

100% förnybart

EN RAPPORT TILL SKELLEFTEÅ KRAFT (2017)



Copyright © 2017 Sweco Energuide AB

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of Sweco Energuide AB.

Disclaimer

While Sweco Energuide AB ("Sweco") considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skills and judgement when making use of it. Sweco does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. Sweco will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.

| | |
|---------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| Rapportnamn | 100% förnybart |
| Tillgänglighet | Publik |
| Datum för utkast | 2017-06-15 |
| Uppdragsledare | Frank Krönert |
| Författare och projektmedlemmar | Frank Krönert, Johan Bruce, Tobias Jakobsson, Andrea Badano, Jakob Helbrink |

Innehållsförteckning

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Sammanfattning | 6 |
| Bakgrund | 8 |
| 1 Två scenarier för 100% förnybart i Sverige | 10 |
| 1.1 Europa förändras, Norden och Sverige med | 11 |
| 1.2 Scenario "100 % förnybart med vatten- och vindkraft norr"..... | 12 |
| 1.3 Alternativscenario "100% förnybart med land-och havsbaserad vind, solkraft i söder och gas" | 13 |
| 2 100% förnybart – vad kan det betyda? | 14 |
| 2.1 Inledning | 15 |
| 2.2 Övergripande analys | 15 |
| 2.3 Produktionseffekter av en ökad andel förnybar | 17 |
| 2.4 Vattenkraft i fokus | 19 |
| 2.5 Analys i detalj..... | 23 |
| 2.6 Investeringsbehov för 100% förnybart..... | 31 |
| 3 Utmaningar och lösningar för ett 100% förnybart kraftsystem | 36 |
| 3.1 Utmaningarna i ett kraftsystem med 100% förnybart..... | 37 |
| 3.2 Lösningar för ett kraftsystem med 100% förnybart | 38 |



Sammanfattning

Den svenska målsättningen från Energiöverenskommelsen är att utveckla kraftsystemet till att vara **100 % förnybart till efter 2040**. Detta innebär stora utmaningar för producenter, konsumenter och nätägare. När termisk kraftproduktion ersätts av förnybar kraftproduktion kommer regelverk, marknadsmodeller, och överföringsnät att behöva anpassas. Dessa är anpassade till den produktionsmix som finns idag, och när denna ersätts av en ny produktionsmix med andra egenskaper än dagens krävs ett antal anpassningar för att kraftsystemet skall fungera mycket väl även fortsättningsvis.

Den svenska omställningen förväntas pågå samtidigt med att övriga länder i vår omgivning kommer genomföra liknande satsningar. Förnybara alternativ såsom vind- och solkraft bedömer vi kommer utgöra en viktig och stor andel i den framtida energimixen.

Utmaningarna för kraftsystem med 100% förnybart ligger inom alla tidshorisonter, från millisekund till säsongsvariationer och innefattar effektutmaningar, frekvens- och spänningsstabilitet samt marknadsmodellerna. En ökande andel icke planerbar elproduktion medför att kraftsystemets egenskaper förändras, vilket kommer att skapa stora utmaningar vid driften av kraftsystemet och för upprätthållandet av dess driftsäkerhet. Systemet blir svårare att balansera och spänningsregleringen försvåras. Mängden mekanisk svängmassa minskar betydligt, vilket gör systemet mer känsligt för störningar. I ett lättare system med minde svängmassa faller frekvensen snabbare vilket innebär högre krav på frekvensstörningsreserven.

Det behövs många olika åtgärder, för att få ett kraftsystem med 100% förnybart att fungera, både inom nät, produktion, energilager, efterfrågan samt marknad och affärsmodeller. Vattenkraften utgör i detta perspektiv en mycket viktig resurs. Den fungerar i dag som både baskraft och reglerresurs och kan få en ännu viktigare roll i framtiden, både genom effekthöjning men också större magasin eller pumpkraft.

In denna rapport har Sweco skisserat två alternativa vägar till 100% förnybart i form av produktionsscenarioer. Det ena produktionsscenarioet fokuserar på en lösning med landbaserad vindkraft och effekthöjning för den befintliga vattenkraften samt solkraft. Det andra scenarioet fokuserar på en produktionsmix med land- och havsbaserad vindkraft, en betydande produktion från solkraft samt extra spetskapacitet i form av gasturbiner. Båda förnybarscenarierna har gemensamt att kärnkraften är avvecklad, att elanvändningen ökar, att transmissionskapaciteten både inom landet och till andra länder byggs ut samt att efterfrågefleksibiliteten ökar.

Den långsiktiga utvecklingen av det svenska energisystemet i enlighet med våra 100% förnybart scenarier karakteriseras av en ökande betydelse för den svenska vattenkraften. Med en ökad andel icke reglerbar

produktion från vind och sol kommer vattenkraften att behöva hantera större och mer oförutsägbara svängningar i produktionen. Detta gäller i alla tidshorisonter, från sekunder, minuter och timmar, till veckor och över säsongen.

En ökad effekt och flexibilitet i vattenkraften kan hantera vindkraftens variationer mer effektivt. En utökad flexibilitet i vattenkraften hjälper till att parera fluktuationerna i förnybar produktion på timmes-, vecko- och säsongsnivå. En utbyggd effekt i befintliga vattendrag leder till ett ökat effektuttag under ett stort antal timmar, men kompenseras av ett minskat uttag under resterande timmar. En ökad flexibilitet i vattenkraften kan även bidra till att hantera produktionsöverskottet genom en lägre minimumproduktion då vind och sol producerar som mest och vattnet sparas till perioder med mindre förnybar produktion. Överskottet skulle delvis kunna hanteras med hjälp av olika typer av energilager. Batterier eller pumpkraft skulle kunna användas för att lagra energi över dygnet.

Med ett flexibla vattenkraftssystem kommer även magasinerna att kunna utnyttjas mer optimalt. Även om lagringskapaciteten i befintliga magasin inte ökar leder den ökade flexibiliteten i vattenkraften till att magasinerna kan utnyttjas mer optimalt då risken för spill minskar.

Det är sannolikt att investeringsbehovet för produktionsresurser i det svenska kraftsystemet – uppskattad för perioden 2017-2050 – är något lägre i scenario med effekthöjningar i vattenkraften. Detta på grund av både att man uppgraderar vattenkraften på ett kostnadseffektivt sätt, lägre investeringskostnader för den landbaserade vindkraften och en lägre andel investeringar i solkraft i scenariot. Det är också tydligt att investeringsbehovet är störst under åren som leder fram till 100% förnybart, uppskattningsvis 2030-talet. Detta beror på samtidiga reinvesteringar i befintlig kraftproduktion och deras investeringscykel samt behovet för nyinvesteringar i förnybar kraftproduktion samt nätutbyggnaden och behovet för energilager. Från nuvarande investeringstakt 2011-2020, som redan är en fördubbling från nivåerna mellan 1991-2000 ser vi mer än en fördubbling mot 2031-2040, alltså innan 100% förnybarmålet ska nås, vilket innebär stora möjligheter för aktörer på marknaden.

Marknads- och affärsmodeller behöver diskuteras för att få igång investeringarna i framförallt produktion, energilager och efterfrågeflexibilitet. I den nuvarande marknadsmodellen är betalningar för energi den helt dominerande betalningsströmmen. Det sker såväl betalningar för energi på dagen-före marknaden, intradag och balansmarknader, där dagen-före marknaden står för den dominerande volymen av det ekonomiska flödet. I tillägg till detta finns mindre betalningar för kapacitet – i Sverige för exempelvis effektreserven – samt vissa ersättningar för systemtjänster i form av olika typer av reserver. I en elmarknad med betydande inslag av termisk produktion som satte priset investeringar skulle investeringar huvudsakligen ske baserat på förväntningar om energipriset.

I ett system där de rörliga kostnaderna utgör en allt mindre andel av de totala kostnaderna är det dock mycket möjligt att marknadsmodeller med olika typer av betalningar för kapacitet – både energiproduktionskapacitet och kapacitet för att leverera systemtjänster – kan komma att öka i betydelse. I ett 100% förnybart scenario med en hög andel variabel, väderberoende kraftproduktion kommer värdet av flexibilitet öka. Det skulle också innebära att värdet på marknader med kortare tidshorisonter (intradag, balans) ökar i förhållande till dagen-före marknaden. Särskilt de förnybara teknologier som är flexibla, som vattenkraft, skulle vinna på detta.



Bakgrund

Det europeiska, nordiska och svenska kraftsystemet står idag inför en rad utmaningar och förändringar. Den europeiska omställningen berör framförallt en utfasning av fossilbaserad termisk produktion, en omställning till mer förnybart och en ökad integration av marknaden. Det nordiska kraftsystemet med sin höga andel vatten-, kärn- och vindkraft blir i högre grad sammankopplad med övriga Europa som i olika grad har liknande utmaningar. Den svenska elförsörjningen utgörs idag mestadels av vattenkraft och kärnkraft (ca 90 %) samt vindkraft och kraftvärme. I ett 100% förnybart svenskt kraftsystem utan kärnkraft som är politikens långsiktiga ambition från Energiöverenskommelsen kommer kraftsystemet stå inför många utmaningar inom produktion, transmission, distribution och förbrukning från millisekunds nivå till längre tidsperioder som måste lösas genom en rad olika åtgärder.

Den svenska vattenkraften som är reglerbar och flexibel får därmed en ännu viktigare roll i det framtida 100% förnybara kraftsystemet än den har idag. Sverige har goda förutsättningar att utveckla ett konkurrenskraftigt och hållbart energisystem med hundra procent förnybar energi och norra Sverige är särskilt väl lämpat att verka som leverantör av grön el där vattenkraften är en möjliggörare. Med sin reglerbarhet samt sitt bidrag med systemtjänster för stabilisering av kraftsystemet spelar vattenkraften en viktig roll redan idag. I och med minskningen av tillgänglig effekt och mekanisk svängmassa i ett kraftsystem med mycket variabel elproduktion, kommer vattenkraftens roll bli ännu viktigare i framtiden.

Sweco har därför tidigare, på uppdrag av Fortum och Skellefteå kraft, analyserat hur stor potentialen är för effektutbyggnad av den svenska vattenkraften utifrån befintliga fallsträckor och vattenkraftstationer. Medan de svenska kraftproducerande älvarna idag är utbyggda primärt utifrån ett energiperspektiv, kommer det i framtiden att vara större fokus på effekt och flexibilitet. Genom att optimera utbyggnaden i älvarna med hänsyn tagen till hela älvsträckningen så kan effekten, och flexibiliteten, ökas utan att ta anspråk på nya fallsträckor. En sådan effektutbyggnad kommer i de flesta fall inte att leda till en utökad energiproduktion.

Den totala potentialen för effektutbyggnad uppskattas till 3400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige. Om resultatet extrapoleras för att inkludera de kraftproducerande älvarna som inte inkluderats i analysen uppgår potentialen till 3900 MW. Jämförelsevis så överstiger detta den installerade kapaciteten av de fyra kärnkraftsreaktorer som fñasas ut till år 2020.

Målsättningen med rapporten är att på ett pedagogiskt sätt beskriva två alternativa vägar till ett 100 procent förnybart energisystem, varav det ena med effekthöjning för vattenkraften, samt de möjligheter och utmaningar såväl som några av de kostnader dessa två medför.



1 Två scenarier för 100% förnybart i Sverige

För Sverige har Sweco har skisserat två alternativa vägar till 100% förnybart i form av produktionsscenarier. Det ena produktionsscenariot fokuserar på en lösning med landbaserad vindkraft, en effektutbyggnad av den befintliga vattenkraften samt en balanserad utbyggnad av solkraft. Det andra scenariot fokuserar på en produktionsmix med land- och havsbaserad vindkraft, en betydande produktion från solkraft samt extra spetskapacitet i form av gasturbiner men ingen effektökning av vattenkraften. Båda förnybarscenarier har gemensamt att kärnkraften är avvecklad, att elanvändningen ökar, att transmissionskapaciteten både inom landet och till andra länder byggs ut samt att efterfrågefleksibiliteten ökar.

Första scenariot – "100 % förnybart med vatten- och vindkraft norr" – kännetecknas av kraftigt ökad förnybar elproduktion från framförallt landbaserad vindkraft i norra Sverige, en effektutbyggnad för den svenska vattenkraften samt en balanserad utbyggnad av solkraft. Kärnkraften är avvecklad, vindkraften är utbyggd till en nivå som ersätter dagens kärnkraft energimässigt, producerar vindkraften 75 TWh på årsbasis (varav landbaserad vindkraft 72 TWh) och sker primärt på land i norra Sverige. Solkraften byggs ut till 10 TWh och en viss ökning av bioeldad kraftvärme sker. För att hantera effektproblematiken så sker samtidigt en effektutbyggnad i redan utbyggda älvsträckor. Detta innebär att effekten ökar med cirka 25% vilket ger en ökad topplast- och reglerförmåga, vid i princip samma elproduktion. I scenariot sker inga investeringar i nya gasturbiner och existerande gasturbiner avvecklas i takt med att de faller för åldersstrecket. Transmissionsnätet stärks internt samt genom en ökad kapacitet till främst kontinenten. Samtidigt utvecklas potentialen för efterfrågefleksibilitet.

I andra scenariot **"100% förnybart med land- och havsbaserad vind, solkraft i söder och gas"** beskrivs en alternativ utvecklingsväg för det svenska kraftsystemet med målet 100% förnybart och fokus på vindkraft och en betydande utbyggnad av solkraft i södra Sverige. Även i detta scenario är den svenska kärnkraften avvecklad. Expansionen av landbaserad vindkraft uppgår till 55 TWh, samtidigt som en större utbyggnad av havsbaserad vindkraft (10 TWh) och solkraft sker framförallt i södra Sverige. Solkraftsproduktionen uppgår till 20 TWh jämfört med 10 TWh i första scenariot. Denna utbyggnad förstärker obalansen mellan sommar och vinter och bidrar inte till att

lösa topplastproblematiken. Samma antaganden för bioeldad kraftvärme har använts som i första scenario vilket innebär en smärre ökning. I scenario 2 sker ingen effektutbyggnad av vattenkraften vilket innebär att reglerförmågan är mindre än i scenario 1. Effektutbyggnaden ersätts därför med investeringar i gasturbiner så att den sammanlagda installerade effekten från gasturbiner uppgår till 5500 MW.

1.1 Europa förändras, Norden och Sverige med

Sweco har tagit fram två olika produktionsscenarioer för att beskriva både den europeiska, nordiska och den specifika svenska utvecklingen till ett 100% förnybart kraftsystem. Den europeiska och nordiska utvecklingen i båda scenarioer är identisk. Därmed kan effekterna av de två svenska alternativet analyseras isolerad. Det förutsätt samma marknadsdesign som idag, *energy only* marknad, i analysen.

1.1.1 Hur ser det ut i Europa och Norden?

Det europeiska kraftsystemet genomgår redan idag stora förändringar i omställningen till ett förnybart kraftsystem. I denna omställning kommer förnybara och variabla produktionsteknologier att utgöra en viktig byggsten i kraftsystemet. Dessa produktionsteknologier kommer med stor sannolikhet att utgöras av primärt vind- och solkraft. I ett förnybart kraftsystem så kommer tillgången på elkraft att variera till följd av det ökade väderberoendet, samtidigt som efterfrågan måste balanseras kontinuerligt och momentant.

Den europeiska utvecklingen i scenarierna bygger på att Europa som helhet successivt ställer om mot förnybar elproduktion. Mer specifikt bygger antaganden om utvecklingen av förnybart i Europa på ett scenario med stor andel förnybar elproduktion från EU-kommissionens "EU Roadmap 2050". Sammantaget innebär detta en stark expansion av förnybart så att andelen förnybar elproduktion utav total elefterfrågan uppgår till 60% år 2030, 76% år 2040 samt 86% år 2050. I Sweco's scenario drivs primärt expansionen av förnybart av vind och sol, samt till viss del, av en konvertering av fossilbaserad kraftvärme till biobaserad kraftvärme. Den stora expansionen av förnybar elproduktion i Europa innebär att behovet av ny kärnkraft minskar. Sammantaget har det antagits att den installerade kapaciteten av kärnkraft i Europa minskar med nästan 55% jämfört med år 2015. Detta beror på att antagna nyinvesteringar inte kan hålla takten med den utfasning som kommer att ske av befintlig kärnkraft. Fossilbaserad elproduktion antas avvecklas när det faller för åldersstrecket. Viss nyinvestering i fossil produktion sker på kontinenten i form av gasturbiner eller gaskombicykler för att klara effektbehovet.

Sett över hela scenarioperioden sker ett antal förändringar som påverkar kraftsystemet i Norden. Dessa utgörs av:

- En långsiktigt ökad elanvändning
- Utökad transmissionskapacitet internt och externt
- En expansion av förnybar elproduktion
- En ökad efterfrågeflexibilitet

Elanvändningen i Norden förväntas primärt drivas av en ökad elanvändning inom servicesektorn. På lite längre sikt förväntas även elanvändningen öka inom transportsektorn p.g.a. en ökning av antalet elbilar.

Det sker en kontinuerlig integrering av kraftsystemet genom ny transmissionskapacitet, både mellan och inom länderna. För Norden innebär detta en ökad uppkoppling mot det europeiska energisystemet. Ökad transmissionskapacitet mellan Norge och Storbritannien samt mellan Sverige och Tyskland utgör några exempel. Detta innebär att Norden i allt högre grad påverkas av utvecklingen på den europeiska energimarknaden. Även inom de nordiska länderna sker det en expansion av den interna kapaciteten som syftar till att undanröja flaskhalsar mellan olika elområden när förnybar elproduktion ökar. Inom Sverige har det antagits att det sker en relativt stor ökning av överföringskapaciteten från norr till söder.

Under scenarioperioden sker det samtidigt en stor expansion av förnybar energi i Norden. Detta drivs primärt av en ökning av landbaserad och havsbaserad vind samt solkraft. Dock skiljer sig utvecklingen åt mellan de nordiska länderna. I Danmark drivs utvecklingen av en fortsatt expansion av havsbaserad vindkraft, re-powering av befintlig landbaserad vindkraft samt en konvertering av befintlig fossilbaserad elproduktion till biobaserad elproduktion. I Norge ökar landbaserad vindkraft samtidigt som en mindre ökning sker inom

oreglerbar vattenkraft. I Finland sker en relativt kraftig uppgång av elproduktionen från landbaserad och havsbaserad vindkraft. Vidare antas det ske en bränslekonvertering från fossilt till biomassa inom den befintliga kraftvärmeproduktionen. Vad gäller finsk kärnkraft kan det påpekas att endast Olkiluoto 3 samt Fennovoima återstår.

För Sverige har Sweco har skisserat två produktionsscenarioer. Det ena produktionsscenarioet fokuserar på en lösning med landbaserad vindkraft och effekthöjning för den befintliga vattenkraften. Det andra scenarioet fokuserar på en produktionsmix med land- och havsbaserad vindkraft i södra Sverige, en betydande produktion från solkraft samt extra spetskapacitet i form av gasturbiner. Båda förnybarscenarierna har gemensamt att kärnkraften är avvecklad, att elanvändningen ökar, att transmissionskapaciteten både inom landet och till andra länder byggs ut samt att efterfrågeflexibiliteten ökar.

