som gaskombicykler, med tillhörande förgasning av biomassa, eller flytande vindkraftverk ska byggas bedöms stödbehovet ligga i den övre delen av kostnadsintervallet. Även om sannolikheten för ett omfattande stödbehov är lågt är det värt att poängtera att produktionsstöd vid en sådan här omfattande omställning av elsystemet, oavsett om det gäller till elproduktion eller flexibilitetsreserver, summeras till stora belopp.

Tabell 7. Total kostnad för att stödja 100 TWh för olika stödnivåer under 15 respektive 30 år samt kostnad per utbyggd TWh. Ej nuvärdesberäknat.

Stödnivå	Miljarder/TWh		Miljarder/100 TWh	
	15 år	30 år	15 år	30 år
1 öre per kWh	0,2	0,3	15	30
10 öre per kWh	1,5	3	150	300
20 öre per kWh	3	6	300	600
40 öre per kWh	6	12	600	1 200
60 öre per kWh	9	18	900	1 800

8.3.1 Vilka scenarier skulle kunna behöva ekonomiskt stöd?

Som sagt bedöms *vindscenariot* kunna byggas utan ekonomiskt stöd. Här görs en analys om vilket stödbehov som krävs för att uppnå de andra scenarierna och vad som kan påverka stödbehovet. För att göra det har vi gjort en förenklad modell för att beräkna behovet. Intäkterna till varje kraftslag utgår från det erhållna priset för kraftslaget i olika elområden (som diskuteras i bland annat avsnitt 7.1 men också i respektive scenariokapitel) och antas utvecklas linjärt mellan dagens elpriser och 2040-talet. Därefter antas en produktionskostnad för respektive kraftslag och en viss linjär minskning fram till 2040-talet¹⁰⁸.

En linjär utbyggnad av varje kraftslag¹⁰⁹ har sedan antagits från idag fram till år 2040-talet och skillnaden mellan kraftslagets ersättningar och produktionskostnad visar de subventioner eller stöd som skulle behövas varje år för att investeringarna ska vara lönsamma. Summan av detta blir ett totalt stödbehov¹¹⁰ för respektive scenario.

Stödbehovet ska ses som indikativa jämförelser mellan scenarierna snarare än absoluta tal

Resultatet skulle så klart kunna bli annorlunda om elpriset antogs vara lägre eller högre (det påverkas av bland annat bränslepriser) och om produktionskostnaden minskar eller ökar på ett annat sätt än vad vi antar. Men syftet är snarare att visa på strukturella skillnader än absolut ekonomiska behov av stöd. De flesta produktionsstöd är inte heller så pass exakta att de bara ger ett stöd så länge det behövs och många stöd fastställer en långsiktig ersättning unik för specifika projekt. Stödkostnaden skulle därför också kunna hamna på de högre nivåerna som illustreras i Tabell 7.

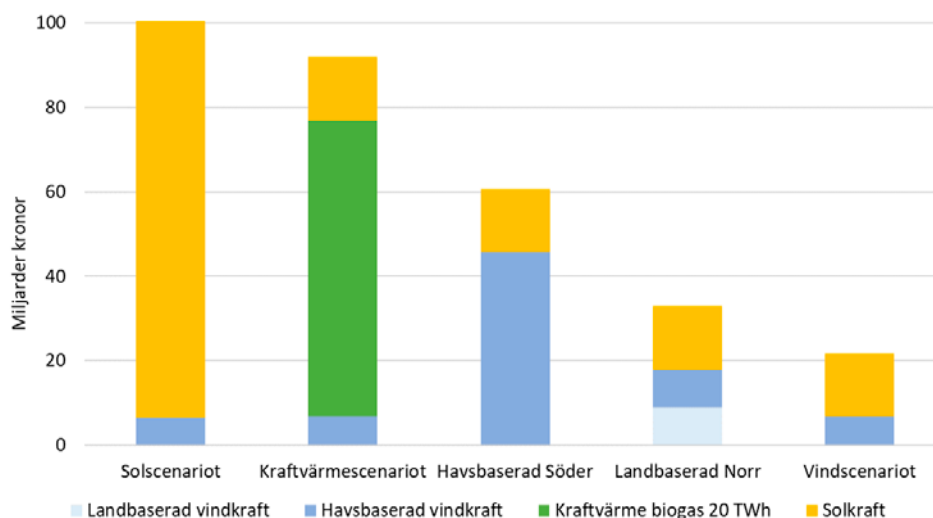
¹⁰⁸ Produktionskostnaderna är uppskattningar baserad på Energimyndighetens rapporter om havsbaserad vindkraft (ER 2018:06), Solel (ER 2017:8), biokraftvärme från Elforsks rapport *el från nya och gamla anläggningar (14:40)*, vindkraft från IEA rapportering TASK 26 <https://community.ieawind.org/task26/results>.

¹⁰⁹ I *kraftvärmescenariot* antas kraftvärme kunna behållas på dagens nivå utan stöd och det är endast de ökande 25 TWh som finns med.

¹¹⁰ Subventionerna är diskonterade med en kalkylränta på 3,5 procent baserat på ASEK (Arbetsgruppen för samhällsekonomiska kalkylvärden) för offentliga satsningar.

En linjär utbyggnad skulle kräva stöd i alla scenarier

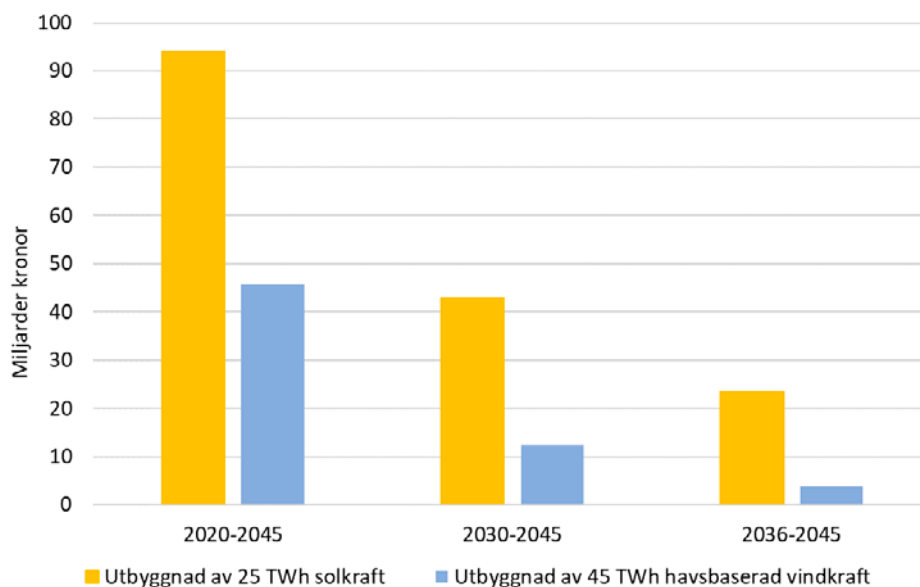
Resultatet som redovisas Figur 43 visar på att det skulle krävas subventioner för alla scenarier om vi antar en linjär utbyggnad av alla kraftslag. Det största behovet av stöd har dock *solscenariot* och *kraftvärmescenariot* tätt följt av *scenariot havsbaserad söder*. Det beror på en högre produktionskostnad och förstärks i *solscenariot* av låga intäkter från elmarknaden. Som diskuterats i kapitel 7 ser vi också att landbaserad vindkraft i *scenariot landbaserad norr* inte blir lönsamt utan kräver stöd. Det beror på att mycket hög andel vindkraft i norr skapar mycket låga intäkter för vindkraft.



Figur 43 Subventioner som krävs för att uppnå de olika scenarierna per kraftslag, Mdr
Anm: I alla scenarier antas en linjär utbyggnad.

Senare utbyggnad av dyrare tekniker minskar stödbehovet

Att anta en linjär utbyggnad av alla tekniker är en kraftig förenkling. Som vi diskuterat tidigare uppstår troligen behovet av mycket nya anläggningar först om ett 10-tal år. Utan något stöd eller med ett teknikneutralt stöd hade utbyggnaden av tekniker med lägre kostnad byggts ut först. För att illustrera det har utbyggnaden av solkraft och havsbaserad vindkraft i sina respektive scenarier beräknats med antaganden om utbyggnad 2030–2045 respektive 2036–2045 och illustreras i Figur 44. Det framgår tydligt att detta kraftigt skulle minska behovet av stöd vilket kan förklaras med en kombination av minskade produktionskostnader för båda kraftslagen och en ökad intäkt för havsbaserad vindkraft jämfört med i dag. Om samma beräkning gjordes med den lägre utbyggnaden av sol och havsbaserad vindkraft i *vindscenariot* skulle det inte krävas några stöd alls.