1.2 Scenario "100 % förnybart med vatten- och vindkraft norr"

Detta scenario kännetecknas av kraftigt ökad förnybar elproduktion från framförallt landbaserad vindkraft i norra Sverige, en effektutbyggnad i befintlig vattenkraft samt en balanserad utbyggnad av solkraft. En effekttökning sker i redan utbyggda vattendrag. Vindkraften är utbyggd till en nivå som ersätter dagens kärnkraft energimässigt och sker primärt på land i norra Sverige. Sammantaget producerar vindkraften 75 TWh på årsbasis. Det sker en balanserad utbyggnad av solkraften till 10 TWh på årsbasis samtidigt som en viss ökning av bioeldad kraftvärme sker. För att hantera effektproblematiken har en effektutbyggnad skett i redan utbyggda älvsträckor. Detta innebär att effekten ökar med ca 25% vilket ger en ökad topplast- och reglerförmåga, men en försumbart ökad energiproduktion.

Faktaruta

Toppeffekten från vattenkraft kan öka med *mer än själva effekthöjningen genom ökad flexibilitet*. Vid en effekthöjning av 3 400 MW kan 1 100 MW tillkomma från ökad flexibilitet, vilket resulterar i 4 500 MW totalt, förutsatt att ändrade miljödomar som medger en flexiblare användning av vattenkraften. Idag finns en installerad vattenkraftseffekt på ca 16 200 MW i Sverige. Den högsta observerade produktionen de 10 senaste åren har endast varit ca 13 700 MW. En av orsakerna till att produktionen inte når den installerade effekten är att det finns flaskhalsar i älvarna som gör att all kapacitet inte kan utnyttjas fullt ut samtidigt. 2016 genomförde Sweco en studie tillsammans med Skellefteå Kraft och Fortum Generation. I studien uppskattades potentialen för effekttökning i de redan idag utbyggda 10 största älvarna. Resultatet visade på att det idag finns ca 3 400 MW ytterligare kapacitet att tillgå genom att bygga ut befintliga kraftstationer i en älvsträcka på ett sätt så att flaskhalsarna i älvarna byggdes bort. Genom att flaskhalsar byggs bort antas älvsträckningen kunna användas mer flexibelt. Delvis genom att så kallad förtappning kan minskas och att magasinerna kan användas mer optimalt utan risk för spill när effekten byggs ut. Det minskade behovet av förtappning och flexiblare användning av magasin innebär också att minimiproduktionen kan minska. Sammantaget antas effektutbyggnaden leda till ett flexiblare system med en toppeffekt som ökar från 12 800 till 17 300 MW, 3 400 MW i utbyggd effekt och 1 100 MW genom ökad flexibilitet. Minimiproduktionen antas kunna minska från ca 3 300 MW till ca 800 MW. Detta förutsätter ändrade miljödomar som medger en flexiblare användning av vattenkraften.

Effektutbyggnad kan erhållas genom att man effektiviserar befintliga vattenkraftstationer och/eller genom att man bygger nya kompletterande vattenkraftsaggregat¹. Utbyggnaden genomförs med stor sannolikhet inom ramen för redan planerade reinvesteringssåtgärder. Utbyggnad av kapacitet i befintligt aggregat innebär att man med ett byte till en modern turbin kan öka maxeffekt och maximalt vattenflöde. Man byter ut turbiner och generatorer, som nått sin tekniska livslängd (för turbiner omkring 40 år), vilket reducerar de tillkommande kostnaderna. Om man bygger nya aggregat blir de tillgängliga först efter omfattande investeringar. Vid behov av större ökning kan även vattenvägar och tunnlar behöva förstoras. I detta fall blir det en avvägning om det är mer effektivt att bygga ett nytt aggregat i anslutning till befintligt eller att bygga ut kapaciteten i det befintliga.

Transmissionsnätet stärks internt samt genom en ökad kapacitet till främst kontinenten. I scenariot sker inga investeringar i nya gasturbiner och existerande gasturbiner avvecklas i takt med att de faller för åldersstrecket. Samtidigt utvecklas potentialen för efterfrågeflexibilitet. Sweco har antagit att denna uppgår till ca 2 000 MW år 2040. Detta inkluderar både lastförskjutning inom primärt eluppvärmda villor samt

¹ Skellefteå Kraft (2015): Vattenkraftens bidrag idag och i ett framtida energisystem

neddragning av last inom industrin. I Tabell 1 visas hur två olika produktionsscenarioer med 100 % förnybart kan se ut.

Tabell 1: Energi- och effektbalans för 2015, scenario 1 och 2

| | 2015 | | | Scenario 1 "100 % förnybart med vatten- och vindkraft norr" | | | Scenario 2 "100% förnybart med land-och havsbaserad vind, solkraft i söder och gas" | | |
|---------------------------|---------|---------------------|---------------------|-------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| | Energ i | Installera d effekt | Tillgängli g effekt | Energ i | Installera d effekt | Tillgängli g effekt | Energ i | Installera d effekt | Tillgängli g effekt |
| Kärnkraft | 63 | 8893 | 7478 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Vattenkraft | 70 | 16207 | 12492 | 66 | 19525 | 17 186 | 69 | 16301 | 12841 |
| CHP | 16 | 3588 | 2745 | 18 | 3988 | 3 051 | 18 | 3988 | 3051 |
| Landbaserad Vindkraft | 15 | 5829 | 641 | 72 | 22887 | 2975 | 55 | 17578 | 2285 |
| Havsbaserad vindkraft | 1 | 200 | 22 | 3 | 880 | 114 | 10 | 2597 | 338 |
| Sol | 0 | 0 | 0 | 10 | 11041 | 0 | 20 | 22075 | 0 |
| Kondens+ kondenskraftverk | 3 | 2040 | 1836 | 4 | 1135 | 1 021 | 4 | 1135 | 1021 |
| Gasturbiner | 0 | 1618 | 1456 | 0 | 218 | 196 | 1 | 5500 | 4950 |
| Efterfrågeflexibilit et | | 1000 | 1000 | | 2089 | 2 089 | | 2089 | 2089 |
| Summa | 167 | 39374 | 27670 | 173 | 61763 | 26633 | 177 | 71263 | 26575 |
| Max efterfrågan | | | 25900 | | | 27347 | | | 27347 |
| Balans | 31 | | 1591 | 25 | | -714 | 29 | | -722 |

Källa: Sweco samt metod för beräkning av tillgänglig effekt från SvK. I tabellen har tillgänglighetsfaktorn för havsbaserad vindkraft antagits vara densamma som landbaserad vindkraft.

1.3 Alternativscenario "100% förnybart med land-och havsbaserad vind, solkraft i söder och gas"

I detta scenario beskrivs en alternativ utvecklingsväg för det svenska kraftsystemet med målet 100% förnybart och en fokus på vindkraft och en betydande mängd solkraft i södra Sverige. Även i detta scenario är den svenska kärnkraften avvecklad vilket i hög grad påverkar effektsituationen i elområde 3. Till skillnad från scenario 1 sker det ingen effektutbyggnad av vattenkraften vilket följaktligen innebär att reglerförmågan inte är lika stor som i scenario 1. Vidare är expansionen av landbaserad vindkraft mer beskedlig. Samtidigt sker en större ökning av havsbaserad vindkraft och solkraft med följd av att en större andel av den intermittenta elproduktionen förläggs söderut. I scenariot uppgår den totala elproduktionen från vindkraft till 65 TWh d v s 10 TWh lägre än i scenario 1. Solkraftsproduktionen uppgår till 20 TWh jämfört med 10 TWh i scenario 1. Denna utbyggnad av solkraften förstärker obalansen mellan sommar och vinter och bidrar inte till att lösa topplastproblematiken. Eftersom en större andel av den förnybara elproduktionen förläggs söderut minskar behovet av att bygga ut transmissionen från norr till södra Sverige. Samma antaganden för bioeldad kraftvärme har använts som i scenario 1 vilket innebär en smärre ökning. Rent energimässigt är detta scenario relativt snarlikt scenario 1 men den tillgängliga kapaciteten är lägre. Kombinationen av att vattenkraftens effekt inte ökar samtidigt som vindkraftens installerade effekt är lägre än i scenario 1 innebär att den totalt tillgängliga effekten är lägre. I sammanhanget bör det påpekas att solkraft inte ger något bidrag till den tillgängliga effekten. Ett antagande har därför varit att det sker investeringar i gasturbiner så att den sammanlagda installerade effekten från gasturbiner uppgår till 5500 MW. Övriga antaganden som elanvändning och efterfrågeflexibilitet är samma som i scenario 1.



2 100% förnybart – vad kan det betyda?

Den långsiktiga utvecklingen av det svenska energisystemet i enlighet med våra 100% förnybart scenarier karakteriseras av en ökande betydelse för den svenska vattenkraften, nästan oavsett hur de övriga kraftmixen ser ut.

Med en ökad andel icke reglerbar produktion från vind och sol kommer vattenkraften att behöva hantera större och mer oförutsägbara svängningar i produktionen. Detta gäller i alla tidshorisonter, från sekunder, minuter och timmar, till veckor och över säsongen.

En ökad flexibilitet i vattenkraften kan bidra till att hantera produktionsöverskottet genom en lägre produktion då vind och sol producerar som mest och istället vattnet sparas till perioder med mindre vind och sol. Överskottet skulle delvis kunna hanteras med hjälp av olika typer av energilagrar. Batterier eller vattenmagasin i kombination med pumpkraft skulle kunna användas för att lagra energi över dygnet eller längre.

Med ett flexiblare vattenkraftssystem kommer även magasinerna att kunna utnyttjas mer optimalt. Även om lagringskapaciteten i befintliga magasin inte ökar leder den ökade flexibiliteten i vattenkraften till att magasinerna kan utnyttjas mer optimalt då risken för spill minskar. Även pumpkraftverk i kombination med stora vattenmagasin är en resurs som blir intressant att utveckla då behovet av flexibilitet och energilagrar ökar. Pumpkraftverk har också fördelen att man återanvänder magasinvattnet och därmed ökar energiuttaget. Teknologin är dock generellt relativt dyr men är i viss omfattning ett viktigt komplement till utbyggd vattenkraft.

Stora andelar solkraftproduktion under sommarmånaderna i tillägg till vindkraftsproduktion leder till att vattenkraften körs i omvänd ordning jämfört med idag, det vill säga man producerar maximalt på natten och minimalt på dagen. Detta förutsätter dock att inte energilagrar används i stor utsträckning. Det gäller i scenario 2 med 20 TWh solkraft, men även i scenario 1 med 10 TWh solkraft. En ökad effekt och flexibilitet i vattenkraften i scenario 1 kan dock hantera vindkraftens variationer mer effektivt än i scenario 2. Det gäller både att kunna producera mer när det inte blåser och efterfrågan är stor och att producera mindre när efterfrågan är låg och det är soligt och/eller blåst.

Prisnivåmässigt liknar scenario 1 och 2 varandra. Dock innebär den svagare kraftbalansen i scenario 2 i de norra elområdena att elpriserna är något högre. Eftersom relativt sett mer produktion är förlagt till de norra elområdena i

scenario 1 har transmissionskapaciteten mellan SE2 och SE3 utökats med 4000 MW i båda riktningarna för att undvika flaskhalsar. Därmed förhindras att betydande prisskillnader uppstår mellan de norra och de södra elområdena i Sverige. Sett över året uppvisar referensscenariot för år 2015 en väsentligt mer jämn prisstruktur än scenario 1 och 2. Detta beror på att kärnkraften finns kvar samt att den intermittenta elproduktionen är väsentligt mindre vilket underlättar vattenkraftens möjlighet till reglering. Säsongsvariationer återfinns dock i referensscenariot för år 2015 med högre priser under vintern än under sommaren.

Ett svensk 100% förnybart scenario som diskuterad i denna rapport kommer i tillägg till andra pågående förändringar i den nordiska kraftproduktionen leda till ett mycket "lättare" nordiskt kraftsystem. I båda 100% förnybart scenarierna sjunker den totala mekaniska svängmassan i det nordiska kraftsystemet till betydligt lägre nivåer än dagens utan kompensatoriska åtgärder. Nivåerna når en maximalnivå av 200 GWs vintertid med många större kraftverk igång och till lägsta nivåer runt 40 GWs under sommartid jämförd med dagens lägsta nivåer runt 90-100 GWs. Resultaten indikerar att effekthöjningen för den svenska vattenkraften inte bidrar till att lösa utmaningen med frekvensstabilitet eftersom vattenkraften används fullt ut för att kompensera variabiliteten för vind- och solkraft, vilket leder till behovet för mycket snabbare frekvensstörringsreserver. Det skall noteras att vattenkraften med sin synkron drift och svängmassa har en viktig funktion också för detta område.

Det är sannolikt att investeringsbehovet i produktionsresurser – uppskattad för perioden 2017-2050 och inkluderande produktion, nät, energilagrar, efterfrågeflexibilitet – är något lägre i scenario med effekthöjningar i vattenkraften. Detta på grund av både att man uppgraderar vattenkraften på ett kostnadseffektivt sätt, lägre investeringskostnader för den landbaserade vindkraften och en lägre andel investeringar i solkraft i scenariot. Analysen visar också att det totala investeringsbehovet för att nå 100% förnybart – uppskattad för perioden 2017-2050 och inkluderande produktion, nät, energilagrar, efterfrågeflexibilitet – med båda produktionsscenarierna troligtvis är ganska lika.

Det är också tydligt att investeringsbehovet är störst under åren som leder fram 100% förnybart, uppskattningsvis 2030-talet. Detta beror på samtida reinvesteringar i befintlig kraftproduktion och deras investeringscykel samt behovet för nyinvesteringar i förnybar kraftproduktion samt nätutbyggnaden och behovet för energilagrar. Utifrån den förenklade analysen av enbart elmarknaden, där vi jämför årligt producentöverskott, årligt konsumentöverskott och årliga flaskhalsintäkter, så är scenario 1 mer fördelaktig. Alla tre parametrar är högre i scenario 1 än i scenario 2 och uppgår till cirka 6 miljarder SEK.

2.1 Inledning

I detta kapitel redovisas de resultat från simuleringarna från Swecos elmarknadsmodell Apollo. Apollo är en deterministisk elmarknadsmodell som simulerar elmarknaden i EU-28 plus Norge och Schweiz. Sverige, Norge samt Danmark simuleras per elområde. För mer information om modellen, se bilagan. Resultat presenteras först på en övergripande nivå i form av årsdata för produktion, kraftbalans, handel och priser. Därefter beskrivs resultaten mer ingående baserat på vecko- och timbaserade resultat.

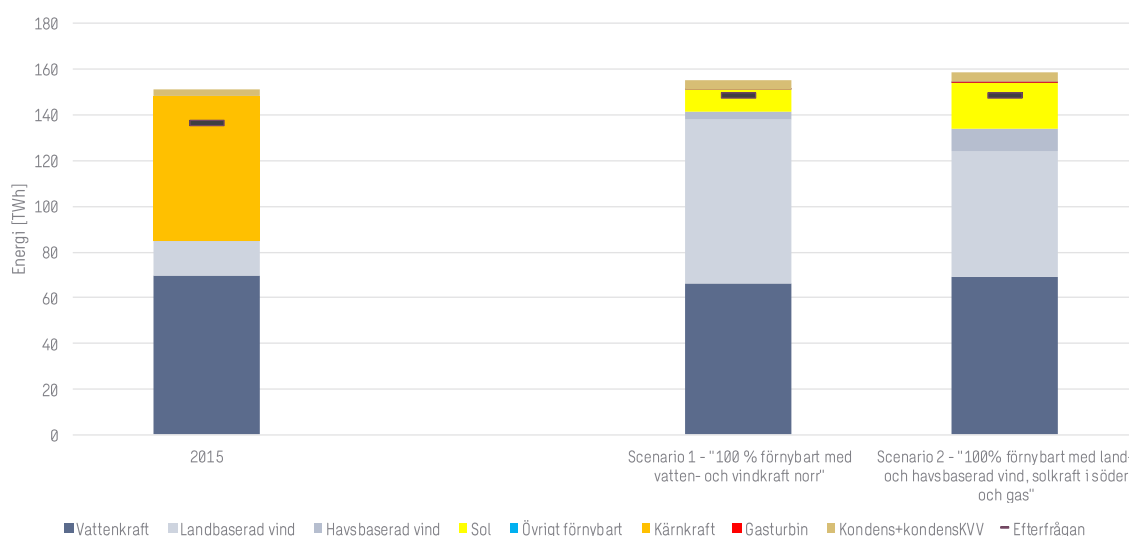
2.2 Övergripande analys

Den långsiktiga utvecklingen av det svenska energisystemet i enlighet med Scenario 1 och 2 karakteriseras av en utfasning av den existerande kärnkraften samt en väsentlig ökning av den intermittenta elproduktionen i form av vind- och solkraft. Rent energimässigt produceras ungefär lika mycket el i de båda scenarierna och elproduktionen överstiger ett simulerat normalår för år 2015. Att vattenkraftproduktionen skiljer sig åt mellan scenario 1 och 2 beror på modelltekniska skäl. Detta beror i sin tur på att Swecos elmarknadsmodell optimerar vattenkraften över tre år och att vattenkraftsproducenternas produktionsbeslut simuleras som om de har tillgång till perfekt information om framtiden (framtida efterfrågan, framtida vind- och solkraftproduktion etc). Skälet till den lägre vattenkraftsproduktionen i scenario 1 är därför att den större installerade magasinskapaciteten medger en större flexibilitet att spara vatten, exempelvis till en kall vintermånad i år två. I scenario 2 är även elproduktionen från flexibel termisk kraft i form av gasturbiner och kondens större än i scenario 1. Detta beror på att den installerade effekten av gasturbiner är större och att termisk kraft i högre grad behövs för att reglera kraftsystemet när ingen effektutbyggnad sker i vattenkraften. Sett från ett modellperspektiv är "must-run"-produktionen, d.v.s. produktion som inte är reglerbar (vind, sol, kraftvärme, strömkraftverk, övrigt förnybart) större i scenario 2 än i scenario 1. Detta beror på att den reglerbara vattenkraftskapaciteten har ökat samtidigt som den icke-reglerbara (strömkraftverk) vattenkraftskapaciteten har minskat i scenario 1.

I båda scenarierna har elanvändningen antagits öka till nästan 148 TWh. Detta innebär en ökning med drygt 12 TWh jämfört med den temperaturkorrigerade elanvändningen för år 2015. Den drivande faktorn bakom den ökande elanvändningen utgörs av en stigande BNP som i sin tur driver elanvändningen i servicesektorn. En viss återupphämtning förväntas också inom industrisektorn vars elanvändning har fallit jämfört med de nivåer som gällde före finanskrisen.

Rent energimässigt överstiger produktionen användningen i båda scenarierna och över året uppgår överskottet till 25 respektive 29 TWh i scenario 1 och scenario 2. Det bör dock påpekas att merparten av denna skillnad mellan scenario 1 och 2 kan förklaras av hur mycket vatten som modellen väljer att spara, det vill säga av de modelltekniska skäl som redovisades ovan. Därför ska inte resultaten tolkas som om elbalansen är starkare i scenario 2 än i scenario 1. I Figur 1 nedan redovisas elproduktion, efterfrågan samt elbalans för Sverige i de olika scenarierna.

Figur 1: Elproduktion och efterfrågan i Sverige för olika scenarier [TWh]

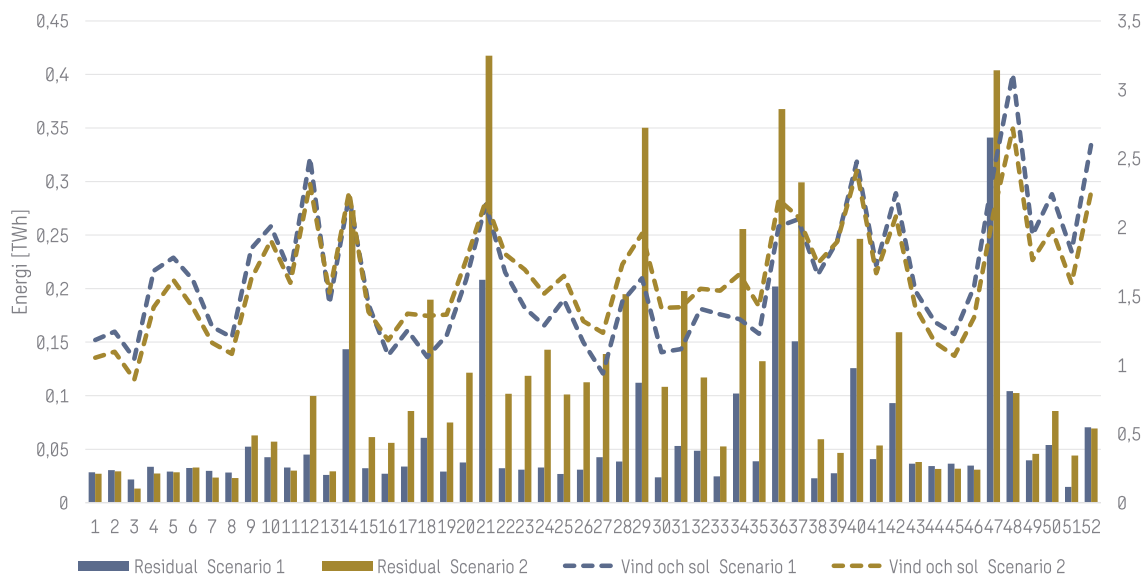


Källa: Modellsimuleringar i Apollo

Den starka elbalansen gör också att Sverige förblir en nettoexportör av el. I scenario 1 uppgår nettoexporten till 22 TWh medan den i scenario 2 uppgår till 23 TWh. Norge och Danmark utgör de mest betydelsefulla mottagarna av svensk elexport men även Finland och Tyskland är viktiga marknader för svensk elexport. Norge i sin tur nettoexporterar till Storbritannien, Tyskland och Danmark. Finlands kraftbalans är relativt svag i alla scenarier och balansen täcks genom import från Ryssland och Sverige. Viss export sker dock till Estland. Danmark agerar i hög grad som transitland för norsk och svensk elexport till Tyskland.

I sammanhanget bör det nämnas att siffrorna för elbalansen samt nettoexporten inte stämmer helt överens. Detta beror på två saker. Till en mindre del kan det förklaras av att det finns vissa (små) förluster vid överföring av el. Den viktigaste förklaringen handlar dock om att modellen "spiller" produktion. Mer specifikt innebär detta att elproduktionen överstiger summan av efterfrågan och nettoexporten. Detta är korrelerat till hur den samlade vind- och solkraftsproduktionen ser ut. Figur 2 nedan redovisar "spillet", benämnt som residual, samt den samlade vind- och solkraftsproduktionen. Generellt sett är spillet som störst när sol- och vindkraftsproduktionen är stor samtidigt som efterfrågan är låg. Av figuren framgår det att det samlade spillet är större i Scenario 2 än i scenario 1. Detta beror på att solkraftsproduktionen är dubbelt så stor och primärt producerar under sommaren då efterfrågan är som lägst. Sammantaget uppgår spillet till 3,1 TWh i scenario 1 och 6,0 TWh i scenario 2.

Figur 2 Utveckling av residual samt den samlade vind- och solkraftproduktionen per vecka och scenario, TWh

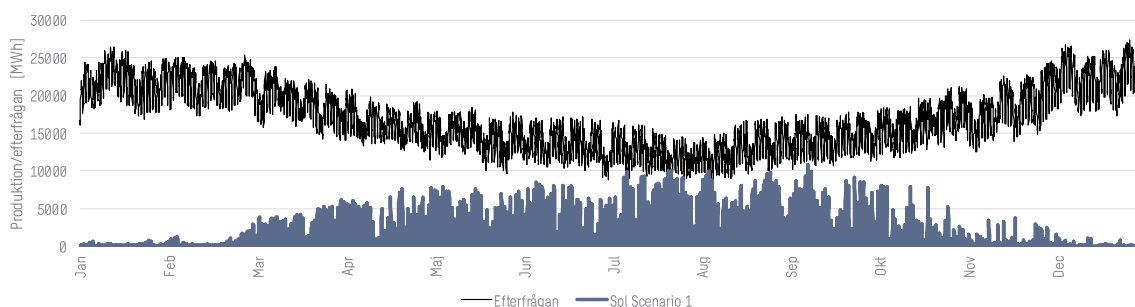


Källa: Modellsimuleringar i Apollo

2.3 Produktionseffekter av en ökad andel förnybar

Produktionen av vind och sol i scenario 1 och scenario 2 kommer att överstiga efterfrågan under visa perioder. Speciellt vid en årsproduktion från solkraft högre än 10 TWh kommer en del av överskottet under sommarmånaderna inte kunna exporteras utan kommer att behöva lagras eller spillas. Produktionen av solet är större på sommaren än på vintern, vilket står i motsats till efterfrågan som är större på vintern än på sommaren. I Figur 3 framgår det att produktionen av solet i scenario 1 (10 TWh/år) inte överstiger efterfrågan under sommaren (solkraftproduktionen ska jämföras med det övre spannet av efterfrågan då produktionen sker dagtid).

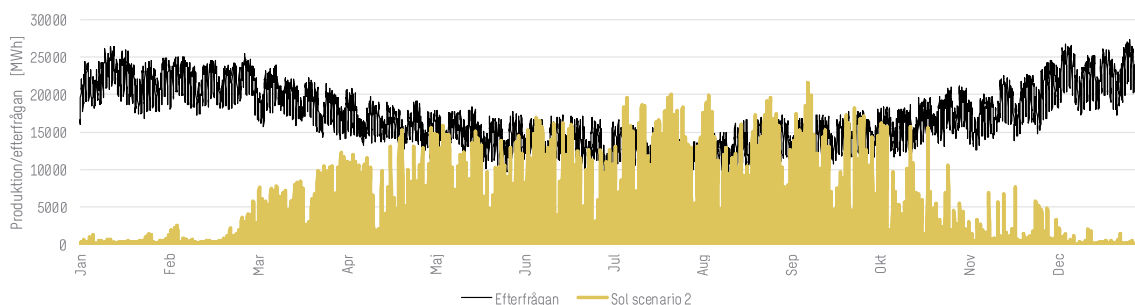
Figur 3: Efterfrågan och solkraftproduktion per timme i scenario 1 i Sverige



Källa: Sweco

I scenario 2 är solkraftproduktionen dubbelt så stor som i scenario 1 (20 TWh/år). I **Error! Not a valid bookmark self-reference.** framgår det tydligt att soletproduktionen under sommartid vida överstiger efterfrågan vissa tider. Det kommer alltså att krävas en möjlighet till export och/eller energilagring om solkraftsproduktionen i scenario 2 ska kunna tas till vara fullt ut utan att produktion måste spillas. Då situationen med en betydande andel solkraft troligtvis kommer att vara liknande i omgivande länder är troligtvis en betydande mängd energilagring en förutsättning för att hantera en solkraftproduktion på 20 TWh/år.

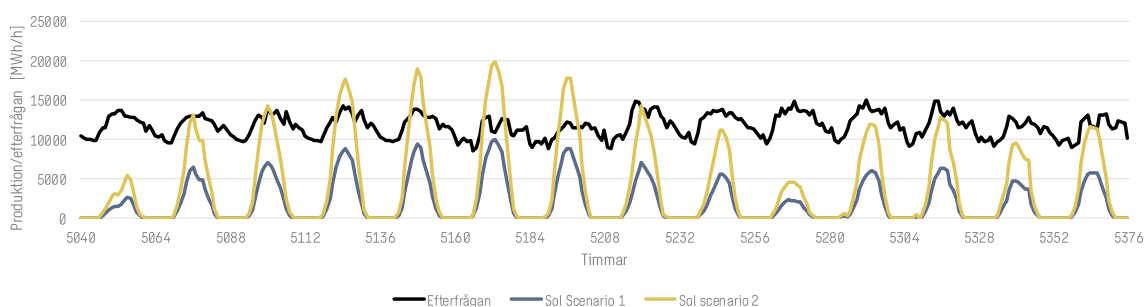
Figur 4 Efterfrågan och solkraftproduktion per timme i scenario 2 i Sverige



Källa: Sweco

I Figur 5 framgår det tydligare hur solkraftproduktionen under vissa timmar överstiger efterfrågan i scenario 2 under en typisk sommarvecka, medan solkraftproduktionen i scenario 1 aldrig överstiger efterfrågan.

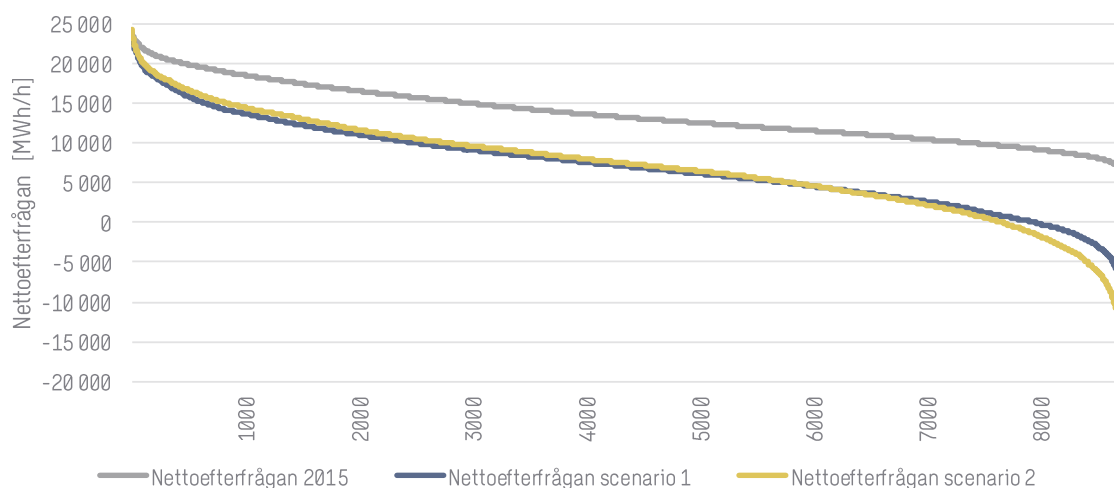
Figur 5: Solkraftproduktion och efterfrågan två sommarveckor (v30-31) i scenario1 och 2



Källa: Sweco

Nettoefterfrågan – skillnaden mellan efterfrågan och produktionen från icke reglerbar kraftproduktion – och minskar med en ökad mängd förnybar produktion och blir negativ under ett stort antal timmar under året. Ett sätt att beskriva hur det övriga kraftsystemet påverkas av en ökad mängd icke förnybar produktion är att se på nettoefterfrågan, som definieras som efterfrågan minus produktion från sol och vind. Nettoefterfrågan blir då ett mått på behovet av övrig produktion. I Figur 6 framgår det att nettoefterfrågan i scenario 1 och scenario 2 blir betydligt lägre än 2015, vilket är väntat. Nettoefterfrågan är dessutom negativ under 771 timmar i scenario 1 och 1054 timmar i scenario 2. Nettoefterfrågan är som lägst -8 382 MW i scenario 1 och -16 666 MW i scenario 2. Det ska noteras att även vattenkraften har en viss minimiproduktion som måste upprätthållas om inte vattnet ska spillas. Denna minimiproduktion är ca 3300 MW i scenario 2 och ca 800 MW i scenario 1. I Figur 2 framgår det också att en del av överskottsproduktionen inte kommer kunna exporteras, utan kommer att behöva spillas. I scenario 1 spillas 3 TWh jämfört med 6 TWh scenario 2. Det visar på behovet av energilagring för att kunna tillgodogöra sig en ökad mängd intermittent kraft, särskilt i scenario 2 med en betydande mängd solkraft och mindre flexibilitet i vattenkraftens reglerförmåga. Den högsta nettoefterfrågan ökar något, från 23 646 MW 2015 till 24 005 respektive 24 342 i scenario 1 respektive 2.

Figur 6: Nettoefterfrågan 2015, Scenario 1 och Scenario 2



En ökad flexibilitet i vattenkraften kan bidra till att hantera produktionsöverskottet genom en lägre minimumproduktion då vind och sol producerar som mest och vattnet sparas till perioder med mindre förnybar produktion. Överskottet skulle delvis kunna hanteras med hjälp av olika typer av energilager. Batterier eller pumpkraft skulle kunna användas för att lagra energi över dygnet. Efterfrågefleksibilitet från eluppvärmda bostäder har en liten potential sommartid då värmebehovet är lågt.

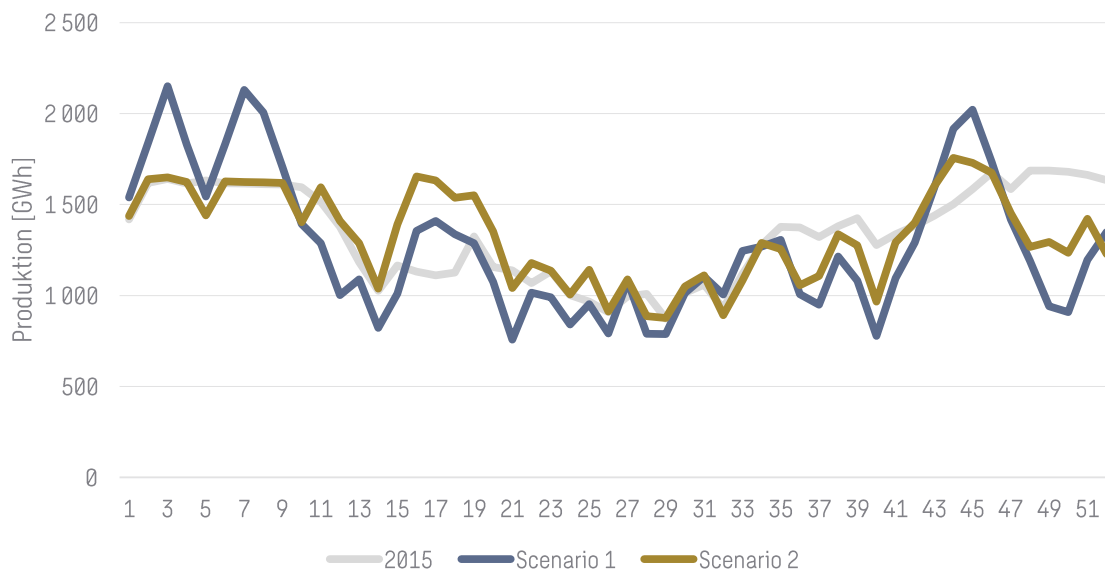
2.4 Vattenkraft i fokus

Med en ökad andel icke reglerbar produktion från vind och sol kommer vattenkraften att behöva hantera större och mer oförutsägbara svängningar i produktionen. Detta gäller i alla tidshorisonter, från sekunder, minuter och timmar, till veckor och månader. I denna rapport behandlar vi endast tidshorizonten från timmar och uppåt kvantitativt.

En ökad andel intermitterent förnybar produktion resulterar i en mer varierande vattenkraftproduktion över året. En utökad flexibilitet i vattenkraften hjälper till att parera fluktuationerna i den förnybara produktionen på vecko- och säsongsnivå. I Figur 7 visas vattenkraftproduktionen per vecka. Det är tydligt även här att en ökad mängd vindkraft leder till att vattenkraften körs betydligt mer oregelbundet och oförutsägbart i en situation med mycket vindkraft. I scenariot med en effekthöjning klarar vattenkraften bättre av att parera variationen i vindkraften även på veckobasis.

Det är viktigt att poängtera att modellen är deterministisk, vilket innebär att modellen har full kunskap om efterfrågan och vindkraftsproduktion och kan optimera vattenkraften över året utan att ta hänsyn till osäkerheter. I verkligheten måste vattenkraftsproducenter hantera en osäkerhet i t.ex. efterfrågan och tillrinning och kommer inte att kunna använda vattnet helt optimalt. Med en ökad andel vindkraft ökar osäkerheten ytterligare, vilket innebär en ökad utmaning när det gäller att planera vattenkraften. Den ökade flexibilitet som en effekthöjning av vattenkraften ger kommer att vara till nytta när osäkerheterna ökar.

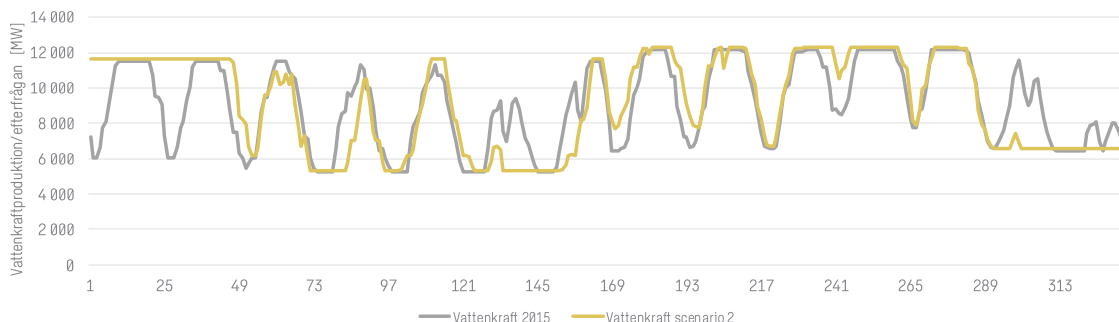
Figur 7: Elproduktion per vecka och scenario i svensk vattenkraft [GWh]



Källa: Modellsimuleringar i Apollo

I Figur 8 framgår det att vattenkraftproduktionen blir mer oregelbunden och oförutsägbar i scenario 2 jämfört med referensfallet. Det beror på att vattenkraften behöver hantera variationen i vindkraftsproduktion utöver variationen i efterfrågan, även kallat nettolasten.