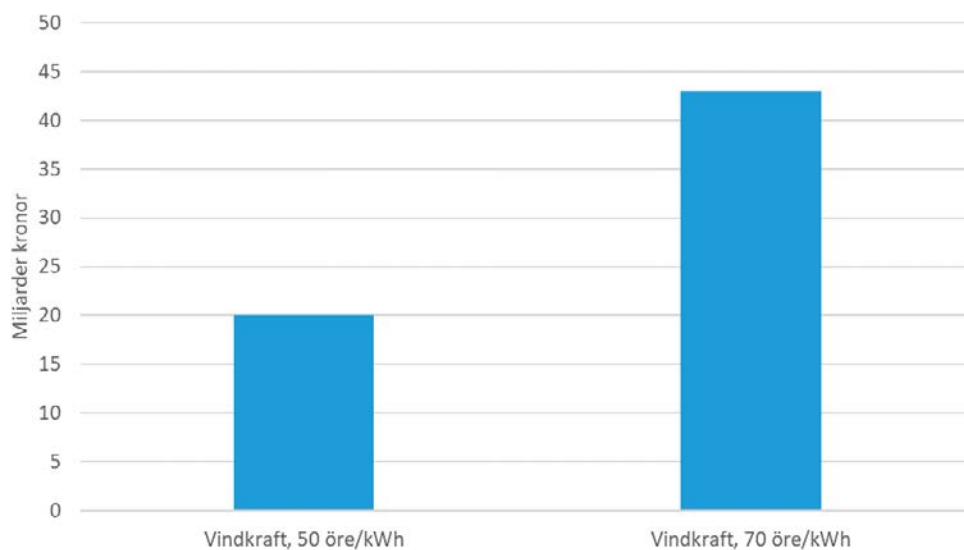
Figur 44 Kostnad i subventioner/stöd för utbyggnad av 25 TWh solkraft samt 45 TWh havsbaserad vindkraft beroende på utbyggnadsperiod

Kraftvärmescenariot också billigare vid senare utbyggnad men tekniken kanske måste utvecklas i Sverige

Även ytterligare 20 TWh biokraftvärme i *kraftvärmescenariot* skulle bli betydligt billigare ifall den byggdes ut senare eftersom intäkterna antas nära fördubblas jämfört med idag. Men som vi beskrev i avsnitt 4.2 skulle en så stor mängd kraftvärme innebära investeringar i gaskombiverk med förgasning av biomassa vilket ännu inte är en kommersiell teknik och det är därmed svårt att uppskatta vilken produktionskostnadsutveckling som kan förväntas. Dessutom skulle det kanske vara nödvändigt med en utbyggnad i Sverige för att få ner produktionskostnaden för tekniken. Detta gäller inte på samma sätt för havsbaserad vindkraft och sol som byggs i stor omfattning i andra länder.

Sämre vindlägen kan innebära ett behov av stöd

Även om landbaserad vindkraft antas kunna byggas utan stöd förutom i *scenariot landbaserad norr* så finns faktorer som påverkar produktionskostnaden uppåt. En av de tydligaste är om vindkraft inte kan byggas i bra vindlägen eller med modern teknik med höga verk och stor rotordiameter. I delrapport 1 konstaterades att vindkraftens produktionskostnader kan öka från cirka 30–40 öre per kWh upp till 70 öre per kWh med sämre förutsättningar. För att illustrera det har kostnaden för stöd till landbaserad vindkraft beräknats i Figur 45. En negativ utveckling av tillståndsprocessen för vindkraft skulle alltså kunna leda till ett behov av stöd.



Figur 45 Subventioner för att nå lönsamhet för 80 TWh landbaserad vindkraft *vindscenariot*, i dåliga vindlägen med produktionskostnad 50 respektive 70 öre per kWh

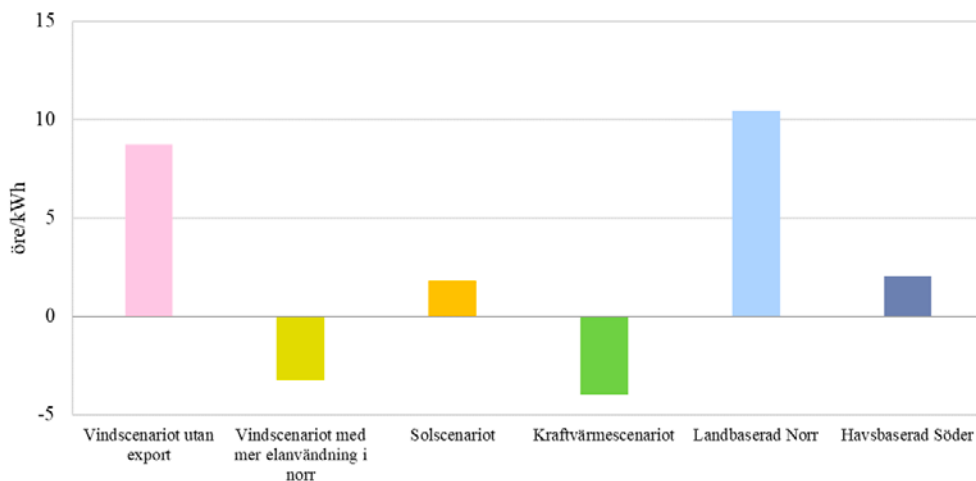
Vägval påverkar om det finns behov av stöd och dess storlek

Vi har konstaterat att 100 procent förnybart kan uppnås utan stöd i *vindscenariot* men med mer optimistiska antaganden om kostnadsänkningar så kan det finnas flera sätt att göra det. Analysen visar också att vägval som när i tiden ny elproduktion ska byggas, vilka tekniker som ska byggas och även möjligheten att bygga på fördelaktiga platser kan påverka både om och hur mycket stöd som krävs för att uppnå våra mål.

8.4 Elhandelspriset ur ett kundperspektiv

De olika scenarierna och känslighetsanalyserna kommer att generera olika kostnad för el för konsumenter. Här diskuterar vi hur elhandelspriset skiljer sig (det får representeras av spotpriset vilket inte inkluderar elhandelsbolagens marginaler). Utöver detta tillkommer också en kostnad för elnät som vi inte kunnat uppskatta i denna rapport samt skatter.

Figur 46 visar skillnaden mellan det genomsnittliga elhandelspriset i *vindkraftscenariot* och andra modellresultat. Priset är ett genomsnitt för hela Sverige och det kan finnas en ganska stor skillnad mellan kunder i olika delar av Sverige. En genomgripande slutsats av resultatet är dock att, med undantag för *solscenariot*, ger scenarier med lägre elproduktion i elområde 3 en högre genomsnittlig kostnad för Sveriges elkunder. Skälet är att över 60 procent av elanvändningen i Sverige ligger i detta elområde. Finns det lite elproduktion där ökar alltså elpriset för majoriteten av elkunderna. Av samma skäl blir det genomsnittliga elpriset lägre om den ökade elanvändningen som antagits i denna rapport till stor del sker i norr där vi i samtliga scenarier har en överproduktion av el (se Figur 17 för jämförelsen). Anledningen till att *solscenariot* ger en högre genomsnittlig kostnad trots något mer elproduktion i elområde 3 jämfört med *vindscenariot* är att elpriset blir betydligt högre på vintern när ingen solel produceras.



Figur 46. En jämförelse av skillnaden mellan genomsnittlig volymvägt spotpris i vindkraftsscenarioet med andra scenarier, samt känslighetsanalyser

8.5 Trygg energiförsörjning

Vad som kan anses som en trygg energiförsörjning styrs av energianvändarnas individuella och samhällets kollektiva behov och förutsättningar. Då både behov och förutsättningar varierar mellan olika energianvändare, och över tid, är det inte möjligt att avgöra vad som i alla lägen utgör en trygg energiförsörjning. Trots detta går det att tydligare definiera begreppet trygg energiförsörjning och vilka principer som ligger till grund för att den ska kunna tillgodoses. Nedan följer Energimyndighetens mål och grundläggande syn på vad som utgör en trygg energiförsörjning:

Målet med en trygg energiförsörjning är att, avvägt med andra samhällsmål, förebygga och lindra negativa konsekvenser för samhälle och energianvändare som uppkommer på grund av störningar och avbrott i energiförsörjningen. Detta uppnås genom robusta försörjningskedjor och en välplanerad och övad krishanteringsförmåga i vardag, vid kris samt inför och under höjd beredskap.