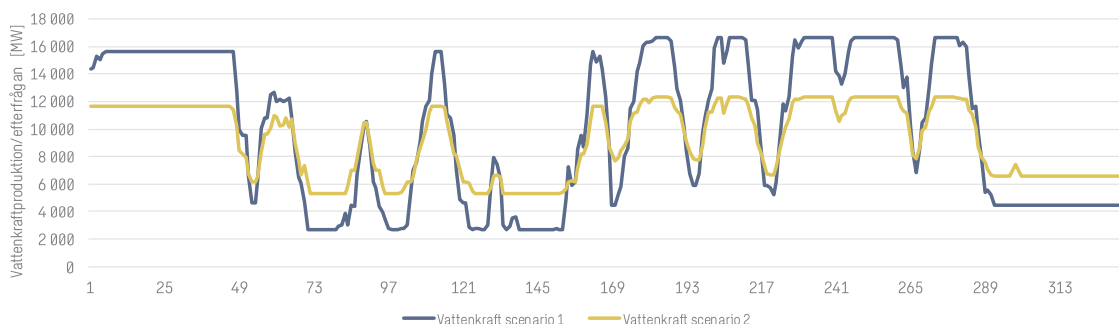
Figur 8: Vattenkraftproduktion i Sverige under två typiska vinterveckor i referensfallet samt scenario 1



Källa: Sweco

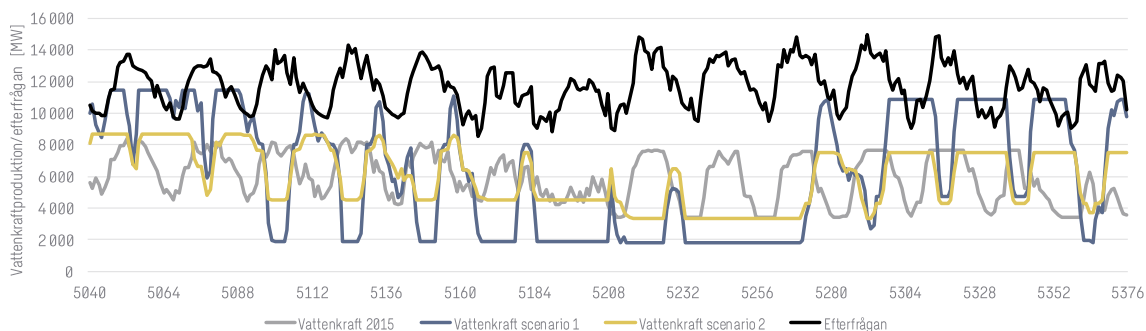
En ökad flexibilitet i vattenkraften medför både högre produktion under höglast, men också lägre produktion under låglast. I Figur 9 framgår det tydligt hur en ökad effekt och flexibilitet i vattenkraften i scenario 1 kan hantera vindkraftens variationer mer effektivt än i scenario 2. Det gäller både att kunna producera mer när det inte blåser och efterfrågan är stor och att producera mindre när efterfrågan är låg.

Figur 9: Vattenkraftproduktion i Sverige under två typiska vinterveckor i scenario 1 och scenario 2



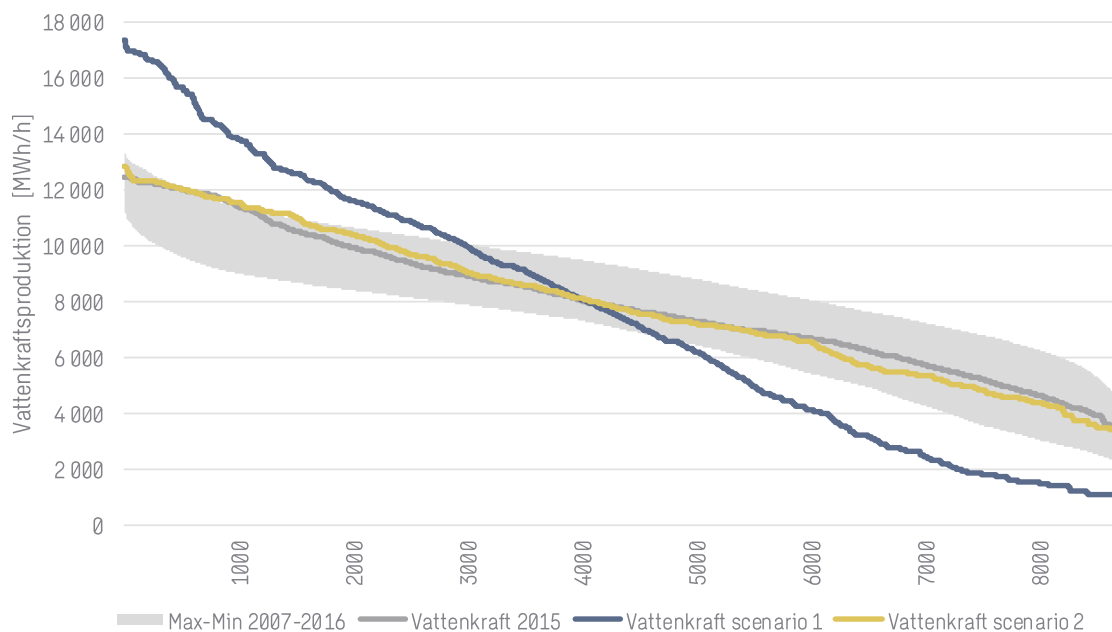
En stor andel solkraftsproduktion under sommarmånaderna utan stora energilagrar leder till att vattenkraften körs i omvänd ordning jämfört med idag. Vattenkraften producerar då maximalt på natten och minimalt på dagen för att balansera solkraften som producerar mest dagtid. Det gäller även i scenario 1 med betydligt mindre solkraft än i scenario 2.

Figur 10: Vattenkraftproduktion och efterfrågan i Sverige under två typiska sommarveckor 2015, scenario 1 och scenario 2



En utbyggd effekt i befintliga vattendrag leder till ett ökat effektuttag under ett stort antal timmar, men kompenseras av ett minskat uttag under resterande timmar. Effekten av en effektutbyggnad i vattenkraften syns tydligt i Figur 11 med ett högre effektuttag under nästan hälften av timmarna och ett lägre effektuttag under resterande timmar. Det är värt att notera att energimängden representeras av arean under grafen och är i princip den samma i alla scenarier. Det innebär att ett ökat effektuttag i den vänstra delen av diagrammet måste kompenseras med ett lägre effektuttag i den högra delen. För att utnyttja den ökade effekten i vattenkraften kommer även vattenkraften att behöva köras med en lägre effekt under längre perioder än idag. För att kunna utnyttja en effektutbyggnad i vattenkraften fullt ut kommer troligtvis vattendomarna att behöva anpassas både när det gäller max- och minflöde samt nivåregleringen i magasinen. I figuren framgår också att skillnaden blir liten mellan referensfallet och scenario 2 (i alla fall när den presenteras i aggregerad form). Det beror på att modellen optimerar vattenkraftproduktionen inom givna begränsningar, och dessa är de samma i båda fallen.

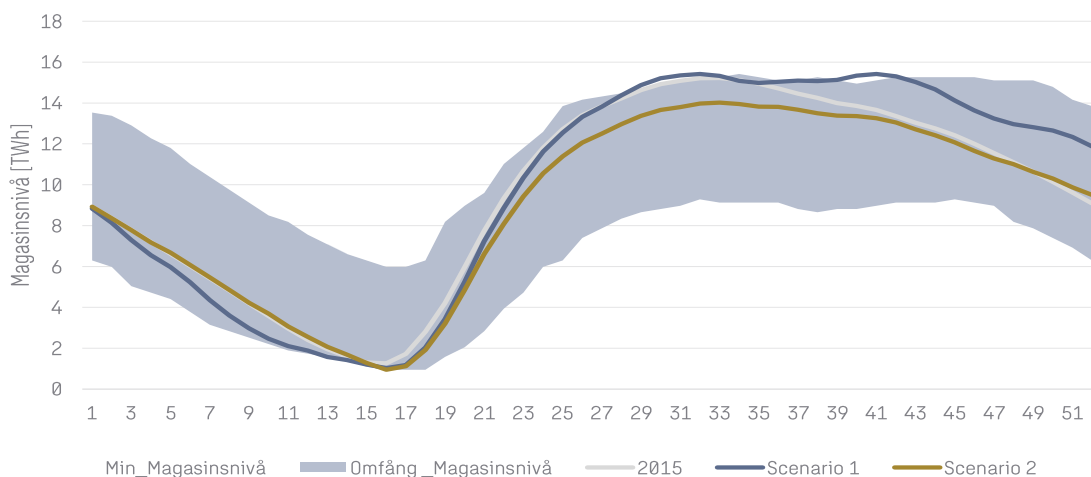
Figur 11: Varaktighetsdiagram för vattenkraftproduktion i Sverige för referensscenario 2015, scenario 1, scenario 2 samt maximala och minimala observerade värden 2007-2016



Källa: Svk, Sweco

Med ett flexiblare vattenkraftsystem kommer magasinen att kunna utnyttjas mer optimalt. Lagringskapaciteten i befintliga magasin antas inte öka i denna studie, men den ökade flexibiliteten i vattenkraften gör att magasinen kan utnyttjas mer optimalt då risken för spill minskar. I Figur 12 kan man se att magasinen töms snabbare under våren (magasinsfyllnaden är lägre v 1-15) för att sedan kunna spara mer vatten under vårfloden (brantare lutning v 17-29) i scenario 1 jämfört med scenario 2.

Figur 12 Magasinsnivå per vecka 2015 samt scenario 1 och 2 i elområde 2, TWh



Källa: Modellsimuleringar i Apollo

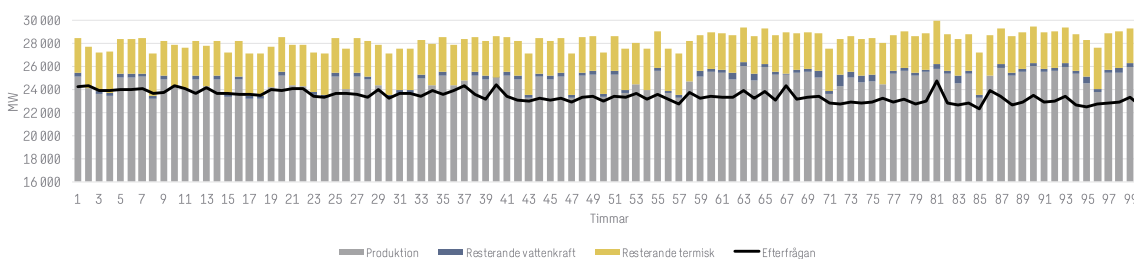
2.5 Analys i detalj

2.5.1 Energi- och effektbalans påverkas

I scenario 1 och 2 kommer efterfrågan inte att kunna mötas med inhemsk produktion i Sverige under alla timmar². I Figur 13-Figur 15 redovisas elanvändning samt elproduktion rankad efter maximal nettoefterfrågan. Utifrån den bakomliggande datan kan det konstateras att effektbalansen, i timmar då nettoefterfrågan är som högst, är som starkast i referensscenariot för år 2015. I detta scenario finns det alltid tillgänglig effekt inom Sverige för att möta behovet. I scenario 1 och 2 kan effektbehovet inte mötas av produktion inom Sverige och import krävs för att täcka behovet under vissa timmar. Det är värt att notera att effektbehovet oftast möts av import i scenario 1 och 2 även om det finns effekt att tillgå i Sverige. 2015 finns väldigt lite outnyttjad vattenkrafteffekt vid höglast. I Scenario 2 är den oanvända vattenkrafteffekten också liten om än större än i 2015, medan det ofta finns en betydande mängd outnyttjad effekt i vattenkraften i scenario 1. Skillnaden mot 2015 kan förklaras med en ökad sammankoppling med kringliggande länder.

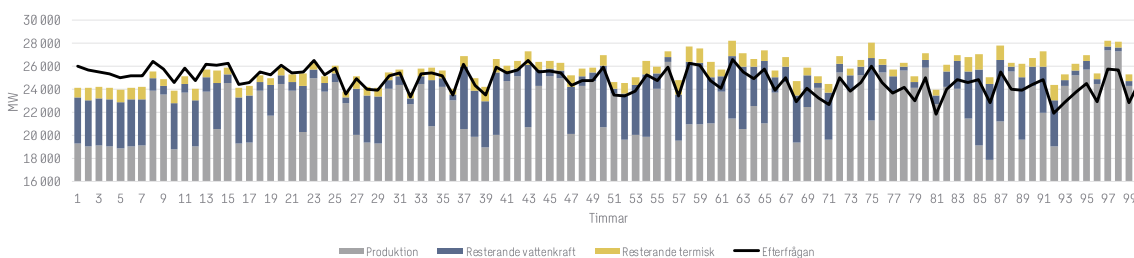
Dessa simuleringar är gjorda för ett normalår. Under en så kallad 10-års-vinter tillkommer en efterfrågan på cirka 2 500 MW.

Figur 13: Elanvändning och produktion per kraftslag samt reserver i de 100 timmarna med högst nettoefterfrågan, referensscenario 2015. Notera att y-axeln är trunkerad.



Källa: Simuleringar i Apollo

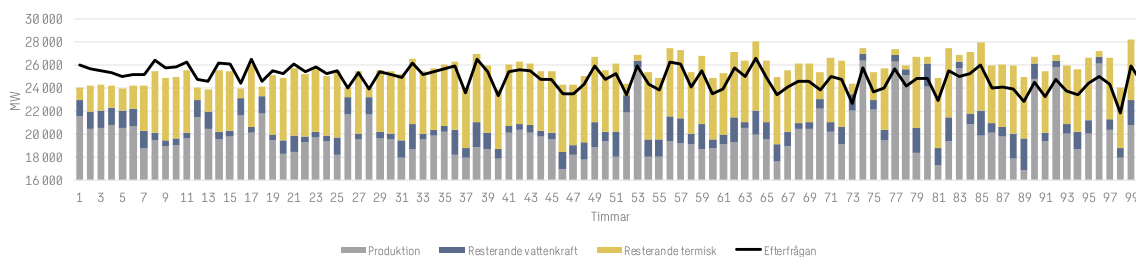
Figur 14: Elanvändning och produktion per kraftslag samt reserver i de 100 timmarna med högst nettoefterfrågan, scenario 1. Notera att y-axeln är trunkerad.



Källa: Simuleringar i Apollo

² Detta är naturligtvis ett resultat av scenariodefinitionen.

Figur 15: Elanvändning och produktion per kraftslag samt reserver i de 100 timmarna med högst nettoefterfrågan, scenario 2. Notera att y-axeln är trunkerad.



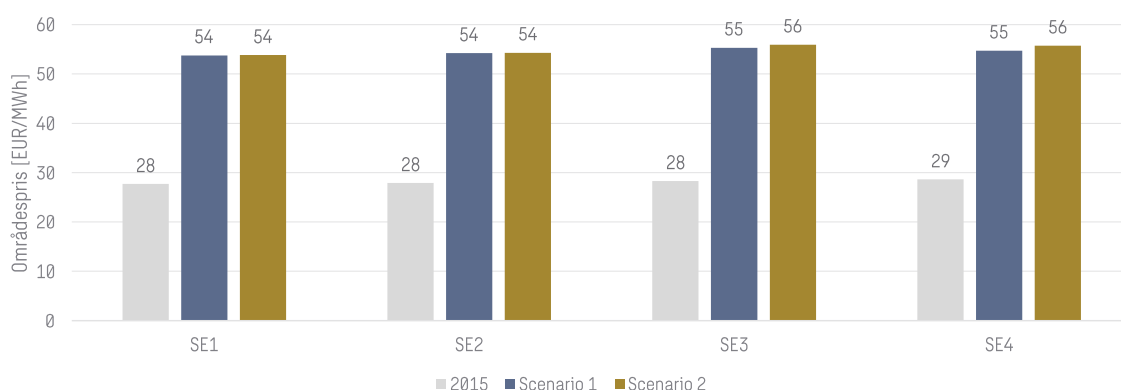
Källa: *Simuleringar i Apollo*

Det ska påpekas att tillgänglighetsfaktorn för vindkraften – förutom på väderåret – också beror turbinutvecklingen, framförallt mot lågvindsturbiner, och den geografiska spridningen av vindkraften.

2.5.2 Priser och prisstrukturen förändras

Sett till årsmedelpriser per elområde sker det närmast en fördubbling av elpriset i scenario 1 och 2 jämfört med ett normalår 2015. Detta beror på en försämrad effektbalans, högre fossil- och CO₂-priser samt en större uppkoppling mot det kontinentala kraftsystemet via ny kabelkapacitet. Prisnivåmässigt liknar scenario 1 och 2 varandra. Dock innebär den svagare kraftbalansen i scenario 2 i de norra elområdena att elpriserna är något högre. Eftersom relativt sett mer produktion är förlagt till de norra elområdena i scenario 1 har transmissionskapaciteten mellan SE2 och SE3 utökats med 4000 MW i båda riktningarna för att undvika flaskhalsar. Därmed förhindras att betydande prisskillnader uppstår mellan de norra och de södra elområdena i Sverige. Figur 16 nedan redovisar årsmedelpriserna per elområde och scenario.

Figur 16: Årsmedelpriser per elområde och scenario, EUR/MWh



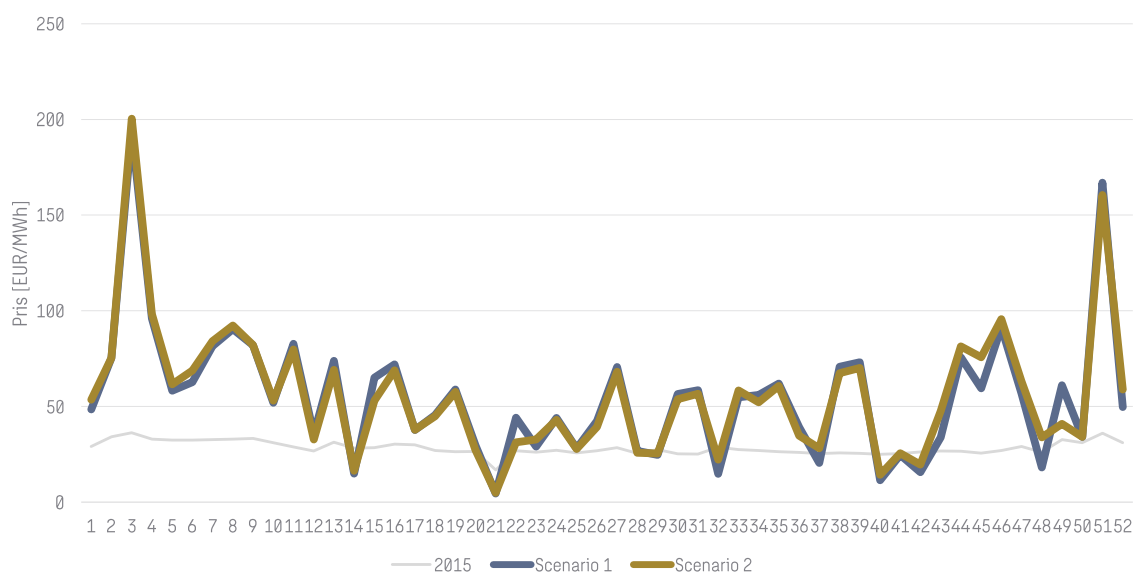
Källa: *Modellsimuleringar i Apollo*

Sett över året uppvisar referensscenariot för år 2015 en väsentligt mer jämn prisstruktur än scenario 1 och 2. Detta beror på att kärnkraften finns kvar samt att den intermittenta elproduktionen är väsentligt mindre vilket underlättar vattenkraftens möjlighet till reglering. Säsongsvariationer återfinns dock i referensscenariot för år 2015 med högre priser under vintern än under sommaren. En nedgång i priserna när vårfloden kommer (vecka 21) återfinns också.

Förutom att den allmänna prisnivån är högre i scenario 1 och 2 uppvisar scenarierna en betydligt mer hackigt utseende. Detta beror i sin tur på att den intermittenta elproduktionen är stor. I dessa scenarier behöver vattenkraften regleras upp och ned i högre grad jämfört med referensscenariot för år 2015 för att kompensera för den intermittenta elproduktionen. Att vattenkraften körs hårdare är också något som har diskuterats ovan. Nedgången i vecka 21 i scenario 1 och 2 beror på vårfloden samt en stor produktion från vind och sol. Båda scenarierna uppvisar säsongsvariationer med högre priser under vintern än under sommaren. En viss skillnad föreligger dock där priserna är något lägre under de kallare säsongerna (Q1 och Q4) i scenario 1 medan det motsatta är fallet under de varmare säsongerna (Q2 och Q3). Detta kan förklaras av att den installerade

kapaciteten av vindkraft är större i scenario 1 än i scenario 2 vilken ger ett större effektbidrag under de kalla månaderna då det typiskt sett blåser mer. Under de varma månaderna innebär den större installerade kapaciteten av solkraft i scenario 2 en större elproduktion och därmed att elpriserna pressas ned något relativt scenario 1.

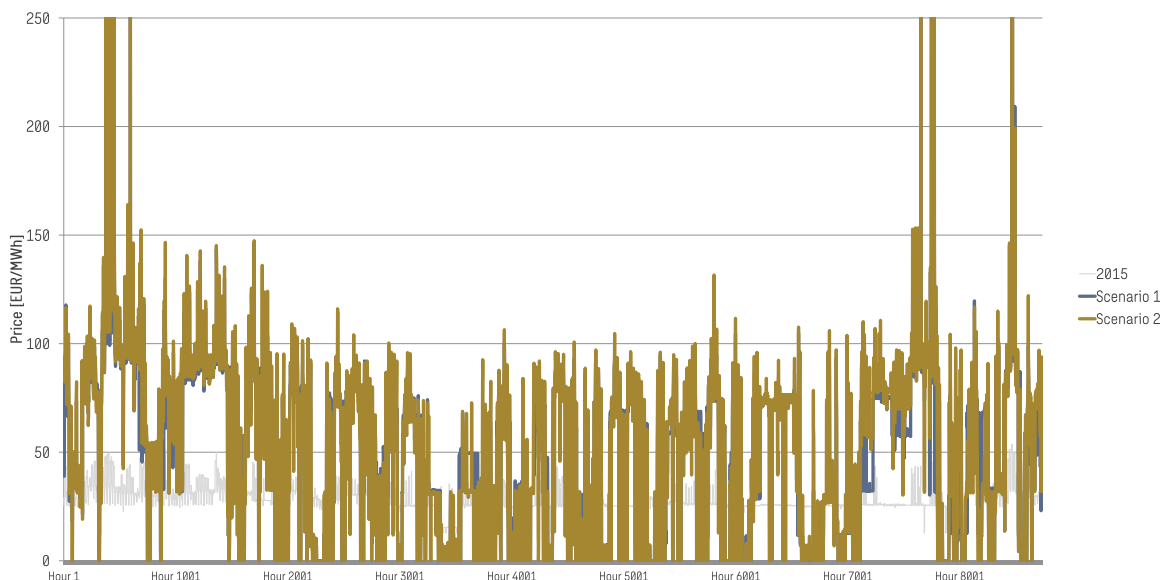
Figur 17 Genomsnittspriser per vecka och scenario i elområde 3, EUR/MWh



Källa: Simuleringar i Apollo

I Figur 18 nedan redovisas prisstrukturen per timma över året för alla scenarier. Jämfört med referensscenariot uppvisar scenario 1 och 2 en väsentligt större prisvolatilitet. Under ett antal timmar under vintermånaderna då den intermittenta elproduktionen är låg samtidigt som efterfrågan är hög är priserna i SE3 mycket höga. Under 4 timmar uppstår en knapphetssituation då den installerade effekten tillsammans med importkapaciteten inte kan täcka lasten. Under dessa timmar inträffar ingen jämvikt mellan efterfrågan och utbud (priskryss). I praktiken innebär detta att förbrukning måste frångöras d v s begränsa förbrukningen i ett visst område. Detta gäller för båda scenarierna. Så är också fallet i elområde 4 med skillnaden att endast tre stycken knapphetstimmar inträffar i scenario 2. I de norra elområdena inträffar inga knapphetstimmar. Samtidigt innebär den stora mängden icke-reglerbar elproduktion, exempelvis vind- och solkraft, att det uppstår många timmar då elpriset blir noll. Nollpriser inträffar typiskt under de varmare månaderna med låg efterfrågan och stor vind- och solkraftsproduktion. I scenario 1 finns det 1144 timmar med nollpriser i elområdena 1-3 och 1263 nollpriser i elområde 4. I scenario 2 uppgår antalet timmar med nollpriser till 1397 stycken i elområdena 1-3 samt 1494 stycken i elområde 4. Det ökade antalet timmar med nollpriser i scenario 2 beror på den större mängden installerad solkraft med följd att produktionen ökar under sommarmånaderna när lasten är låg.

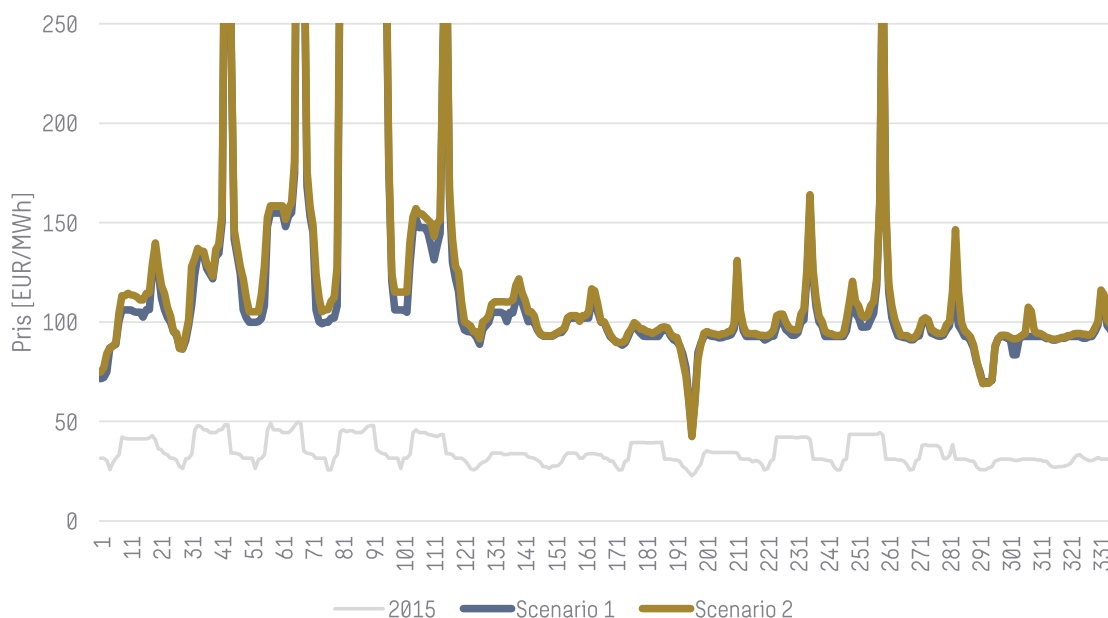
Figur 18: Prisstruktur över året i alla scenarier i elområde 3, EUR/MWh (skalan är begränsad till 250 EUR/MWh)



Källa: Simuleringar i Apollo

Figur 19 nedan redovisar elpriserna per timma och scenario under två vinterveckor i elområde 3. Under tre timmar överstiger priset 2900 EUR/MWh i båda scenarierna vilket definitionsmässigt inte är att betrakta som knapphetspriser. Eftersom det inte finns någon elproduktion med en sådan hög marginalkostnad är det i praktiken en effekt av knapphetssituationer i angränsande länder som förmedlas via den handel som sker på utlandsförbindelserna. Genomsnittspriset under dessa två veckor är något högre i scenario 2 jämfört med scenario 1 vilket delvis reflekterar en lägre intermittent produktion samt dyrare reglering i form av gasturbiner snarare än vattenkraft.

Figur 19: Elpriser i SE3 under vecka 3-4 per scenario, EUR/MWh (skalan begränsad till 250 EUR/MWh)

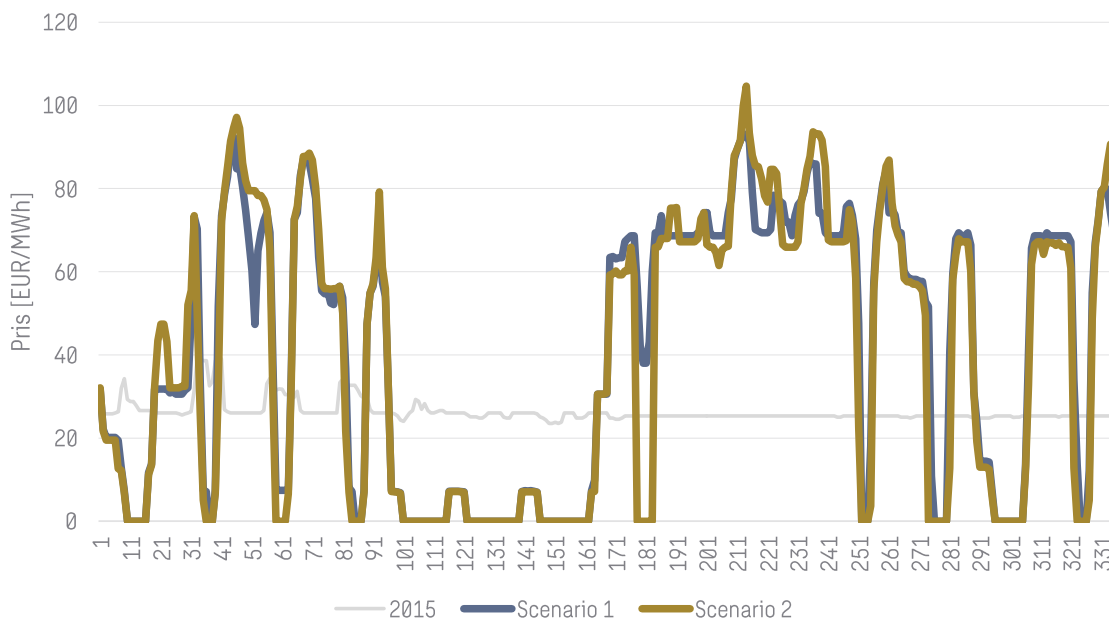


Källa: Simuleringar i Apollo

Figur 20 nedan redovisar elpriserna per timma i SE3 under vecka 29-30. Prisvolatiliteten framgår tydligt vilket är ett resultat av stor intermittent elproduktion i kombination med en relativt låg efterfrågan. Detta blir speciellt märkbart i scenario 2 med en större installerad kapacitet solkraft. Storleken på den intermittenta

elproduktionen resulterar också i många nollpriser. I scenario 1 inträffar detta under 83 timmar medan det i scenario 2 sker under 98 timmar.

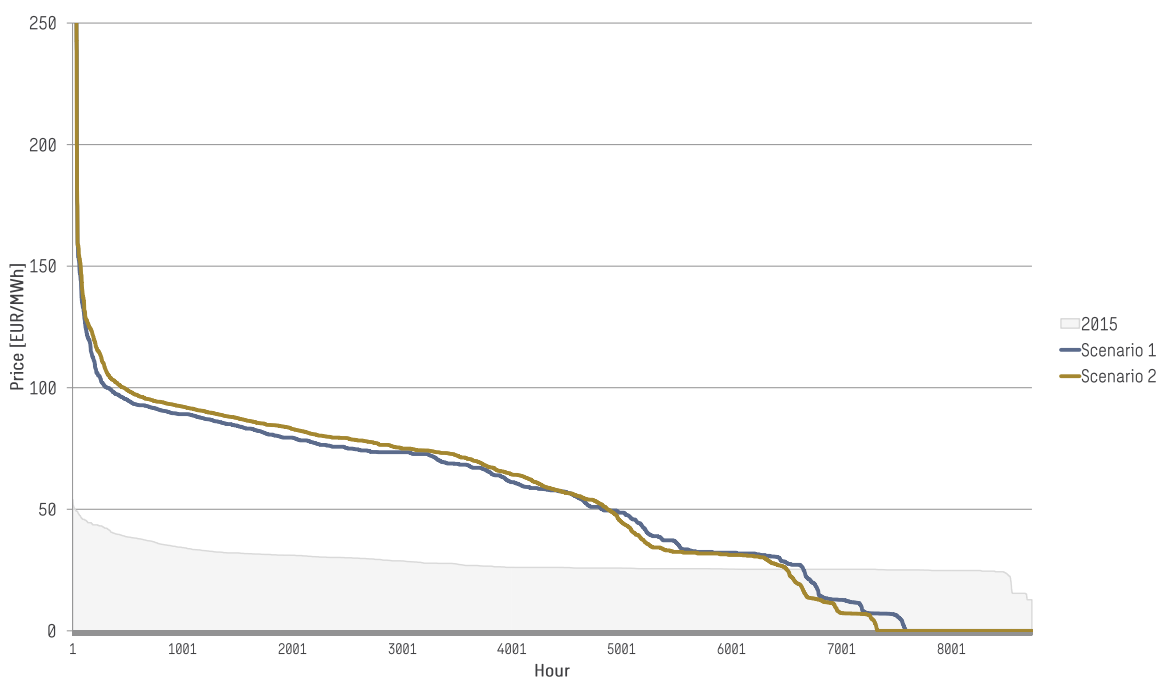
Figur 20 Elpriser i SE3 under vecka 29-30 per scenario, EUR/MWh



Källa: Simuleringar i Apollo

I Figur 21 redovisas varaktighetskurvor för alla scenarier i elområde 3. Referensscenariot för 2015 uppvisar en jämn prisstruktur där priserna aldrig överstiger 55 EUR/MWh samtidigt som det inte finns några nollpriser. I både scenario 1 och 2 ökar prisvolatiliteten markant samtidigt som den allmänna prisnivån sett över året går upp. Under ett flertal timmar är priserna mycket höga. Samtidigt innebär den stora intermittenta elproduktionen att ett stort antal nollpriser uppkommer. I scenario 1 uppgår antalet nollpriser till 1144 stycken med en motsvarande siffra för scenario 2 är 1397 stycken.

Figur 21 Varaktighetskurvor för alla scenarier i elområde 3, EUR/MWh (begränsad till 250 EUR/MWh)



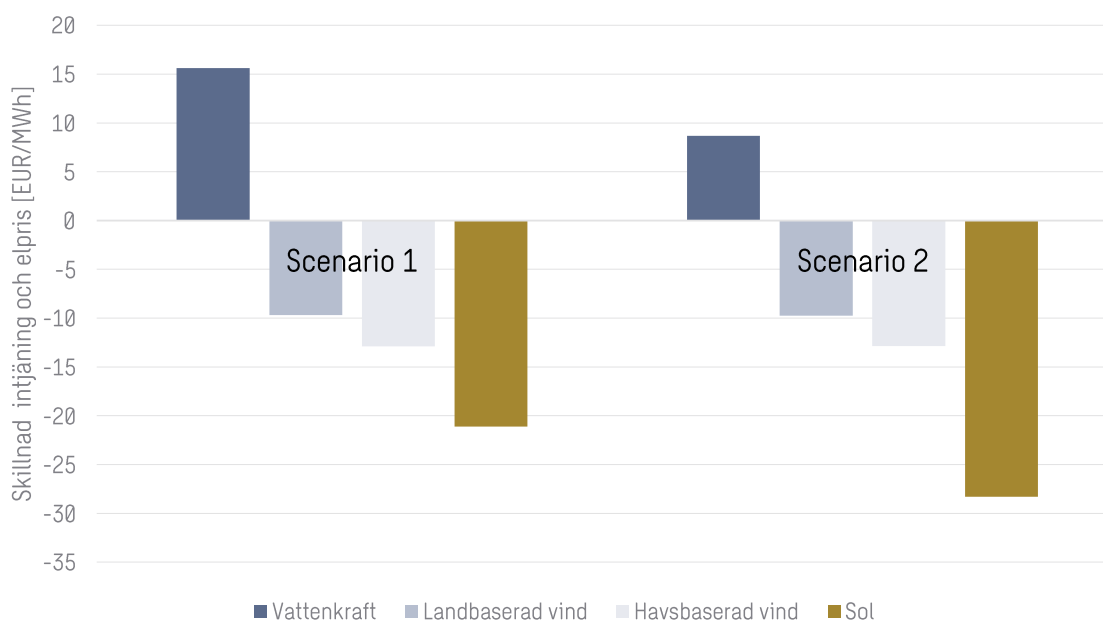
Källa: Simuleringar i Apollo

Skillnader i prisstrukturen och prisvolatiliteten mellan scenario 1 och 2 påverkar intjäningsförmågan hos olika teknologier. I Figur 22 nedan redovisas detta. Intjäningen har beräknats under årets alla timmar för respektive teknologi. Mer specifikt innebär detta att elpriset multipliceras med produktionen för varje teknologi under årets alla timmar för att därefter divideras med den totala produktionen. Därmed kan man erhålla en teknologiviktad intäkt. Om denna viktade intäkt överstiger det genomsnittliga elpriset innebär detta att teknologin ifråga i högre grad producerar när elpriset överstiger det genomsnittliga elpriset. Detta gäller för alla reglerbara kraftslag inklusive reglerbar vattenkraft och med en viss reservation för start- och stoppkostnader även för kondenssteknologier.

För intermittenta teknologier som vind- och solkraft med prioriterad inmatning och utan begränsningar är det dock sannolikt att den teknologiviktade intäkten blir lägre än det genomsnittliga elpriset. Detta beror på att produktionen sker när det blåser eller när det är mycket solinstrålning och sålunda kan dessa teknologier inte välja att producera när det är som lönsammast. Profilen för solinstrålningen gör dessutom att solkraft primärt producerar under de varma månaderna när lasten är som lägst. Det är dock viktigt att påpeka att den teknologiviktade intäkten inte säger något om lönsamheten som sådan. Detta beror på att ingen hänsyn tas till investeringskostnaderna samt hur många timmar som teknologin ifråga körs.