8.5.1 Generella utvecklingstendenser

Rapportens tre olika grundscenarier för 2040-talet baseras alla på några generella utvecklingstendenser som i olika grad påverkar försörjningstryggheten. Dessa redogörs för i nedanstående text¹¹¹.

Ökad elektrifiering gör att energisystemets sårbarhet skiljer sig från hur den ser ut idag

En ökad elektrifiering kan leda till att fler funktioner blir beroende av ett välfungerande elsystem. Samtidigt kan det också innebära att beroendet av importerade bränsle minskar, exempelvis inom transportsektorn. Vidare kan ett elektrifierat transportsystem även innebära en mer utspridd distribution av laddpunkter hos användaren vilket kan minska vissa sårbarheter men samtidigt introducera nya. Sammantaget innebär detta att energisystemet fortfarande kan vara sårbart men att sårbarheterna skiljer sig från dagens.

¹¹¹ Se Bengt Johansson och Daniel K Jonsson, "Beredskap i framtida energisystem – En analys med utgångspunkt i Energimyndighetens "Fyra framtider"", FOI-R-4589-SE, Maj 2018.

I sammanhanget bör det påpekas att beroendet i första hand inte handlar om en volymfråga, d.v.s. att mängden efterfrågad el ökar till följd av en elektrifiering utan snarare om att funktioner som tidigare inte var elberoende blir det. Till skillnad från system som bygger på exempelvis fastbränslen så är elsystemet ett starkt kopplat system där leverans sker momentant. Fastbränslesystem utgörs däremot av svagt kopplade system som, även om de inte fungerar i varje ögonblick, ändå kan sägas ha full funktionalitet.

Decentraliserad elproduktion kan minska sårbarheten mot störningar

I alla scenarier i denna rapport antas en utveckling mot decentraliserad elproduktion. En sådan utveckling kan minska effekten av enskilda händelser på systemnivå. Samtidigt bygger det på att tillförsel och användning kan balanseras på alla nivåer (stam-, region- och lokalnät). Balanseringen kan ske genom en kombination av flexibel produktion, efterfrågeflexibilitet samt lager vilket kan leda till ökade kostnader. Avvägningen mellan kostnader och leveranssäkerhet påverkar vilka tekniska lösningar som väljs och dess relativa sammansättning. Kännetecknande med trenden mot decentraliserad produktion utgörs av att den är sammankopplad och automatiserad och där det finns möjligheter till en interaktion mellan produktion och användning. En fortsatt kostnadsminskning kan öka antalet småskaliga produktionsanläggningar och därmed minska sårbarheten för störningar på det överliggande nätet genom att beroendet gentemot enskilda storskaliga och kritiska anläggningar minskar.

Ökat beroende av variabel elproduktion kräver nya flexibilitetslösningar

I *vind-*, *sol-* men även *kraftvärmescenariot* ökar beroendet av variabel elproduktion. I *vind-* och *solscenariot* för 2040-talet utgör exempelvis vind- och solkraft mer än hälften av elproduktionen i Sverige. För att ett sådant system ska fungera behöver det kombineras med en mix av ökad överföringskapacitet, ökad efterfrågeflexibilitet, energilagring samt snabbreglerande elproduktionskapacitet etc., se mer i kapitel 6.

En ökad andel variabel elproduktion i form av vind- och solkraft ökar behovet av olika former av energilagring. Även bränslelager är av betydelse för att kunna garantera driften av reservkraftverk. En möjlig konsekvens för försörjningstryggheten av batteriers ökade betydelse i elsystemet är att nya beroenden växer fram i form av materialflöden från resursrika nationer.

Ökad integrering av det svenska elsystemet med omvärlden i alla scenarier

I alla scenarier sker en omfattande utbyggnad av överföringskapaciteten. Detta gäller både internt inom Sverige, mellan Sverige och sina grannländer och mer generellt mellan Norden och övriga länder. Sammantaget sker det en ökad integrering av det svenska elsystemet med omvärlden. En större överföringskapacitet kan främja en ökad robusthet då det kan reducera konsekvenserna av störningar i det egna elsystemet. I det fall som det sker ett bortfall av importkapacitet kan dock andra lösningar som exempelvis användningsdämpande åtgärder och reservkapacitet behövas för att bevara elsystemets funktionalitet men primärt för att sörja för att det finns tillräcklig elproduktion för samhällsviktig verksamhet.

Effektbalansen försvagas i scenarierna om inga åtgärder genomförs

Utifrån de analyserade scenarierna kan det ses att effektbalansen försvagas om inga åtgärder genomförs. Denna trend är speciellt märkbar i *solscenariot* för år 2040 men även i *vindscenariot*. Detta kan i sin tur ge upphov till situationer med effektbrist.

Kärnkraftens avveckling innebär en utmaning då elsystemets stabilitet minskar i och med att svängmassan minskar i elsystemet om inga åtgärder vidtas. Detta kan öka elsystemets känslighet mot störningar. Minskad reaktiv effekt som konsekvens av en kärnkraftsavveckling har vidare betydelse för möjligheten att föra över el mellan olika elområden.

Vidare fundering: Digitalisering ur ett tryggt energiförsörjningsperspektiv

Digitalisering ger upphov till effektiviseringar samt möjliga nya tjänster men bygger samtidigt in nya säkerhetsrisker. Digitalisering kan förenkla och möjliggöra integrationen av decentraliserad variabel elproduktion som vind- och solkraft. Detta genom att förbättra styrningen av elanvändning och elproduktion genom så kallade smarta elnät. Samtidigt innebär en fortsatt digitalisering att risker för intrång ökar om det saknas ett väl designat IT-skydd. Det innebär att det finns ett ökat behov av att stärka säkerhetsaspekten vid design och underhåll av systemen. Det finns ett antal möjliga potentiella trender som har bäring på säkerheten när digitaliseringsprocessen fortsätter:

- Det snabba **förändringstrycket/konkurrenstrycket** som kan tänkas skapas i och med den fortgående digitaliseringen kan få negativa konsekvenser för elleveranssäkerheten om hänsyn inte tas till den IT-relaterade säkerheten. Exempelvis kan det finnas incitament för tjänsteföretag att i högre grad få "tillgång till elnäten" samtidigt som konsumenterna trycker på för att få tillgång till de nya tjänsterna.
- Det finns en risk att **lagstiftning och marknadsreglering** inte hänger med den tekniska utvecklingen och sålunda endast hanterar de problem som var relevanta förr snarare än de problem som är av vikt idag och relaterade till de nya tekniska lösningarna.
- Den pågående **standardiseringen** av IT-arkitekturen är i grunden något positivt på så sätt att systemen kontinuerligt förbättras men innebär ändå att eventuella säkerhetsluckor finns hos många aktörer.
- Digitaliseringsprocessen kan också öka behovet av **specialistkompetens** inom IT för vilket energiföretagen anlitar konsulter och underleverantörer snarare än att utveckla internt. Detta kan försämra elleverantörens kompetens vad gäller säkerhetsfrågor.

9 Diskussioner och slutsatser

När vi startade det här projektet, var huvudfrågeställningen om och hur vi kan nå ett 100 procent förnybart elsystem. Frågan är den centrala även för den här rapporten men vi kan samtidigt konstatera att elsystemet är på väg in i en stor omställning orsakad av flera drivkrafter än målet. Det handlar bland annat om att en stor del av vår befintliga elproduktion når sin ekonomiska livslängd de närmaste 20–30 åren. Samtidigt sker en ökad elektrifiering och digitalisering. Vi ser även en snabbt sjunkande kostnad för förnybar el som gör den konkurrenskraftig jämfört med andra alternativ. Det sistnämnda gör att vi bedömer att vi rör oss mot ett förnybart elsystem i Sverige på marknadsmässiga grunder.

100 procent förnybart bör uppnås i samspel med övriga energipolitiska mål. Vi bedömer att målet om 100 procent förnybart är viktigt för att samhället tillsammans kan sträva mot det och överbrygga de utmaningar som det innebär. Vi ser samtidigt att de övergripande energipolitiska målen om försörjningstrygghet, ekologisk hållbarhet och konkurrenskraft behöver beaktas i lika stor utsträckning. Där finns det fler utmaningar än i att få en till stånd en årsproduktion av förnybar el som är lika stor som vår elanvändning.