Att intjäningsförmågan för vattenkraft är högre i scenario 1 än i scenario 2 beror på två saker. För det första finns det en större magasinskapacitet vilket möjliggör att vatten i högre grad kan sparas till de kallare månaderna då elpriset, på grund av den höga lasten, är som högst. För det andra är den installerade kapaciteten av strömkraftverk större i scenario 2. Detta innebär att produktionen från icke-reglerbara strömkraftverk, vilken är som störst under våren och sommaren, sammanfaller med när solkraften producerar som mest och efterfrågan är relativt låg. Därmed sjunker intäkterna för strömkraftverk i scenario 2 jämfört med scenario 1. För både landbaserad och havsbaserad vindkraft finns det i princip ingen skillnad mellan intjäningen och elpriset när de två scenarierna jämförs. Förvisso är intjäningen något högre i scenario 2 men samtidigt är det genomsnittliga elpriset också högre. För solkraft försämras intjäningen markant i scenario 2. Detta beror på att den installerade kapaciteten av solkraft är dubbelt så stor jämfört med scenario 1 vilket tidvis innebär att produktionen överstiger lasten under de varma månaderna med mycket låga elpriser som följd.

Figur 22 Skillnad i intjäning för olika teknologier och elpriset, genomsnitt Sverige, EUR/MWh



Källa: Simuleringar i Apollo

I scenario 2 har det också antagits att investeringar sker i gasturbiner motsvarande 5250 MW så att den totala kapaciteten gasturbiner uppgår till 5500 MW. Den teknologiviktade intäkten för dessa nya gasturbiner uppgår till 414 EUR/MWh medan det viktade genomsnittspriset för Sverige uppgår till 55,6 EUR/MWh. Detta kan tyckas indikera att det är lönsamt att investera i nya gasturbiner. Så är dock inte fallet. Utifrån en 40-årig

ekonomisk livslängd på gasturbinerna skulle det mycket grovt beräknat krävas ca 50% högre intäkt givet en utnyttjandegrad på ca 1%. Lönsamhetsproblemen för nya gasturbiner i scenario 2 gör att olika marknadsutformningar måste övervägas. I en *energy-only* marknad sker investeringar endast om de förväntade energipriserna täcker de fulla kostnaderna för ny kapacitet, då det inte finns någon specifik ersättning för effekt. I en *energy-only* marknad hade investeringsbehovet av nya gasturbiner varit lägre i scenario 2 för att upprätthålla en adekvat avkastning. Detta hade dock inneburit en större prisvolatilitet och möjligen fler timmar med knapphetspriser. En annan lösning är att introducera någon form av kapacitetsmarknad där producenterna får betalt för den kapacitet de har även om den inte används. Ett grundläggande problem med en sådan mekanism är dock att det finns en risk för överinvesteringar och att det på sikt blir en dyr lösning.

Det bör dock läggas till att man måste förvänta sig en konkurrens mellan de flexibla resurserna från den flexibla elproduktionen, energilagring och efterfrågeflexibilitet, som kommer påverka lönsamheten av dessa tre.

2.5.3 Svängmassa och frekvenshållning påverkas oavsett förnybar scenario

Mekanisk svängmassa utgör en första mycket viktig balansering av systemet och är fundamental för systemets frekvensstabilitet. Vid mindre produktionsbortfall (upp till ca. 100 MW) bidrar svängmassan till att hålla frekvensen inom 0,1 Hz bandet. Vid ett större fel ger en större mängd mekanisk svängmassa mer tid för andra produktionsresurser att reagera och bromsa upp frekvensfallet.

Normalt talar man om behovet av mekanisk svängmassa för hela det nordiska synkrona systemet, eftersom HVDC-länkar inte bidrar med svängmassa. Det finns dock en mer regional geografisk dimension: det är önskvärt att svängmassan är utspridd över ett större område och framförallt att det finns mekanisk svängmassa i närheten av ett fel. I annat fall uppstår stora effektflöden genom kraftsystemet och frekvenspendlingar. Utöver att stabilisera frekvensen i kraftsystemet bidrar svängmassan till att skapa tillräckligt stor kortslutningseffekt vid fel, vilket är kritiskt för att skyddsmekanismer i nätet ska reagera på rätt sätt.

Faktaruta

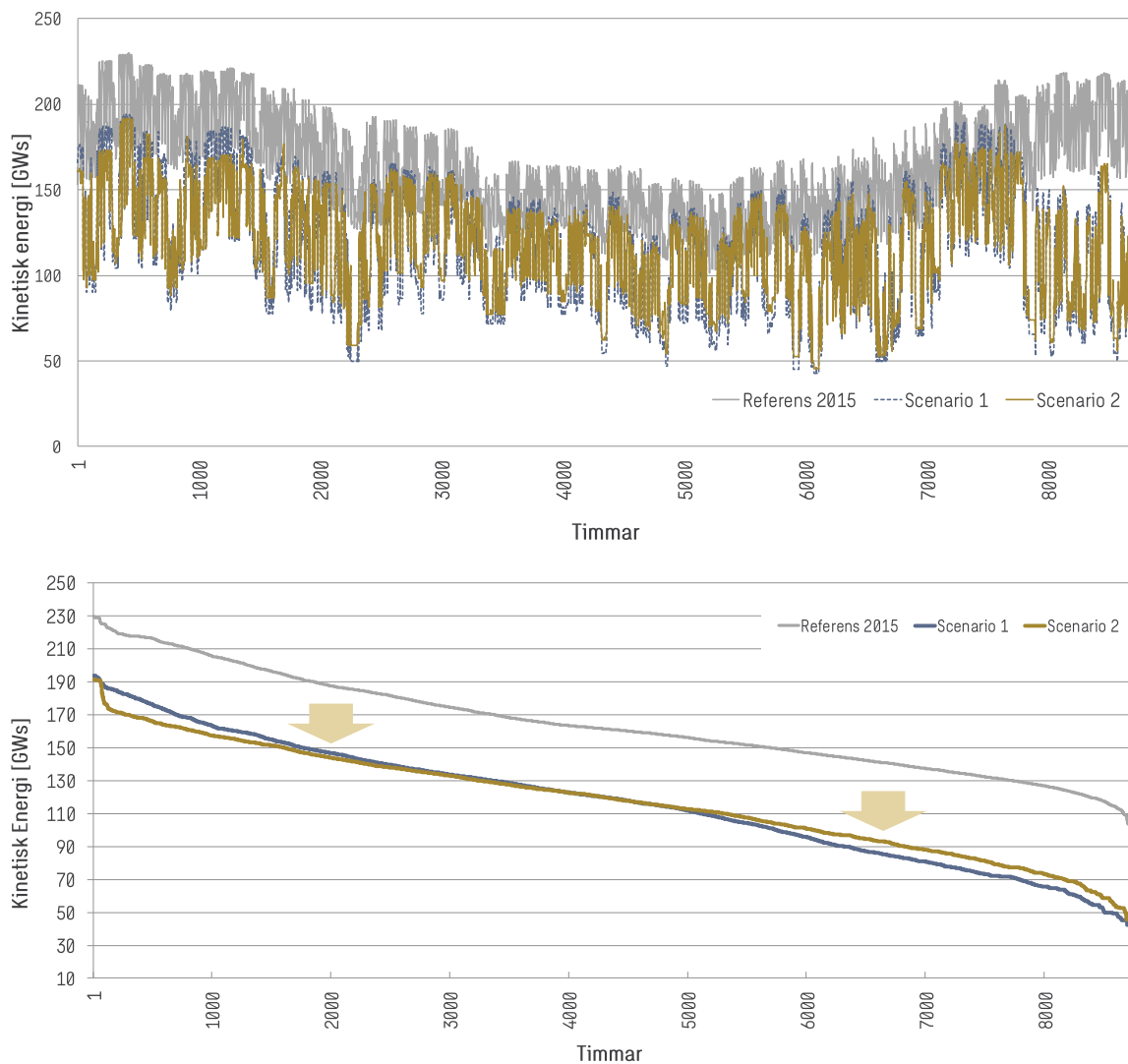
Frekvensen i kraftsystemet hålls konstant genom att produktionen av el hela tiden anpassas till konsumtionen: om produktionen understiger konsumtionen så sjunker frekvensen. Mekanisk svängmassa utgör en första mycket viktig balansering av systemet och är fundamental för systemets frekvensstabilitet. Vid mindre produktionsbortfall (upp till ca. 100 MW) bidrar svängmassan till att hålla frekvensen inom 0,1 Hz bandet. Vid ett större fel ger en större mängd mekanisk svängmassa mer tid för andra produktionsresurser att reagera och bromsa upp frekvensfallet.³

Stora kraftverk med roterande massa, såsom vattenkraftverk och kärnkraftverk, ger per automatik många systemfördelar, systemtjänster, som gör att vi har goda marginaler, god leveranssäkerhet och bra elkvalitet. Ju mindre mekanisk svängmassa i systemet, desto mer påverkan har en till- eller frånkoppling av en viss effekt. Svängmassa skapar alltså motståndskraft mot snabba svängningar. I ett sårbart system kan även ett mindre fel leda till att hela kraftsystemet slås ut. Vatten- och kärnkraften står idag för majoriteten av svängmassan i Norden, medan till exempel vindkraft inte bidrar med mekanisk svängmassa.

Idag är det största och därmed dimensionerande felet kärnreaktorn Oskarshamn 3 med 1400 MW netto. I ett 100% förnybart kraftsystem med avvecklad kärnkraft i Sverige kommer det dimensionerande felet fortsatt vara 1400 MW på grund av nya gränsförbindelser från Norge, trots att man om några år förväntas Olkiluoto 3 i Finland att starta med en effekt på 1600 MW netto. Detta för att man planerar att införa ett system för Olkiluoto 3 där industriell last automatiskt kopplas bort i samband med en störning, vilket resulterar i att det dimensionerande felet begränsas till ca 1300 MW. Inom en snar framtid kommer det att finnas ett antal nya gränsförbindelser på 1400 MW (Norge-Tyskland 2020 samt Norge-Storbritannien 2021) som även de blir dimensionerande för systemet. I rapporten har därför 1400 MW används som dimensionerande fel för samtliga scenarier.

³ Sweco (2016): Stabilitet i det nordiska kraftsystemet

Figur 23: Svängmassa i det nordiska systemet över året i 2015, scenario 1 och scenario 2, som tidsserie (överst) och varighetskurva (nedan)



Källa: Sweco

Ett svensk 100% förnybart scenario som diskuterad i denna rapport kommer i tillägg till andra pågående förändringar i den nordiska kraftproduktionen leda till ett mycket "lättare" nordiskt kraftsystem. I båda 100% förnybart scenarierna sjunker den mekaniska svängmassan i det nordiska kraftsystemet till betydligt lägre nivåer än dagens. Nivåerna når en maximalnivå av 200 GWs vintertid med många större kraftverk igång och till lägsta nivåer runt 40 GWs under sommartid jämförd med dagens 90-100 GWs, Figur 23.

Baserat på historiska observationer av frekvensavvikelser vid faktiska produktionsbortfall kan frekvensavvikelsen vid olika storlekar på störningen vid en viss mängd svängmassa uppskattas⁴. Det är viktigt att poängtera att detta gäller med dagens storlek och aktiverings hastighet på primärregleringen. Det är också viktigt att poängtera att vi i analysen extrapolerar sambandet linjärt utanför det observerade felområdet, medan sambandet kan ändra sig utanför dess gränser.

Givet samma dimensionerande fel som idag - 1400 MW - och utan stora ändringar i kraftsystemet skulle detta leda till risk för oacceptabelt många timmar med ganska stora frekvensavvikelser redan i ett normalår oavsett

⁴ Analysen är baserad på ett antal fel från år 2014, på data från ENTSO-E "Future Inertia" rapporten, justerad för startfrekvensen med data från Svk. Ur detta samband kan vi uppskatta en miniminivå för mekanisk svängmassa i systemet givet en viss storlek på det dimensionerande felet, även lite utanför det observerade förhållandet mellan fel och befintlig svängmassa i systemet.

förnybart scenario. Resultaten indikerar att enbart effekthöjningen för den svenska vattenkraften inte kommer att kunna lösa frekvensstabilitetsutmaningen eftersom vattenkraften används fullt ut för att kompensera variabiliteten för vind- och solkraft. Det måste i tillägg finnas andra lösningar för att säkra kraftsystemets frekvensstabilitet än som kan modelleras inom ramen för detta projekt.

Den största risken för större frekvensavvikelse vid större fel finns under sommartid, när det produceras mindre i kraftverk som bidrar med mekanisk svängmassa och i och med vattenkraften används mer flexibelt och kan även minska produktionen mer än tidigare. I de analyserade scenarierna sker inte bara en minskning av svängmassan, utan även en regional omfördelning av var den mesta svängmassan finns bort från södra Sverige till norra Sverige. Sett per elområde är det i SE3 som den största minskningen sker, samtidigt som den antas vara på samma nivå i Norge och vara någorlunda stabil i Finland, framförallt på grund av Olkiluoto 3. Svängmassan trängs därmed till utkanten av det nordiska systemet. Medan svängmassan i framförallt SE3 minskar, finns stora möjliga felfall kvar i regionen. De regionala effekterna av svängmassa har dock inte studerats kvantitativt i Norden i denna studie på grund av avsaknad av en relevant nätmodell för Norden.

Snabba lokala frekvenspendlingar som uppstår i samband med fel skulle kunna förvärras. Vid en snabb frånkoppling av produktion eller last uppstår lokalt snabba frekvenspendlingar, varefter systemet hittar en ny gemensam frekvens. Såväl en förändring av svängmassan i systemet som en omfördelning av var svängmassan finns kan påverka RoCoF (Rate of Change of Frequency) lokalt vid ett fel och därmed riskera att skydd löser ut utrustning på ett sätt som förvärrar situationen. Skyddsinställningar kan i viss mån anpassas till nya förutsättningar, men om felsignalen för en godtagbar situation liknar den för en felaktig situation kan skyddet inte skilja på dessa.

För att kompensera för att den *mekaniska svängmassan* som minskar i ett kraftsystem med 100% förnybart finns ett antal åtgärder. På kort sikt kan det ske operativt genom att de största anläggningarna och gränsförbindelserna begränsas. På längre sikt går det att installera nybyggda synkronkompensatorer, bygga om avställda generatorer från kärnkraftverk utrustade med och utan svänghjul, eller utveckla *syntetisk svängmassa*, t.ex. i vindkraftverk, batterier och HVDC-förbindelser. Framförallt synkronkompensatorer, ombyggnationer av kärnkraft samt batterier innebär dock betydande kostnader, som är svåra att kartlägga. Resultatena indikerar att det krävs en mångfald av lösningar eftersom utmaningen blir stor.

2.6 Investeringsbehov för 100% förnybart

För att bedöma investeringsbehovet för båda scenarier har vi estimerad investeringsbehovet för kraftproduktionen "bottom-up" baserad på utfasning av befintliga anläggningar och behov för nyinvesteringar. För investeringsbehovet inom nät har vi utgått ifrån åldersstrukturen och reinvesteringsbehovet samt gjort ingenjörsmässiga bedömningar av tillkommande investeringar för ny produktion, ny förbrukning och marknadsintegration. Medan reinvesteringsbehovet kan bedömas relativt säkert, är bedömningen av tillkommande investeringar naturligtvis förknippad med en stor osäkerhet.

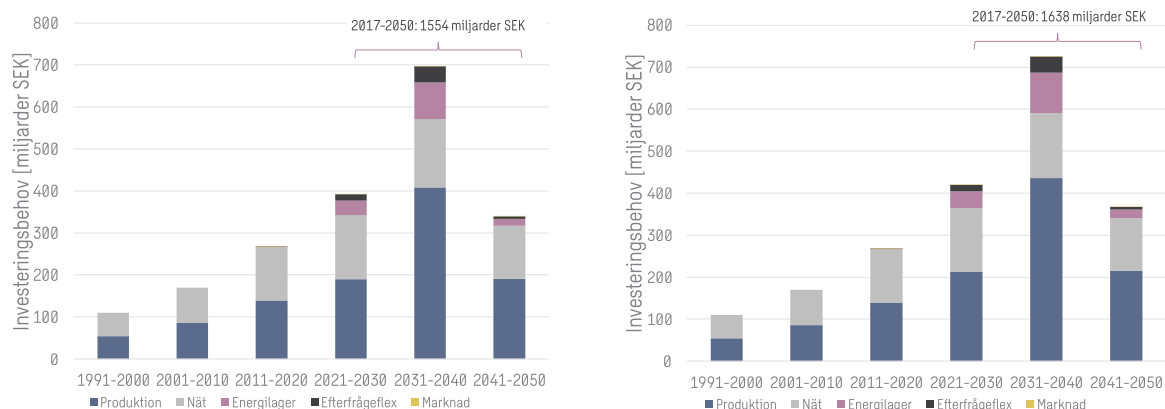
2.6.1 Investeringsbehovet är störst under 2030-talet

Analysen visar att investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet kommer att öka de kommande decennierna. Detta gäller oavsett produktionsscenario. Det totala investeringsbehovet för att nå 100% förnybart – uppskattad för perioden 2017-2050 och inkluderande produktion, nät, energilager, efterfrågefleksibilitet - estimeras till 1554 miljarder SEK i scenario 1 och 1638 miljarder SEK i scenario 2. Det är framförallt sannolikt att investeringsbehovet i produktionsresurser är något lägre i scenario 1 med effekthöjningar i vattenkraften. Detta förutsätter att man gör en kostnadseffektiv uppgradering av befintliga vattenkraftaggregat och beror dessutom i huvudsak på de lägre investeringskostnaderna för den landbaserade vindkraften och en lägre andel investeringar i solkraft i scenariot, medan investeringen i stam- och regionalnätet bedöms vara något högre.

Det är också tydligt att investeringsbehovet är störst under åren som leder fram 100% förnybart, uppskattningsvis 2030-talet. Från nuvarande investeringstakt 2011-2020, som redan är en fördubbling från nivåerna mellan 1991-2000 ser vi mer än en fördubbling mot 2031-2040, alltså innan 100% förnybarmålet ska nås. Detta beror på simultana reinvesteringar i befintlig kraftproduktion och deras investeringscykel samt behovet för nyinvesteringar i förnybar kraftproduktion samt nätutbyggnaden och behovet för energilager. Det

ska dock påpekas att det finns stora osäkerheter⁵ i bedömningen av investeringsbehovet för nätinvesteringar framförallt på distributions- och lokalnätnivå och energilager, både med tanke på omfattningen av behovet och dess kostnad. Osäkerheterna för kostnadsbedömningar av de olika produktionslag är betydligt mindre.