Framtidens elsystem är inte givet på förhand

Resultaten i denna rapport bör i vilket fall som helst inte enbart tolkas som en analys av målet om ett 100 procent förnybart elsystem utan också som en analys av den omställning som vi ser de närmaste 20–30 åren. Med rapporten vill vi visa att det inte finns ett givet elsystem i framtiden eller att vägen dit bara kan se ut på ett sätt. Framför allt finns inget scenario där elsystemet ser precis ut som idag eller där inte en stor mängd investeringar behövs. Det finns många vägval och samhällets drivkrafter, politiska inriktningar och åtgärder kommer tillsammans med lönsamhet att påverka vart vi hamnar i slutändan. I de olika scenarioanalyser vi gjort kan vi se en ganska stor variation av utmaningar och behov av åtgärder beroende på vilka antaganden som görs.

9.1 Kortfattad sammanfattning av scenarierna

Även om det finns många gemensamma utmaningar och möjligheter med ett 100 procent förnybart elsystem så visar vår scenarioanalys också på skillnader. Det kommer alltså säkerligen finnas olika prioriteringar att göra beroende på hur elsystemet utvecklas i framtiden. Att visa på att ett 100 procent förnybart elsystem kan se olika ut och att det finns många vägval som leder oss dit har också varit ett av huvudsyftena med denna rapport. I nedanstående tabell sammanfattar vi några av de viktigaste fördelar, nackdelar och framtida förutsättningar för respektive scenario. Notera att vi i tabellen även lyfter fram utmaningar med det specifika kraftslag som är i fokus i scenarierna.

Vindscenariot		
Fördelar	Nackdelar	Framtiden
Vindkraft är lönsamt redan idag, har mycket hög potential och fungerar relativt väl i elsystem samt har låg miljöpåverkan. Låg kostnad från elmarknaden och för elkunder.	Finns många motstående intressen vid tillståndsprocessen och stort behov av balansering vid låga vindar under flera dagar.	Fortsatt teknikutveckling innebär färre antal verk för samma mängd elproduktion och därmed mindre total påverkan på miljö och människor. Teknikutveckling kan även ge bättre lönsamhet. Spridd vindkraft och fortsatt högre antal fullasttimmar ger mindre variabilitet och därmed mindre behov av flexibilitet.

Solscenariot		
Fördelar	Nackdelar	Framtiden
Korta ledtider och små investeringsbelopp per enskild investering jämfört med storskalig kraft. Elproduktionen nära konsumtion. Mobiliserar nya aktörer.	Elanvändningen i Sverige och elproduktionen från solceller korrelerar inte väl vilket minskar lönsamhet och ger ett stort behov av balansering. Hög produktionskostnad i förhållande till vindkraft, särskilt i Sverige som har låg solinstrålning. Större miljöpåverkan.	Fortsatt teknikutveckling medför bättre lönsamhet och minskad miljöpåverkan. Möjligheten att integrera solceller i byggnadsmaterial kan förenkla utbyggnaden. En på sikt anpassad elanvändning, lokal optimering av elsystemet och en fordonssektor med energilagring kan förbättra lönsamheten och underlätta för sol i elsystemet.

Kraftvärmescenariot		
Fördelar	Nackdelar	Framtiden
Planerbar elproduktion med stark korrelation mellan elanvändning och elproduktion. Fördelar för både elsystem och elkunder. Bygger vidare på ett befintligt fjärrvärmesystem och ett nyttjande av biprodukter från skogsindustrin.	Begränsas av och konkurrerar om värmeunderlag. Kraftig ökad kraftvärme kräver tekniker, metoder och driftsätt som är långtifrån lönsamma. Ökad konkurrens om hållbara bränslen.	Ett stort behov av flexibilitet och andra systemtjänster kan både öka nyttan av kraftvärmens och dess lönsamhet. Det kan sannolikt bli svårt att få så mycket som 35 TWh kraftvärme men det finns goda möjligheter med mer produktion än idag. Det två största hindren är konkurrens om och minskat värmeunderlag och att vägen fram till 2040-talet kan innebära år av sämre lönsamhet.

Landbaserad Norr		
Fördelar	Nackdelar	Framtiden
Färre motstående intressen och högre potential. Vindkraftsproduktion i norr korrelerar väldigt lite med elproduktion från vindkraft i södra Sverige och norra Europa.	Större behov av nätinvesteringar från norr till söder. Svårt att få lönsamhet för landbaserad vindkraft koncentrerad i få elområden med låg elanvändning.	Låga och stabila elpriser i norr kan locka till sig mer elanvändning som då möjliggör att mer landbaserad vind kan byggas. Ett projekt så som Hybrit kan med sina vätgaslager ge mer efterfrågan och flexibilitet i norr som förbättrar lönsamheten för vindkraft i norr.

Havsbaserad Söder		
Fördelar	Nackdelar	Framtiden
Högre acceptans. Något högre fullasttimmar och kompletterar delvis landbaserad vindkraft i elsystemet. Kan innebära något lägre behov av överföringskapacitet mellan norr och söder jämfört med <i>vindscenariot</i> .	Elproduktion av havsbaserad vindkraft i söder sammanfaller med elproduktion i närliggande områden vilket minskar dess nytta och lönsamhet samt medför ett fortsatt behov av överföringskapacitet. I dagsläget finns ett starkt motstående intresse med Försvarsmakten.	Havsbaserad vindkraft antas ha en större potential för minskad produktionskostnad vilket sannolikt kan göra den lönsam.

9.2 Gemensamma utmaningar och förslag på åtgärder

Elmarknaden styr sannolikt mot ett förnybart elsystem

Våra analyser visar att vi på marknadsmässiga grunder kan få ett 100 procent förnybart elsystem vilket är tydligast i *vindscenariot*. Med tiden kommer vissa tekniker och lösningar som är olönsamma idag att bli lönsamma och det kommer spela en större roll för lönsamheten var elproduktion placeras och vilka systemegenskaper den har. På samma sätt kommer det att finnas mer incitament för olika flexibilitetslösningar i framtiden. Det finns alltså goda förutsättningar även för ett välfungerande elsystem.

Inte självklart när i tiden omställningen sker

Vi ser samtidigt att vårt elsystem förändras i hög grad med avseende på när, hur och var vi producerar och använder el. Det är inte heller givet när i tiden förändringen kommer att ske. En viss elektrifieringstrend sker redan nu men om den kommer att ta ordentlig fart inom några år eller om ett årtionde är inte helt självklart. Vad gäller elproduktionen vet vi inte om kärnkraften kommer att fasa ut på 2030-talet eller 2040-talet, om det kommer att ske under en kort tidsperiod eller fördelas ut över en lång period. Våra lönsamhetsanalyser pekar på att åtminstone delar av dagens kärnkraftskapacitet bedöms vara lönsamma även under 2040-talet.

Viktigt att redan nu underlätta och planera för framtidens elsystem

Den här osäkerheten innebär att det inte blir självklart för aktörer i samhället hur de ska agera, när de ska agera och i vilken omfattning. Det kan exempelvis röra sig om marknadsaktörers investeringar, hur vi planerar framtidens elnät eller hur kommuner, länsstyrelser och andra myndigheter ska planera och prioritera i olika frågor kopplade till elsystemet. För även om vi kan se lönsamhet i olika scenarier så förutsätter det att det ska finnas möjlighet och potential för både flexibilitet och förnybar el. Sverige har i teorin mycket stor potential och bra förutsättningar för förnybar el men denna måste kunna förverkligas. Osäkerheten skulle kunna minska med en handlingsplan för ett 100 procent förnybart elsystem som adresserar behovet av elnät, ny förnybar el och flexibilitet.

Marknadsdesign och regelverk måste underlätta omställningen

Antar vi att det finns tillräckliga resurser frigjorda för att lönsamt kunna investera i ett välfungerande 100 procent förnybart elsystem kan det fortfarande finnas praktiska hinder på vägen. Ett sådant är att regelverk eller energimarknaderna inte är designade för en större omställning av elsystemet, hopkoppling med nya sektorer (ex. transportsektorn) eller mer decentraliserad produktion och flexibilitet. För att ett kostnadseffektivt och välfungerande elsystem ska utvecklas måste regelverk och marknader fungera på ett så teknikneutralt sätt som möjligt, inte exkludera aktörer och låta prissignaler nå fram. Prissignalerna behöver också utformas så att det som gynnar elsystemet också gynnas ekonomiskt och vice versa. Elmarknaden kan alltså behöva modifieras och kontinuerligt ses över, både med avseende på funktion, omfattning och regelverk. Vi bedömer dock inte att det finns behov för att i grunden designa om elmarknaden.