Figur 24: Estimerade investeringar 1990-2050 i Sverige (reala termer 2016), scenario 1 (vänster), scenario 2 (höger)



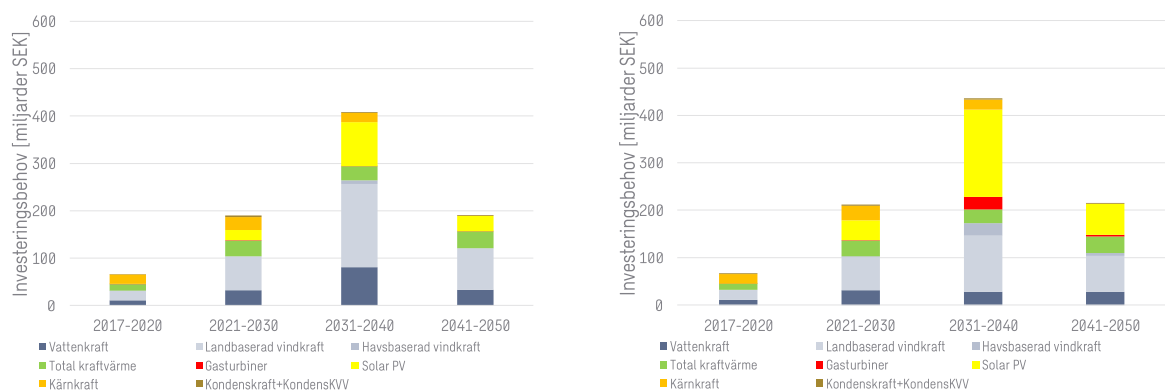
Källa: SCB, Svk, Sweco

Det är också tydligt att största delen av investeringarna under perioden 2017-2050 behöver göras inom kraftproduktionen (55-57% av totalen), medan nätet står för ungefär en tredjedel av investeringsbehovet.

2.6.1.1 Investeringar i produktionskapacitet

Det estimerade investeringsbehovet för produktionskapacitet i Sverige mellan 2017-2050 uppgår till 857 miljarder SEK i scenario 1 och 930 miljarder i scenario 2. Investeringsbehovet⁶ inkluderar såväl reinvesteringsbehovet i befintlig kraftproduktion som t.ex. kärnkraft fram dess utfasning som nyinvesteringar, antingen som *greenfield* eller *repowering*. För den landbaserade vindkraften antas att repowering sker för 60% av den utfasande kapaciteten, vilket sänker investeringsbehovet, då delar av vägnätet och det interna elnätet antas kunna återanvändas. Utvecklingen i båda produktionsscenarioer antas vara ungefär lika fram till 2025, för att divergera därefter.

Figur 25: Estimerad investeringsbehov i produktionskapacitet (reala termer 2016), scenario 1 (vänster), scenario 2 (höger)

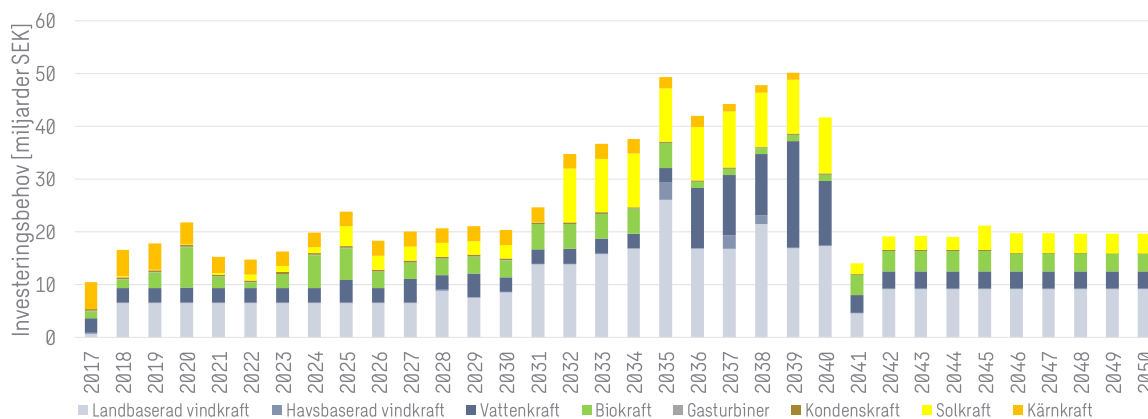


Källa: Sweco

⁵ En tidsmässig avgränsning som denna till 2050 medför givetvis också att analysen påverkas av den valda tidshorisonten.

⁶ Investeringsbehovet är endast beräknat för produktionsresurserna och annan infrastruktur, dock utan nätanslutning, som redovisas som en nätinvestering

Figur 26: Estimerad investeringsbehov i produktion 2017-2050, scenario 1



Källa: Sweco

Den största delen av produktionsinvesteringen behöver göras efter 2030, eftersom behovet av nyinvesteringar för förnybar då sammanfaller med utfasningen från befintliga produktionsanläggningar, i huvudsak landbaserad vindkraft, som antas ha en livslängd på 25 år.

2.6.1.2 Investeringsbehov i nätet

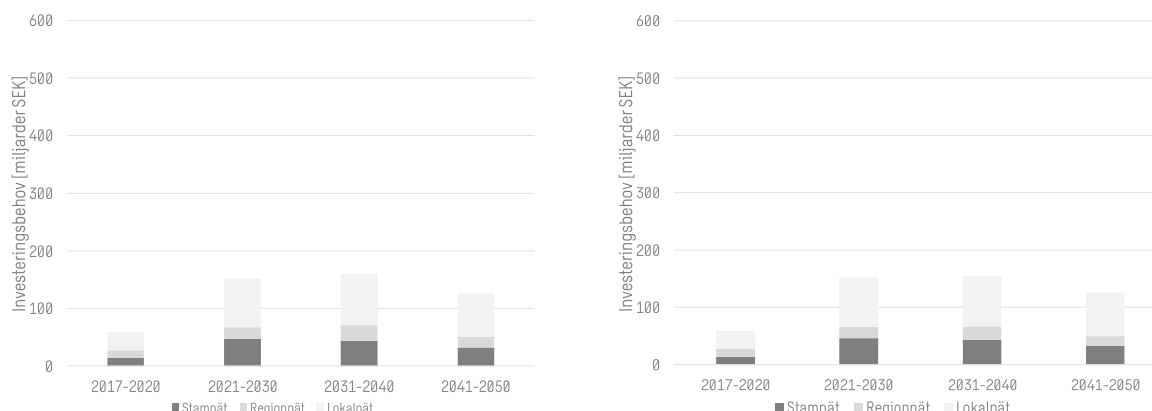
Våra estimat för nätinvesteringar utgår från befintliga åldersstruktur och reinvesteringar i alla nätnivåer. Utöver det har vi gjort ingenjörsmässiga bedömningar av tillkommande investeringar för anslutning av ny produktion, ny förbrukning och marknadsintegration. Detta är naturligtvis förknippad med stora osäkerheter på denna tidshorisont.

Under 1990-talet och början av 2000-talet var investeringstakten i stamnätet låg, mindre än 0,5 miljarder kronor per år. De närmaste åren planerar Svk att investera mellan ca 3 till 7 miljarder kr per år. Investeringarna drivs av reinvesteringar i befintligt nät, anslutningar av ny produktion (främst vindkraft) samt marknadsintegration. Exempelvis anger Svk i sin nätutvecklingsplan att ledningsnätet i Sverige inte klarar en ökad överföring i någon större utsträckning utan förstärkningar av stamnätet.

De två produktionsscenarierna innebär att olika mycket ny produktionskapacitet måste anslutas vid olika delar av nätet och spänningsnivå. Olika produktionslag ansluts på olika spänningsnivåer framförallt på grund av ansluten effekt och påverkar därmed olika delar av elnätet. Småskalig produktion som solkraft ansluts huvudsakligen till lokalnäten, medan storskalig elproduktion som havsbaserad vindkraft och landbaserad vindkraft med mer än 300 MW ansluts till stamnätet. Medelstor produktion ansluts till regionnätet. I båda scenarier antas en större marknadsintegration samt en förstärkning av stamnätet inom landet.

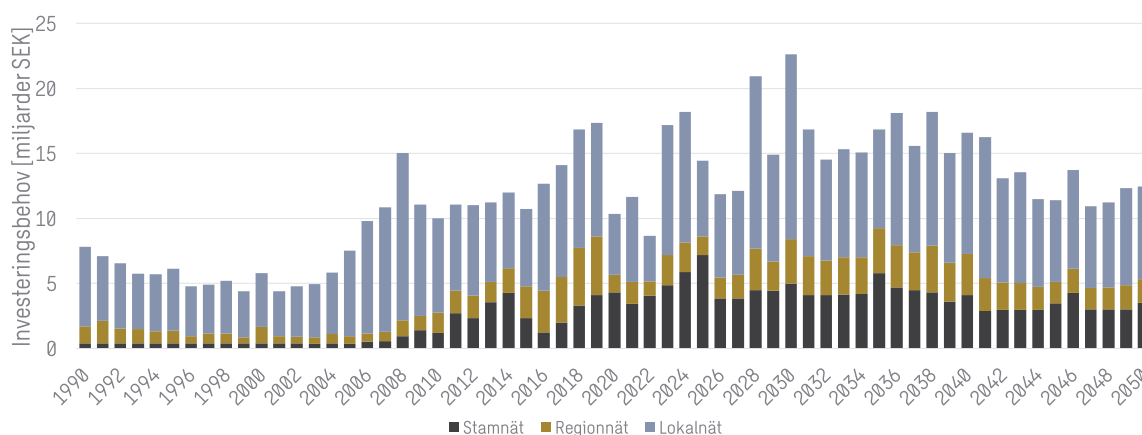
Det totala investeringsbehovet i alla nätnivåer bedöms uppgå till ca. 490-500 miljarder SEK under 2017-2050 i båda scenarier, där reinvesteringar utgör den största delen, ca. 80%.

Figur 27: Estimerad investeringsbehov i elnätet, scenario 1 (vänster), scenario 2 (höger)



I scenario 1 behöver stamnätet förstärkas ytterligare på grund av utbyggnaden av vattenkraften och den landbaserade vindkraften i främst SE1 och SE2 i tillägg till bortfallet av kärnkraften i SE3, som förstärker underskottet i södra Sverige. Det finns ett ökat behov att överföra energi från norra till södra Sverige. Vi har antagit en ytterligare förstärkning av stamnätet mellan SE2-SE3 på 4000 MW i båda riktningar, jämförd med scenario 2. Även regionnätet behöver förstärkas. Effekthöjningen av vattenkraften i främst SE1 och SE2 kan även till viss del påverka regionnätet och leda till behov av förstärkningar och utbyggnad. Vindkraftsparkar mindre än 300 MW vilket under en överskådlig tid kan antas utgöra majoriteten av de nya projekten förväntas anslutas till regionnätet som därmed kräver utbyggnad och förstärkning, främst i norra Sverige. Utbyggnaden av biokraften är begränsad och antas främst påverka regionnätet i SE3. Solkraften påverkar mest lokalnätet i form av utbyggnad och förstärkning om sommarproduktionen överstiger den hittills dominerande vinterlasten. Även en mindre del vindkraft kan tänkas ansluta till lokalnätet och bidra till förstärkningsbehovet, främst i SE3 och SE4 om vi antar att det endast byggs större parker i norra Sverige.

Figur 28: Estimat investeringsbehov på olika nätnivåer i Sverige 2017-2050, scenario 1



Källa: Sweco

Även i scenario 2 behöver stamnätet förstärkas på grund av utbyggnaden vindkraften i främst SE1 och SE2. Det finns fortfarande ett ökat behov att överföra energi från norra till södra Sverige, dock i mindre grad än i scenario 1. Den havsbaserade vindkraften ansluts på stamnätets nivå i SE3 och SE4 vilket troligtvis kommer kräva förstärkningar i stamnätet i båda elområden. Vi räknar även med en nödvändig förstärkning av regionnätet på grund av den anslutna landbaserade vindkraften med stora parker. Solkraften ansluts i lokalnäten, vilket kan medföra stora förstärkningar i vissa lågspänningsnät. Vi förutsätter dock att denna investering kan begränsas med hjälp av batterilager.

Sammanlagt är det sannolikt att investeringarna i stamnätet genom hela Sverige är högre i scenario 1, medan investeringarna i lokalnätet på grund av solkraften⁷ och för nödvändiga förstärkningar för anslutningar av havsbaserad vindkraft kan tänkas vara högre i scenario 2.

2.6.1.3 Investeringsbehov i energilagring

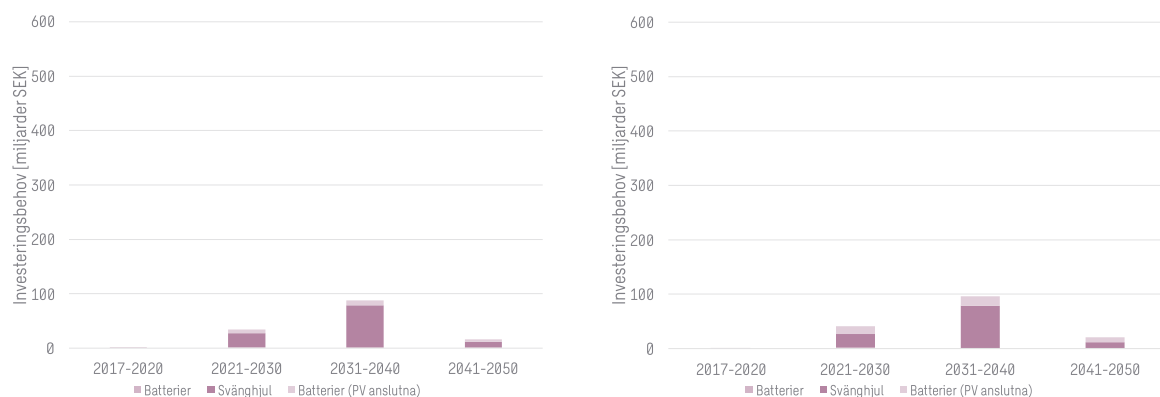
Resultaten från marknadsmodelleringen indikerar både ett stort behov för energilagring i någon form samt behov för någon form av frekvensstabiliserande åtgärd.

För att inte överbelasta lokalnätet under sommartid och leda till ineffektiva förstärkningsbehov, kommer det sannolikt krävas lagringsmöjligheter för el på lokal nivå. Med antaganden att all solkraft måste ha lagringsmöjlighet på några timmar samt antar vi att batterilagring är den enklaste lokala lagringsformen resulterar detta i investeringsbehov i PV-nära batterier. Denna investeringen ter sig dock som relativt blygsam i förhållande till produktions- och nätinvesteringar pga. de förväntade fallande batteripriserna.

⁷ Och/eller batterilagring

Om man antar att man vill lösa en del av utmaningen med frekvensstabilitet och minskad mekanisk svängmassa genom att bygga nya svänghjul alternativt bygga om befintliga kärnkraftverk när de läggs ner, kommer den investeringen vara den dominerande för energilager. Vi antar i båda scenarier att fem nedlagda reaktorer byggs om till svänghjul.

Figur 29: Estimerad investeringsbehov i energilager 2017-2050



Källa: Sweco

3 Utmaningar och lösningar för ett 100% förnybart kraftsystem



Det behövs många olika åtgärder, för att få ett kraftsystem med 100% förnybart att fungera, både tekniska för nät, produktion, energilagring, efterfrågefleksibilitet men också förändrade marknad- och affärsmodeller. När termisk kraftproduktion ersätts av förnybar kraftproduktion kommer regelverk, marknadsmodeller, och överföringsnät att behöva anpassas. Dessa är anpassade till den produktionsmix som finns idag, och när denna ersätts av en ny produktionsmix med andra egenskaper än dagens krävs ett antal anpassningar för att kraftsystemet skall fungera väl även fortsättningsvis.

I detta kapitel redogör vi för hur nät, regelverk, och marknader påverkas av övergången till förnybar kraftproduktion, vilka utmaningar som uppstår, samt vilka lösningar som finns för att lösa dessa utmaningar. Vi kommer att finna att vattenkraften kommer att spela en central roll i övergången till ett förnybart kraftsystem, men även att åtgärder som utveckling av energilagring, stimulans av efterfrågefleksibilitet, omarbetade elmarknader, samt nya stödsystem kommer att vara viktiga.

Vattenkraften utgör i detta perspektiv en mycket viktig produktionsteknisk resurs. Den fungerar i dag som både baskraft och reglerresurs och kommer få en ännu viktigare roll i framtiden som ryggraden i det svenska kraftsystemet, både genom effekthöjning men också genom förändrad magasinkapacitet eller införande av pumpkraft. Vattenkraften kan vara en möjliggörare för andra, intermittenta kraftslag. Det är dock viktigt att implementeringen av Vattendirektivet inte hindrar vattenkraften från att utnyttja denna potential.

Samtidigt bör nya marknadsmodeller och stödsystem till förnybar som bättre stödjer leverans av effekt samt lösningar som stödjer leverans av systemtjänster utvecklas. I den nuvarande marknadsmodellen är betalningar för energi den helt dominerande betalningsströmmen. Det sker såväl betalningar för energi på dagen-före marknaden, intradag och balansmarknader, där dagen-före marknaden står för den dominerande volymen av det ekonomiska flödet. I tillägg till detta finns mindre betalningar för kapacitet (i Sverige för exempelvis effektreserven) samt vissa ersättningar för systemtjänster (olika typer av reserver). I "gårdagens marknad" med betydande inslag av termisk produktion som satte priset och investeringar skulle huvudsakligen ske baserat på förväntningar om energipriset.

3.1 Utmaningarna i ett kraftsystem med 100% förnybart

Ett kraftsystem baserat på enbart förnybar kraftproduktion kommer att skilja sig avsevärt från det kraftsystem vi har idag. Storskaliga centraliserade termiska kraftverk kommer att ha ersatts av vind och solkraftverk som kan vara av mindre skala och samtidigt mer utspridda än dagens kraftverk. De termiska kraftverkens produktion går att planera och styra på ett helt annat sätt en produktion baserat på vind och solkraft. Samtidigt bidrar de stora kraftverken – vattenkraft och termiska kraftverk – dessutom med s.k. mekanisk svängmassa som gör kraftsystemet ”tungt” och stabilt.

Både det fysiska transmissionsnätet samt många av de regelverk som styr elmarknaden är – direkt eller indirekt – anpassade efter den produktionsmix som finns idag, och både nät och regelverk kommer att behöva anpassas till en framtida produktionsmix med helt andra egenskaper än dagens. De anpassningar som måste genomföras kan sammanfattas i ett antal utmaningar som måste lösas. Nedan kommer vi att kortfattat redogöra för de viktigaste utmaningarna, och längre fram i kapitlet kommer vi att beskriva möjliga lösningar på dessa utmaningar. De utmaningar som kommer att diskuteras knyter an till fysiska förlopp och administrativa processer på flera olika tidsskalor – allt från förlopp på millisekunds nivå till säsongsvariationer.

Intermittens och svårigheter att prognosticera: Produktion från vind och solkraft är väderberoende vilket medför att den inte är planerbar på samma sätt som termisk kraft eller vattenkraft med magasin. Detta leder till högre krav på reservkraft än idag.

Tillgänglig effekt: Under gynnsamma väderförhållanden kommer billig sol och vindkraft att konkurrera ut dyrare alternativ – oftast de kraftverk som behövs som reservkraft för att hantera utmaningen med intermittens. Lönsamheten för dessa kraftverk kan undermineras vilket kan leda till att de försvinner ur marknaden vilket kan leda till effektbrist.