Elnätsutbyggnad behöver ske i samklang med omställning av elsystemet

När det gäller den långsiktiga nätutbyggnaden kan det finnas ett behov av att se över hur dagens regelverk och planering av elnät samverkar med omställningen av elsystemet i övrigt. För att få till stånd en stor ökning i överföringsförbindelser under en relativt kort tid kan det krävas politiska beslut om detta redan nu även om behovet finns längre fram i tiden.

Miljöpåverkan behöver beaktas även i ett förnybart elsystem

För att på ett bra sätt även styra mot ett ekologiskt hållbart elsystem måste miljöpåverkan kosta. Principiellt bör miljöpåverkan i först hand bekostas där den uppstår för att främja en konkurrens mellan olika lösningar. Det är inte helt klart i vilken omfattning detta är möjligt eller om det alltid avspeglas i kostnaden för förnybar el eller flexibilitetsresurser. Även om miljöpåverkan är mycket låg i jämförelse med fossila alternativ ser vi att det finns en skillnad mellan förnybara elproduktionsslag och att utbyggnaden kan göras mer eller mindre hållbar. Det skulle därför behövas en analys av hur miljöpåverkan kan hållas så låg som möjligt under omställningen utan att hindra den. Målkonflikter behöver adresseras och nyttor vägas mot kostnader.

Fåtal elproduktionsanläggningar drivs fortfarande av fossila bränslen

Vi har idag väldigt få elanläggningar som producerar el från fossila bränslen. En enkel lösning med väldigt låg påverkan på elsystemet skulle vara att sätta ett stoppdatum för fossil elproduktion i Sverige, åtminstone om vi undantar effektreserv och annan störningsreserv. Hur den fossila delen av avfall ska hanteras är dock inte vidare utrett i denna rapport. Det är dock viktigt att ta hänsyn till om utsläpp från avfall bara flyttar från en sektor till en annan ifall den slutat användas i elsystemet.

Nya tekniker och lösningar bör också testas

Även om teknikneutralitet är viktigt så måste även nya lösningar och tekniker som dyker upp fram till 2040-talet kunna prövas och implementeras i elsystemet. Därför måste det fortfarande finnas möjlighet att stödja dessa på demonstrationsstadiet eller då de testas i mindre skala. Det kan också innebära att lokalt och under en begränsad tidsperiod kunna prova lösningar som inte ryms inom befintligt regelverk.

Vi bedömer att ett elsystem som består av 100 procent förnybar el kommer att vara välfungerande större delen av tiden. Det vi dock kan se är att sårbarheten kan öka och det finns en högre risk för effektbrist. Denna ser inte ut att bli så stor men det behövs en mer långsiktig och kontinuerlig övervakning av hur vårt elsystem utvecklas under omställningen med avseende på samhällets krav på leveranssäkerhet och sårbarhet.

Vårt elsystem är inte begränsat till Sverige

Samtliga hinder och utmaningar behöver också sättas i ett sammanhang av att vårt elsystem är nordiskt, vår elmarknad inkluderar fler länder och vi har stor överföringskapacitet med omkringliggande länder. Vad vi gör i Sverige påverkar andra länder och vad andra länder gör påverkar Sverige. De flesta av dessa länder har också egna ambitioner om förnybar el och har eller kommer att få ett ökat behov av flexibilitet. De flesta utmaningar bör i så stor utsträckning som möjligt hanteras i samverkan med andra länder.

Ett antal åtgärder bör prioriteras

Utifrån utmaningarna vi diskuterar ovan har vi gjort en översiktlig bedömning av vilka åtgärder som skulle behöva prioriteras nu för att underlätta för omställningen av elsystemet. Åtgärderna är medvetet beskrivna i korthet då denna studie inte i första hand syftar till att se till lösningar. De ska snarare ses som ett underlag och mer detaljerade åtgärdsförslag eller handlingsplaner behöver göras i en särskild utredning. Vi är också medvetna om att flera projekt pågår inom vissa av de områden som åtgärderna ska hantera och att det därför blir viktigt att beakta dessa. Åtgärderna ska dock ses som ett behov av ett helhetsgrepp inom respektive område.

Förslag på åtgärder som bör prioriteras för att uppnå ett välfungerande 100 procent förnybart elsystem

Ta fram en nationell **handlingsplan för ett 100 procent förnybart elsystem** som adresserar de utmaningar och möjligheter som omställningen innebär. Den bör innehålla regelbundna kontrollpunkter dels så att arbetet kan följas upp men också för att kunna revidera handlingsplanen inför nya förutsättningar. Handlingsplanen bör bland annat ta upp vilka insatser som behöver prioriteras hos olika samhällsaktörer på lokal, regional och nationell nivå för att främja förnybar el och flexibilitet. Innehållet bör tas fram i bred dialog med dessa aktörer. Den nationella handlingsplanen kan i sin tur ligga till grund för mer specifika handlingsplaner och strategier hos aktörer.

Se över om planering och regelverk avseende utbyggnad av elnät är utformade för att hantera den stora strukturella förändring av elproduktion och elanvändning som vi går igenom de närmaste 20–30 åren. När en stor del av elproduktionen och delar av elanvändningen flyttas både geografiskt och i tiden kan det behövas en översyn av hur vi bäst anpassar elnätet efter detta. Både för att inte omställningen ska begränsas men också för att den ska ske resurs- och kostnadseffektivt.

Kontinuerlig följa upp hur regelverk och designen av energimarknaderna samverkar med varandra och ger prissignaler som leder till ett välfungerande och kostnadseffektivt elsystem som inkluderar även mindre aktörer. Vi ser att elmarknaden har potential att ge prissignaler som positivt utvecklar elsystemet men med ett ökat behov av flexibilitet och ny elproduktion behövs regelbunden översyn över om marknaderna är inkluderande för nya aktörer och om prissignaler når fram. Detta gäller även andra regelverk eller styrmedel som kan hindra prissignaler att nå fram och behovet av prissättning av systemtjänster.

Regelbunden uppföljning av planerings- och tillståndsprocessen för vindkraft för att se till att takten på nya projekt som beviljas tillstånd motsvarar behovet av ny vindkraftsproduktion för att nå målet. En stor mängd vindkraft är en förutsättning för att uppnå ett 100 procent förnybart elsystem. Redan idag arbetar Energi-myndigheten och Naturvårdsverket med en nationell vindkraftsstrategi som kan fungera som utgångspunkt för vidare arbete inom området.

Värna de **positiva egenskaper som kraftvärme och vattenkraft** har för elsystem med särskilt fokus på ifall de systemtjänster dessa bidrar med är korrekt prissatta. Vattenkraften har en mycket viktig roll som flexibilitetsresurs i ett förnybart elsystem där variabla källor utgör en stor del av produktionen. Även kraftvärmens är viktig för Sveriges framtida elsystem. Den spelar också en viktig roll för lokal kapacitet i exempelvis städer samtidigt som det saknas en självklar marknadsmekanism för detta. Hur vi på bästa sätt kan ta till vara dessa egenskaper även i framtiden bör utredas vidare.

Genomför **regelbundna långsiktiga risk- och sårbarhetsanalyser** av elsystemet med utgångspunkt från den stora omställningen. Eftersom det i scenarierna uppstår vissa timmar där elbehovet inte kan mötas av efterfrågan och elsystemet blir mer väderberoende behövs analyser om de krav som samhället ställer på elsystemet kan tillgodoses på lång sikt.

Gör en genomgripande analys av hur omställningen kan göras med **hänsyn till ett ekologisk hållbart energisystem**. En stor utbyggnad av el och flexibilitetsresurser kräver resurser och för att det nya elsystemet ska ha en så låg miljöpåverkan som möjligt behöver detta prissättas eller regleras. I en sådan analys är det också viktigt att bedöma ekologisk hållbarhet i ett systemperspektiv och inte bara för enskilda tekniker.

Förslag på åtgärder som bör prioriteras för att uppnå ett välfungerande 100 procent förnybart elsystem

Utred **ett stoppdatum för el producerat av fossila bränslen**, möjligen med undantag för effekt- och störningsreserver. Det är dock viktigt att en sådan analys inte bara tar hänsyn till elsystemet. Ett förbud av användandet av avfall eller andra restströmar kan innebära att dessa utsläpp endast flyttar till andra sektorer.

Energimyndigheten föreslås få ett regeringsuppdrag för att **samordna det nationella arbetet kopplat till elektrifieringen**. Fortsatt elektrifiering av bland annat transport- och industrisektorn bedöms få en betydande påverkan av elsystemet framöver. Samtidigt är elektrifieringen viktig för att minska växthusgasutsläppen. Därför behöver frågor kopplade till detta samordnas särskilt. Se även avsnitt 9.4.4.

Fortsätt främja nya tekniker och lösningar via forsknings-, utvecklings- och demonstrationsstöd till stöd för marknadsformering och möjliggör undantag från regelverk vid test av lösningar på mindre skala. Detta bör dock begränsas så att det inte i någon större omfattning påverkar elmarknaden i stort.

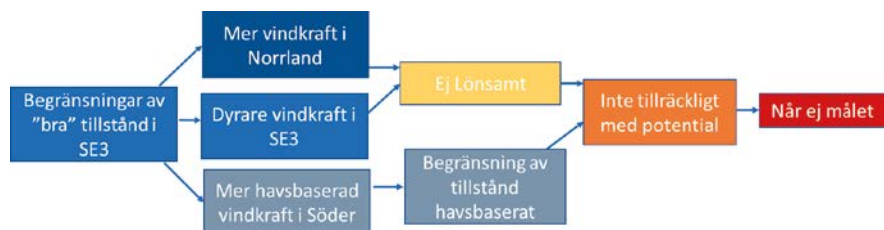
Sträva efter att dessa åtgärder görs i samverkan med närliggande länder och i synnerhet nordiska länder. Att försöka lösa alla utmaningar inom våra nationsgränser och att se Sverige som en isolerad del av elsystemet kommer innebära en högre kostnad och större utmaning att nå globala hållbarhetsmål.

9.3 Exempel på vägval och konsekvenser

På vägen mot ett 100 procent förnybart elsystem kommer det att uppstå olika typer av hinder och begränsningar, eller en oro för att det ska uppstå. Samhället kan då välja att åtgärda detta på olika sätt eller inte alls. Vägvalen kan få både förutsägbara och oförutsägbara konsekvenser och kan i sin tur skapa nya behov av åtgärder. Konsekvenserna kan vara allt från förändrad lönsamhet, behov av stöd till ökad miljökostnad.

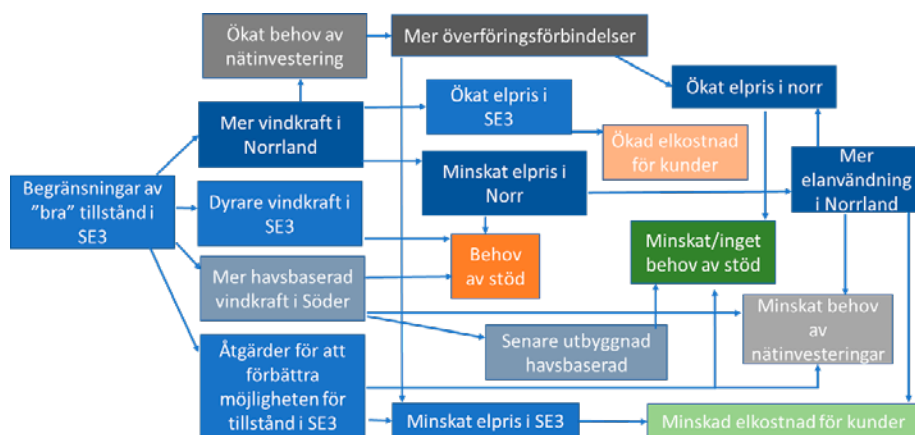
Begränsningar i elområde 3 kan göra att vi inte når målet...

Vad som händer när en viss faktor påverkas är inte självklart. Figur 35 i kapitel 7 illustrerar hur olika faktorer kan påverka utbyggnaden av ett visst kraftslag till ett visst år. Figuren kan också ses som en illustration över vad som kan påverka att vi når målet om ett 100 procent förnybart elsystem. Vi har exempelvis konstaterat att vårt *vindscenario* kan vara företagsekonomiskt lönsamt att bygga ut men att det skulle kunna uppstå begränsningar i tillståndsprocessen som ändå inte gör det möjligt. Det behöver inte heller vara så att tillstånd begränsas överallt, utan det kan räcka med att det inte går att bygga i bra vindlägen med modern teknik i elområde 3 i kombination med en svårighet att få tillstånd för havsbaserad vind. Utifrån våra resultat i studien skulle det kunna leda till att vi inte når målet alls, vilket illustreras i bilden nedan.



...men teknik- och marknadsutveckling kan förändra det

Att begränsningar i utbyggnaden av vindkraft i elområde 3 kan innebära att vi inte når målet är en viktig slutsats men utgår samtidigt från en statisk syn på andra faktorer som påverkar utbyggnaden av förnybar el. En betydande minskning av produktionskostnaden för förnybar el kan göra att andra tekniker byggs ut eller att landbaserad vindkraft fortsätter att vara lönsamt i sämre vindlägen, eller i norr trots låga intäkter. Det kan också vara så att låga elpriser i norr leder till mer elanvändning i norr som i sin tur ger mer intäkter för vindkraft som byggs där. Ett utökad, men fortfarande förenklat, resonemang där även mer aktiva åtgärder från samhället är inkluderade finns illustrerat i figuren nedan.



Olika åtgärder kan skapa nya förutsättningar att nå målet

Figuren visar att en viss faktor (här begränsningar av tillstånd för vindkraft i elområde 3) kan leda till ett nytt läge med nya utmaningar. Det kan leda till att det inte blir lönsamt att bygga tillräckligt med förnybar el för att nå målet. Detta kan åtgärdas med mer överföringsförbindelser, ett stöd till vindkraft i norr eller så kan det lösas "av sig självt" med ökad elanvändning i norr. Det går också att sätta in aktiva åtgärder för att bygga mer vind i elområde 3. Direkt genom att exempelvis tillse att fler tillstånd utfärdas eller ge ekonomiskt stöd så att vindkraft blir attraktivt även i sämre vindlägen eller liknande. Ett annat alternativ är att istället förlita sig på tekniker som idag inte är lönsamma, så som havsbaserad vindkraft. Antingen genom att vänta tills de är lönsamma och byggs på marknadsmässiga grunder eller genom ekonomiskt stöd.

Att underlätta för utbyggnaden är att föredra framför ekonomiskt stöd

Att vidta aktiva åtgärder för att underlätta eller skynda på utbyggnaden eller att inte göra något är exempel på vägval som kommer att uppstå under omställningen av elsystemet. Oavsett vilket val som görs uppstår olika konsekvenser för kostnadseffektivitet, miljö, elkunder och elsystemets funktion. Det är därför viktigt att ha ett brett samhällsekonomiskt perspektiv och hög förståelse för konsekvenserna av de val som görs. Vi bedömer att det är viktigt att elmarknadens aktörer i första hand ska investera i förnybar el och

flexibilitet utifrån lönsamhet, för att kostnadseffektivt uppnå ett välfungerande 100 procent förnybart elsystem. Åtgärder som syftar till att underlätta utbyggnaden är därför att föredra framför ekonomiska stöd, som tenderar att skapa nya utmaningar och behov av andra åtgärder. Investeringar i stamnätet görs dock inte av marknadsaktörer och här finns det ett behov av att vara proaktiv eftersom ledtider för nät är långa. I samtliga scenarier ser vi ett behov av ökad överföringsförbindelse mellan norra och södra Sverige vilket skulle kunna planeras för redan idag.

9.4 Vidare studier för förbättrat resultat

Vi har under arbetet med denna rapport identifierat ett antal områden som skulle behöva studeras vidare för att göra framtida studier av detta slag ännu bättre. Det rör sig om både förbättrade underlag och faktorer som visat sig vara mycket viktiga för resultatet men som inte varit det primära syftet eller fokuset för den här rapporten. Vi ser också ett behov att göra gemensamma scenarier och analyser tillsammans med Svenska kraftnät och Energimarkandsinspektionen.

9.4.1 Analyser av olika vindprofiler

Som vi diskuterade i *vindscenariot* innebär den senaste tidens och framtidens tekniska utveckling att vindkraftverk producerar mer el under en längre tid av året. Eftersom produktion från vindkraftverk också korrelerar mer ju närmare de står varandra finns det ett behov av djupare studier i hur geografisk distribution och vad olika vindkraftstekniker får för påverkan på vindprofiler. Vi kan redan nu säga att modern teknik och geografisk spridning ger både högre effektillgänglighet och lägre och färre effekttoppar jämfört med äldre teknik och geografiskt samlad vindkraft men vi behöver jämföra olika vindprofiler i en modell. På så sätt kan vi bättre säga hur elsystemet påverkas av den stora vindkraftsutbyggnad vi har i scenarierna i denna rapport och dessutom få en bättre förståelse för hur viktiga dessa parametrar är. På samma sätt är det också viktigt att få tillgång till flera olika väderår för att kunna bedöma sannolikheten för olika händelser i elsystemet. Detta är något vi vill utveckla i kommande studier. Detsamma gäller även andra väderprofiler som antas få en större betydelse i ett 100 procent förnybart elsystem.

9.4.2 Uppdaterade studier av miljöpåverkan

I denna studie har vi använt en några år gammal livscykelanalysstudie av miljöpåverkan från elproduktionsanläggningar i ett europeiskt perspektiv. För att kunna analysera hela elsystemets miljöpåverkan och därmed kunna prioritera olika åtgärder för ökad hållbarhet m.m. behöver nya studier göras. Teknikutveckling gör att siffror snabbt blir daterade. Vissa siffror, så som för kraftvärme i Europa, behöver heller inte nödvändigtvis spegla svenska förhållanden. En analys av miljöpåverkan skulle troligtvis behöva göras i ett systemperspektiv då det inte är säkert att miljöpåverkan per kWh går att skala upp till exempelvis miljöpåverkan per TWh. Det kan också vara intressant att försöka hitta ett nyttoperspektiv och inte enbart ”per kWh”. Olika kWh har olika nytta och påverkan (särskilt vid olika tidpunkter) och det är inte troligt att de första TWh ger samma nytta eller påverkan som de nästkommande TWh i ett systemperspektiv. Även miljöpåverkan från ökad mängd flexibilitetsresurser behöver tas med i ett systemperspektiv. I denna rapport visar vi att behovet av flexibilitet är olika högt i de olika scenarierna och detsamma gäller sannolikt vilka typer av flexibilitetsresurser som behövs.

9.4.3 Identifiera flexibilitetsbehov och -resurser för scenarierna

I rapporten har flexibilitet diskuterats och analyserats mycket. Vi har dock inte specificerat vilka flexibilitetsresurser vi har eller bedöms få i de olika scenarierna. Det skulle behövas för att kunna göra en fullständig samhällsekonomisk analys av scenarierna. Exempelvis totala systemkostnader, leveranssäkerhet och miljöpåverkan. För att komma vidare skulle vi behöva ta fram nyckeltal kopplat till lönsamhetsbedömningar för flexibilitetsresurser, ökad kunskap om behovet av flexibilitet för de olika scenarierna samt sannolikt en modell som kan hantera olika flexibilitetslösningar.

9.4.4 Fördjupad studie om elanvändning idag, i framtiden och elektrifieringen

En av de viktigaste parametrarna för resultatet i denna studie är hur elanvändningen utvecklas i framtiden. Frågan har många dimensioner. Vi behöver analysera hur mycket el vi kan tänkas använda och var, hur och när vi använder el i framtiden samt hur pass flexibel och anpassningsbar med avseende på elproduktionen användningen kan vara på sikt. Det gäller att både se till den befintliga elanvändningen och dess förändring. Exempelvis på grund av prissignaler, ökad digitalisering och styrning samt ny typ av användning, så som serverhallar, elfordon och laddinfrastruktur samt elektrifiering av stålindustrin, bland annat via vätgas som framställs med el. Resultat från sådana studier skulle behöva samköras med liknande scenarier för elproduktion som i denna studie.

9.4.5 Modeller med högre systemupplösning

För att analysera elsystem längre in i framtiden behövs modeller (eller utveckling av befintliga) som i större utsträckning tar hänsyn till de komponenter som kommer, eller antas komma, vara vanliga i framtiden. Detta kan exempelvis vara elbilar, laddstationer, batterier, lokal automatisk styrning, småskalig elproduktion, aggregatorer, vätgaslager (i stålindustrin) eller vindkraftens profil (se ovan).

9.5 Andra mål för energisystemet

Den här studien avgränsas till att främst titta på elsystemets utveckling framöver, framför allt i ett perspektiv av 100 procent förnybar el. Vi har också påpekat vikten av att målet uppnås med utgångspunkt från de övergripande energipolitiska målen om försörjningstrygghet, ekologisk hållbarhet och konkurrenskraft men det finns också andra mer specifika mål för energisystemet som vi kort vill lyfta i denna avslutande diskussionspunkt.

Flera mål skapar målkonflikter och prioritering kan behöva göras

Elsystemet är en delmängd av hela energisystemet som i sin tur är en delmängd av samhället. Vi har flera energipolitiska mål i Sverige och EU, och internationellt har vi bland annat FN:s hållbarhetsmål att uppfylla. När vi utvärderar scenarier inom ramen för denna rapport skulle det vara värdefullt att också se på vilket sätt de bidrar till att uppfylla dessa övriga mål eller om de samverkar. Det har vi inte haft möjlighet att göra inom ramen för det här projektet men vi har som tidigare sagt sett att systemperspektivet är mycket viktigt när hållbarhetsfrågor diskuteras.

Ambitiösa mål som nettonollutsläpp till år 2045, 100 procent förnybart elsystemet till år 2040 och 50 procent effektivare energianvändning till år 2030 kommer onekligen att skapa målkonflikter. De kommer bli allt viktigare att adressera ju närmare målen vi kommer. Det kan också finnas ett behov av att prioritera. I den här rapporten har vi exempelvis redan tagit upp frågan kring hur den fossila delen av avfall ska hanteras. En mycket liten del fossila bränslen i reservkraftverk skulle kunna göra elsystemet mer välfungerande. Det kan i sin tur underlätta eller möjliggöra omställningen av andra sektorer. Här finns inte alltid självklara svar.

Elektrifiering och 100 procent förnybart skapar möjlighet för stora minskningar av växthusgasutsläpp

Elsystemet i Sverige har idag relativt låg klimatpåverkan. De stora klimatutsläppen i Sverige kommer idag från industrin, transportsektorn samt jordbruket och arbetsmaskiner. Den stora elektrifieringstrend som diskuteras i denna rapport kan i stor utsträckning ersätta petroleumprodukter och kol till förmån för el. Därav är det av största vikt att elsystemet även i framtiden har låg klimatpåverkan både i drift och i ett livscykelperspektiv för att på så sätt betydligt minska utsläppen från Sveriges *energi*-system. Att verka för att elektrifieringen och utvecklingen av 100 procent förnybart går hand i hand och att ta tillvara de synergieffekter som detta kan innebära bör därför vara en prioriterad uppgift för samhället.

10 Källor

Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems, R Wiltshire (2016), Woodhead Publishing Serie in Energy: Number 87

Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion, Svenska kraftnät, 2015

Beredskap i framtida energisystem – En analys med utgångspunkt i Energimyndighetens ”Fyra framtider”, FOI-R-4589-SE, Bengt Johansson och Daniel K Jonsson, Totalförsvarets forskningsinstitut, Maj 2018

Bioenergi på rätt sätt – om hållbar bioenergi i Sverige och andra länder, Black-Samuelsson S, Eriksson H, Henning D, Janse G, Kaneryd L, Lundborg A och Niemi Hjulfors L, Rapport av Skogsstyrelsen, Energimyndigheten, Jordbruksverket och Naturvårdsverket, 2017

Bioenergi från skog och skogsindustri, Thuresson, T. & Johansson, A, Pöyry Management Consulting AB, 2016

Building Integrated Photovoltaics: Product Overview for solar building skins, Zanetti, I. et al, University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland, 2017.

Bundesländer-Übersicht zu Erneubaren Energien, Agentur für Erneubare Energien, 2018.

Commission decides not to extend trade defence measures on solar panels from China, <http://trade.ec.europa.eu/doclib/press/index.cfm?id=1904>, European Commission, 2018.

Current and future cost of Photovoltaics, Agora Energiewende, 2015.

Det samlade stödet till solet, RiR 2017:29, Riksrevisionen, 2017

Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag, SWECO, 2016.

El från nya och framtida anläggningar 2014, Elforsk, rapport 14:40, 2014.

El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna, Energiforsk – Fjärrsyn, rapport 2015:223, 2015

Energimyndighetens arbete med klimatanpassning, Handlingsplan Dnr 2018–956, Energimyndigheten, 2018

Energy Policy 107, U. Liebe et al., 2017.

Energy Research & Social Science 29, J. Rand, B. Hoen, 2017.

Ett 100 procent förnybart elsystem kräver betydande andel biokraft, Biokraftplattformen, 2015. https://www.svebio.se/app/uploads/2016/11/Biokraftplattformen_Rapport_1-dec-2015.pdf

Europaparlamentets och rådets direktiv om avfall som utgörs av eller innehåller elektrisk och elektronisk utrustning, EU 2012/19/EU av den 4 juli 2012.

Europaparlamentets och rådets direktiv om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor, EU 2018/2001 av den 11 december 2018. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

EU-tullar på solceller och moduler från Kina avskaffas, <https://www.svensksolenergi.se/nyheter/nyheter-2018/eu-tullar-pa-solceller-och-moduler-fran-kina-avskaffas>, Svensk solenergi, 2018

Flexibilitet i elsystemet – en underlagsrapport om flexibilitetsresurser och regelverk, WSP, 2019

Flexibilitet – i en ny tid, NEPP, 2018

Fortum kombinerar batteri och vattenkraft i Forshuvud, Fortum, 2018. <https://mediaroom.fortum.com/sv/fortum-kombinerar-batteri-och-vattenkraft-i-forshuvud/>

Förordning (2014:1075) om producentansvar för elutrustning, 2014.

Förordning (2013:252) om stora förbränningsanläggningar, 2013

Global Energy System Based on 100% Renewable Energy – Energy Transition in Europe Across Power, Heat, Transport and Dealination Sectors, LUT & Energywatchgroup, 2018.

Havsbaserad vindkraft – en analys av samhällsekonomi och marknadspotential. ER 2017:3, Energimyndigheten, 2017

Household installation of solar panels – Motives and barriers in a 10-year perspective, Palm, J., 2018.

Households replacing power stations in Germany – sonnen is putting the largest virtual battery of its kind into operation creating the power grid of the future, <https://sonnen-group.com/households-replacing-power-stations-germany-sonnen-putting-largest-virtual-battery-its-kind/>, hämtad 2019-03-21.

HYBRIT-Towards fossil-free steel, <http://www.hybritdevelopment.com/>

Klimatfärdplan – För en fossilfri och konkurrenskraftig stålindustri i Sverige, Jernkontoret, 2018.

Klimatneutral konkurrenskraft, Sweco, rapport till Svenskt näringsliv, 2019.

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden rapport 2018, Svenska kraftnät, Svk 2018/587, 2018.

Konkurrenskraftig Småskalig kraftvärme, P. Oscarsson, Svebio, 2017. <https://www.svebio.se/app/uploads/2016/11/Smaskalig-kraftvarme-Par-Oscarsson-1.pdf>

Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet – En delredovisning, ER 2016:09, 2016.

Långsiktig marknadsanalys 2018, Svenska Kraftnät, Svk 2018/2260, 2019.

Miljö, ekonomi och politik, Konjunkturinstitutet, 2018.

Miljöpåverkan av skogsbränsleuttag, ER2018:02, Energimyndigheten, 2018.

Nyhetsbrevet Skog och Ekonomi Nr 4 december 2018, Danske Bank, 2018. <https://danskebank.se/-/media/files/se/test/skokekonomi42018-.la=sv-se.pdf>

Photovoltaic self-consumption in buildings: A review, R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, J. Palm, Applied Energy, Vol. 142, pp. 80-94, 2015. <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:783948/FULLTEXT01.pdf> (hämtad 2019-03-21)

Pionjär på omställning-vindkraftsplaner från ett tyskt perspektiv, presentation av Johann Köppel, Berlins Tekniska Universitet, vid konferensen Energivärlden, Stockholm 29.05.2018, <http://www.energimyndigheten.se/globalassets/om-oss/energivarlden-tema-vind/johann-koppel.pdf>

Potential för ökad tillförsel och avsättning av inhemsk biomassa i en växande svensk bioekonomi, Börjesson P, Lunds universitet, Institutionen för teknik och samhälle, Avdelningen för miljö- och Energisystem, Rapport nr. 97, 2016.

Produktionskostnader för el från solceller i Sverige, ER 2017:8, Energimyndigheten, 2017.

Projected Costs of Generating Electricity, IEA, NEA, och OECD, 2015.

Promemoria om kostnaden för nya produktionsanläggningar i Sverige, Energi-kommissionen, M 2015:01, 2016.

Scenarier över Sveriges energisystem 2018, ER 2019:7, Energimyndigheten, publicerad i mars 2019.

Scenarios and time series of future wind power production in Sweden, J. Olausson, 2015.

Slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft, ER 2018:06, Energimyndigheten, 2018.

Smart elnät i stadsmiljö i Norra Djurgårdsstaden, Fortum Sverige AB, 2018.

Smart och förnybart energisystem på Gotland, ER 2018:5, Energimyndigheten, 2018.

Stadsstödsanalys av författningsförslagen i Energimyndighetens rapport ER 2018:06 och utredning av samhällsekonomiska konsekvenser, Tilläggsuppdrag till ER 2018:06, Energimyndigheten, 2018.

Subsidies and costs of EU energy, Ecofys, 2014.

Svenska folkets åsikter om olika energikällor 1999–2017, Hedberg och Holmberg, 2018.

Syntes av Energimyndighetens program "Uthållig tillförsel och förädling av biobränsle" delen Bränsleförädling och Jordbruksbränslen, Gustavsson, L. & Rönnbäck M, Energimyndigheten, ISSN 1403–1892, 2011.

Systemutvecklingsplan 2018–2027, Svenska kraftnät, 2017.

Teknisk-ekonomisk kostnadsbedömning av solceller i Sverige, Profu, Energimyndigheten, 2018, <http://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/solenergi/ovriga-rapporter/teknisk-ekonomisk-kostnadsbedomning-av-solceller-i-sverige.pdf>

Trends 2018 in Photovoltaic Applications, International Energy Agency, 2018.

Utredning om hinder för energieffektivisering och småskalig elproduktion och lagring för mindre aktörer, Kommittédirektiv 2017:77, beslutad av regeringen 29 juni 2017.

Utvärdering av tekniska lösningar för att hantera omfattande anslutning av solcells-system i eldistributionsnät, Munkhammar.J, 2018.

Vattenkraftens reglerbidrag och värde för elsystemet, Svenska kraftnät och Energi-myndigheten, ER 2016:11, 2016.

Vindkraftens effektvärde fördubblas, NEPP (North European energy Perspectives Project), 2018.

Vindkraftens påverkan på människors intressen, Naturvårdsverkets rapport 6497 från Vindval.

Where the Wind Blows – The socio-political geography of wind power development in Finland, Norway and Sweden, Johanna Liljenfeldt, Umeå universitet, 2017.

Wind Task 26, International Energy Agency, <https://community.ieawind.org/task26/home>

Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem – Delrapport 1: Framtidens elsystem och Sveriges förutsättningar, ER 2018:16, Energimyndigheten, 2018.

Värmemarknaden i Sverige – en samlad bild, Värmemarknad Sverige, 2014. http://www.varmemarknad.se/pdf/Varmemarknad_Sverige_sammanfattning.pdf

VäxEl, <https://www.energivarlden.se/artikel/smarta-elnat-i-uppland-far-internationellt-pris/> (hämtad 2019-03-21)

Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet, Ei2016:15, Energimarknadsinspektionen, 2016.

100 % förnybart – en rapport till Skellefteå kraft, Sweco, 2017.



Energimyndigheten driver på energiomställningen in i ett modernt och hållbart fossilfritt välfärdssamhälle – med hjälp av trovärdighet, helhetssyn och mod.

Vi bidrar med fakta, kunskap och analyser om tillförsel och användning av energi i samhället.

Forskning om förnybara energikällor, smarta elnät och framtidens fordon och bränslen får stöd av oss. Vi stöttar också affärsutveckling som gör det möjligt att kommersialisera innovationer och ny teknik, och ser till att goda lösningar kan exporteras.

Vi ansvarar för Sveriges officiella statistik på energiområdet, och hanterar elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter.

Dessutom deltar vi i internationella klimatsamarbeten, och förmedlar fakta om effektivare energianvändning till hushåll, företag och myndigheter.



Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna
Telefon 016-544 20 00, Fax 016-544 20 99
E-post registrator@energimyndigheten.se
www.energimyndigheten.se