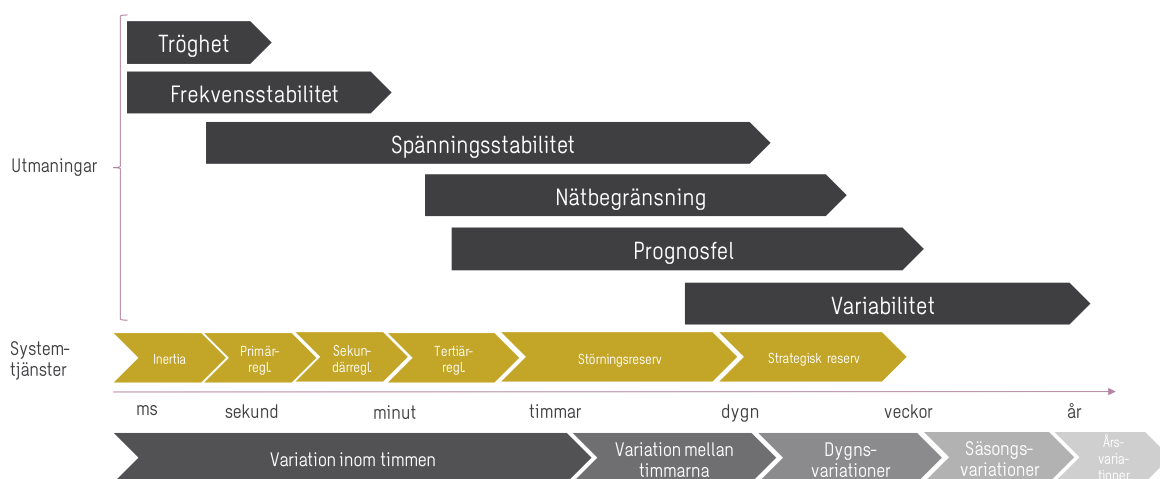
Nätbegränsningar: Idag används transmissionsnätet för att transportera stora mängder vattenkraft från norr till söder. Kärnkraften återfinns i södra delarna av landet och behöver därför inte transporteras lika långa sträckor. När kärnkraften fasas ut och delvis ersätts av vindkraft placerad i norra Sverige kommer det uppstå ett behov av förstärkta transmissionsnät genom landet.

Spänningsstabilitet. För att stora mängder kraft skall kunna överföras från norra till södra Sverige krävs att den reaktiva effektbalansen hanteras lokalt för att bibehålla spänningsnivåerna i transmissionsnätet. Reaktiv kraft kan inte överföras över stora avstånd vilket innebär att det behövs kraftverk som kan tillhandahålla reaktiv kraft spridda över hela transmissionsnätet för att spänningsnivåerna skall kunna hållas på tillräckligt höga nivåer över hela nätet. Idag är det kärnkraften som står för en betydande del av den reaktiva kraften i södra Sverige. När kärnkraftverken i södra Sverige försvinner och delvis ersätts av vindkraftverk belägna i norra Sverige krävs nya lösningar för att upprätthålla spänningsnivåerna i transmissionsnätets södra delar. Detta kan ske med hjälp av kraftelektronik.

Frekvensstabilitet och tröghet. Idag används vattenkraften för att reglera systemet på alla tidshorisonter. För att kunna bidra till frekvensreglering (automatisk primär- och sekundärreglering) krävs att vattenkraftverken roterar och är inkopplade producerar kraft. I situationer med låg last och stor andel vind och sol kommer vattenkraften behöva regleras ned till ett minimum för att inte vind- och solkraft ska behöva spillas. Det innebär i sin tur att det finns färre vattenkraftsaggregat som kan bidra till frekvensreglering. De nya kraftverken är inte lika lätta att styra och är inte användbara för uppreglning. De nya kraftverkens väderberoende gör dessutom att variationerna i kraftbalansen kan förväntas bli ännu större än idag. Termiska kraftverk och vattenkraftverk består av roterande synkrongeneratorer som är direktkopplade till transmissionsnätet. Den roterande massan i dessa anläggningar tillför en betydande tröghet i systemet. Denna tröghet är av stor vikt för systemets stabilitet, då den kan användas för att mycket snabbt hantera snabba frekvensvariationer i transmissionsnätet. En mycket stor andel av trögheten i det svenska kraftsystemet tillhandahålls av kärn- och vattenkraftverk. De sol och vindkraftverk som finns idag lämnar inget bidrag till systemets tröghet, så när kärnkraften stängs och ersätts av sol och vindkraft får vi ett ”lättare” kraftsystem. Systemets tröghet minskar kraftigt och behöver hanteras av vattenkraften och den kvarvarande termiska kraftproduktionen. Detta förvärrar balansregleringsutmaningen ytterligare då avsaknaden av tröghet betyder att balansregleringsåtgärder måste sättas in mycket snabbare.

Marknad, affärsmodeller, och regelverk. Dagens elmarknad och ansvarsfördelning mellan marknadens aktörer är anpassad till den produktionsmix som finns idag. Detsamma gäller de regelverk som styr marknaden. I samband med att planerbar termisk produktion ersätts av väderberoende vind och solkraft är det sannolikt att detta system kan behöva ersättas av ett system där handeln sker närmare leveransperioden eller där systemoperatören ges utökade befogenheter. På lång sikt måste det också säkerställas att marknaden ger de rätta incitament till investeringar i både produktion, energilager, efterfrågefleksibilitet och systemtjänster. Detta kommer bli mer komplext eftersom de olika tjänsterna delvis motverkar varandra. Så leder till exempel ökad efterfrågefleksibilitet till kapade pristoppar, som dock är en förutsättning för lönsamheten i energilager och vissa typer av produktion som pumpkraft eller gasturbiner. Ett annat exempel är dagens tariffstruktur som inte ger incitament att bygga mer kapacitet utan snarare incitament att stämpla ner effekten för att minimera nätkostnaden. Ytterligare ett annat exempel är energiskatten på el som motverkar incitamenten för energilagring då energiskatt måste betalas när lagren förbrukar el. Slutligen kan de regelverk som styr vattenkraftverken idag behöva ses över inklusive implementeringen av vattendirektivet som kommer att ha en direkt påverkan på vattenkraftens möjlighet att reglera det framtida kraftsystemet. Utmaningarna sammanfattas i nedanstående figur.

Figur 30: Utmaningarna i ett kraftsystem med 100% förnybart



Källa: Vattenfall (2016)⁸

3.2 Lösningar för ett kraftsystem med 100% förnybart

Det behövs många olika åtgärder, för att få ett kraftsystem med 100% förnybart att fungera, både inom nät, produktion, energilager, efterfrågan samt marknad och affärsmodeller. De utmaningar som beskrivits ovan kommer att kräva en rad åtgärder inom en rad olika områden. I vad som följer kommer vi att diskutera ett antal olika åtgärder och beskriva hur bidrar till att lösa de problem som beskrivits ovan. En sammanfattning av de olika åtgärderna ges i nedanstående figur.

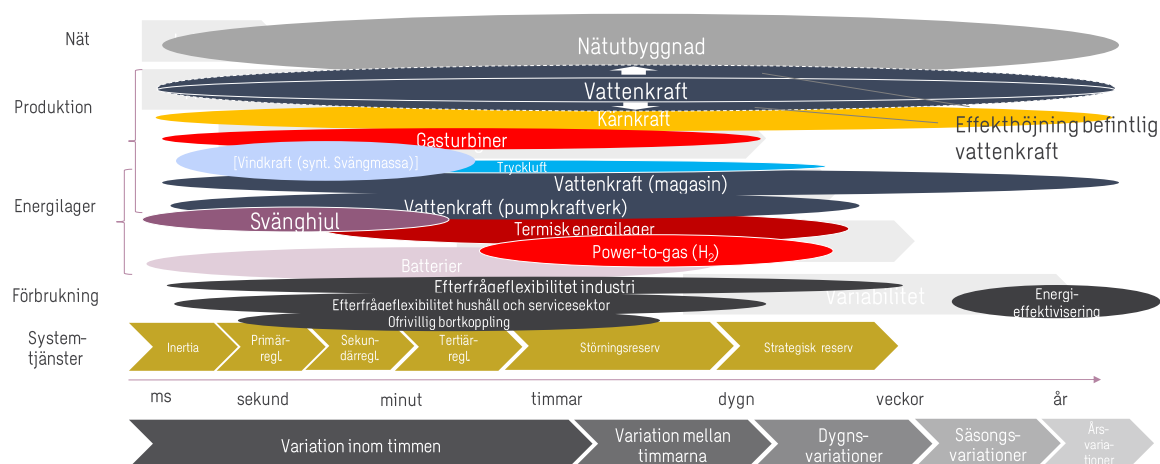
På övergripande nivå kan de resurser som finns för att öka flexibiliteten i kraftsystemet delas in i flexibel produktion, efterfrågefleksibilitet och lagring även om gränserna mellan dessa flexibilitetsresurser inte är helt entydiga. Ett vattenkraftverk kan t.ex. betraktas som en flexibel produktionsresurs, men också som en produktionsanläggning med ett tillhörande gigantiskt lager i form av en kraftverksdamm. Därutöver kan nätutbyggnad som möjliggör export/import också medverka till att hantera systemets behov av flexibilitet.

Traditionellt har kraftsystemets behov av flexibilitet hanterats med hjälp av produktionsanläggningar med god förmåga att snabbt öka eller minska produktionen efter kraftsystemets behov. Förutsättningarna för att snabbt reglera elproduktionen skiljer sig åt mellan olika produktionskällor, både tekniskt och ekonomiskt. I många länder som inte har andra flexibla resurser som vattenkraft utgör

⁸ Helena Nielsen, Vattenfall (2016): Energikommissionens seminar energilager

gasturbiner en viktig flexibilitetsresurs, inte minst av beredskapsskäl. Gasturbiner utgör då ofta de viktigaste reserverna för att hantera bortfall av produktionsanläggningar och andra störningar. I det nordiska kraftsystemet har i första hand vattenkraften stått för behovet av upp- och nedreglering på ett jämförelsevis enkelt och kostnadseffektivt sätt. Men i takt med att den väderberoende förnybara elproduktionen ökar kommer ytterligare flexibilitetsresurser att behövas. *Efterfrågefleksibilitet* är ytterligare en resurs som hittills inte utnyttjats i någon större omfattning, men som bedöms ha en stor potential. Rent tekniskt skiljer sig dock inte den systemnytta som upp eller nedreglering av inmatning/produktion kan bidra med från den som förändringar i uttag/efterfrågan kan åstadkomma. T.ex. är snabb reglering (MW/min) och korta varseltider i många fall inte mer svårhanterliga för efterfrågan än för produktion. Dock är normalt sett produktion en mer uthållig resurs som kan utnyttjas under en längre tid till skillnad mot efterfrågefleksibilitet som endast kan utnyttjas under en begränsad tid.

Figur 31: Lösningar för ett kraftsystem med 100% förnybart (illustrativt)



Källa: Sweco

Det kommer krävas en utbyggnad av såväl transmissionsnäts-, distributionsnäts- och lokalnätsnivå för att både tillåta anslutning av ny förnybar elproduktion men även för att möjliggöra en sammankoppling med andra länder för en högre marknadsintegration och riskspridning.

Det kommer också krävas lagringsmöjligheter på olika tidshorisonter och snabbare resurser för primärreglering i tillägg till mer efterfrågefleksibilitet.

Samtidigt bör nya marknadsmodeller och stödsystem till förnybar som bättre stödjer leverans av effekt samt lösningar som stödjer leverans av systemtjänster utvecklas.

3.2.1 Nätrelaterade lösningar

Att bygga ut transmissionsnäten inom landet samt förstärka utlandsförbindelserna bidrar till att lösa ett antal av de beskrivna problemen. Fler kraftverk över ett större geografiskt område blir tillgängliga vilket mildrar effekterna av vind och solkraftens intermittens. Dessutom minskar sannolikheten för effektbrist. Slutligen medför starkare nät att fler reglerresurser blir tillgängliga vilket bidrar positivt till problemet med frekvensstabilitet.

För att lösa utmaningen med frekvensstabilitet i ett 100% förnybart kraftsystem med lägre svängmassa, finns det ett antal *tekniska lösningar* att tillgå:

- Synkronkompensatorer som bidrar med svängmassa
- HVDC förbindelser med utrustning för syntetisk svängmassa

3.2.2 Produktionsrelaterade lösningar

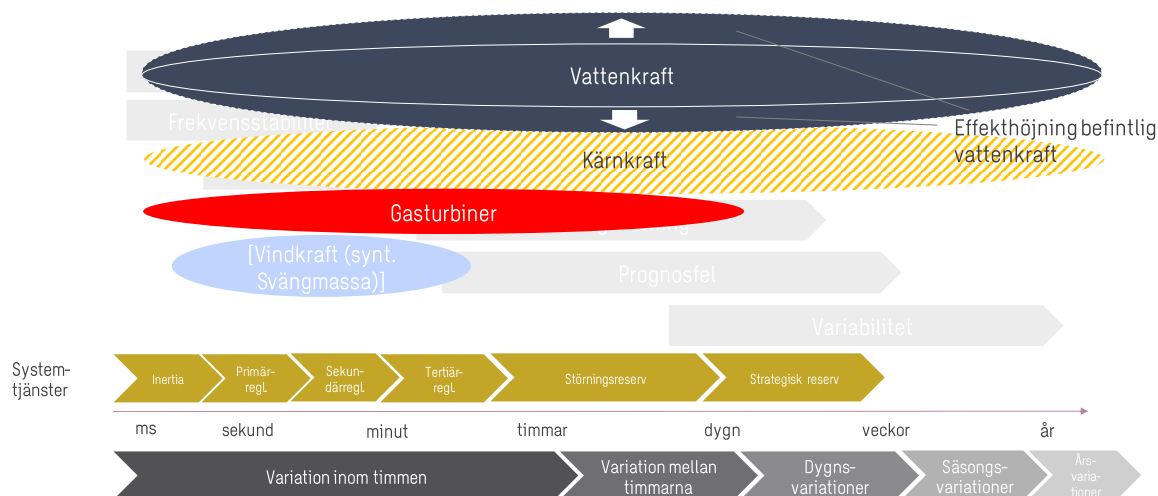
Vindkraft och solkraft är produktionslag som inte har bränsledepåer och som är väderberoende. Kraftproduktionen från dessa produktionslag kommer därför att variera på ett mindre förutsägbart sätt. Ökande mängder vind och solkraft kommer därför att leda till ett större behov av reglerresurser.

Traditionellt har kraftsystemets behov av flexibilitet hanterats med hjälp av produktionsanläggningar med god förmåga att snabbt öka eller minska produktionen efter kraftsystemets behov. Förutsättningarna för att snabbt reglera elproduktionen skiljer sig åt mellan olika produktionskällor, både tekniskt och ekonomiskt. I många länder som inte har andra flexibla resurser som vattenkraft utgör gasturbiner en viktig flexibilitetsresurs, inte minst av beredskapsskäl. Gasturbiner utgör då ofta de viktigaste reserverna för att hantera bortfall av produktionsanläggningar och andra störningar. I det nordiska kraftsystemet har i första hand vattenkraften stått för behovet av upp- och nedreglering på ett jämförelsevis enkelt och kostnadseffektivt sätt.

Vattenkraftens kommer även fortsättningsvis att vara en ytterst viktig reglerresurs och sannolikt ännu viktigare än idag. Men vattenkraftverkens installerade effekt är begränsad, och regelverk som ställer krav på vattennivåer i magasinen längs älvarna begränsar möjligheten att använda vattenkraften ytterligare. Om dessutom all kärnkraft avvecklas kommer vattenkraften att behövas för att täcka en del av behovet av baslast vilket medför att det finns en risk att den inte kommer att kunna användas för reglering i samma utsträckning som idag.

Om det är politiskt möjligt skulle gasturbiner kunna användas för att tillföra flexibilitet till kraftsystemet. Dessa levererar inte förnybar energi, och kan komma att behöva någon form av kapacitetsmekanism för att bli lönsamma. I länder utan lika god tillgång till vattenkraft som Sverige är gasturbiner sannolikt oundvikliga. Nedanstående figur sammanfattar produktionsrelaterade åtgärder för balansreglering:

Figur 32: 3.2.2 Produktionsrelaterade lösningar för ett 100% förnybart kraftsystem



Källa: Sweco

Svaret på vilken teknisk lösning som är bäst lämpad för att tillgodose marknaden med effekt (flexibilitet) är inte entydigt, utan det finns fog att anta att lösningen kommer vara en kombination av olika kraftslag och teknologier. Däremot är det relevant att diskutera hur stor andel av behovet som respektive teknik tillgodoser. Utvecklingen är delvis beroende av politiska beslut men även teknisk utveckling. På en konkurrensutsatt marknad är det slutligen vilka ekonomiska incitament som finns för att investera i olika lösningar och kraftslag som avgör vilken lösning(ar) som realiseras. Oavsett vilket (vilka) alternativ som kommer att tillgodose behovet med flexibilitet så krävs långsiktig lönsamhet, effektivitet samt tillgänglighet. För att uppnå lönsamhet så bör även skatter samt avgifter ses över, då de kan få en styrande effekt. Viktigt att poängtera är att oavsett val av lösning för att tillgodose systemet med flexibilitet så kommer det att vara förknippat med kostnader, och att vattenkraften är konkurrenskraftig jämfört övriga alternativ.

Vattenkraftens förmåga att tillgodose både topp effektbehovet och behovet av reglering gör att den som energislag därmed kan få än större betydelse i framtiden.

Tidigare Sweco-studier⁹ visar på en betydande potential för effektutbyggnad för den svenska vattenkraften. Även om analyserna innehåller en rad förenklingar, uppskattas den totala potentialen för effektutbyggnad till 3400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige. Om resultatet extrapoleras till att inkludera de kraftproducerande älvarna som inte inkluderats i analysen uppgår potentialen till 3900 MW. Jämförelsevis så överstiger detta den installerade kapaciteten av de fyra kärnkraftsreaktorer som fasas ut till år 2020.

Den absoluta och relativa potentialen för effektutbyggnad skiljer sig åt mellan de olika älvarna. I genomsnitt kan den installerade kapaciteten för samtliga av de analyserade älvarna ökas med 24 % jämfört med dagens kapacitet. Resultaten indikerar att vattenkraften kan byggas ut markant för att tillgodose de behov av flexibilitet som kommer att behövas i omställningen till ett förnybart kraftsystem.

De tekniska, miljömässiga och ekonomiska förutsättningarna för att realisera effektökningspotentialen skiljer sig stort mellan olika kraftstationer och älvar. De älvar som har bäst förutsättningar kommer sannolikt att byggas ut i första hand, medan de älvar som är minst lämpliga troligtvis aldrig kommer att byggas ut.

Det skall noteras att det redan idag finns möjlighet för effektökning genom att byta ut uttjänta aggregat till mer effektiva aggregat med större slukförmåga, och därmed öka den installerade effekten. Effektökning genom att byta ut uttjänta aggregat till mer effektiva aggregat med större slukförmåga är förmodligen en av de mest kostnadseffektiva effekthöjande åtgärderna eftersom de inte kräver betydande investeringar utöver de normala reinvesteringarna. En vidare studie inom ämnet är att analysera de ekonomiska förutsättningarna närmare i en eller flera av älvarna. Detta inkluderar då att utreda hur reinvesteringsbehovet samvarierar (ålder på anläggningar), utreda hur kostnaden för att genomföra olika effektutbyggnader varierar samt investeringsnivåer.

Idag finns det dock ett konkret hinder för att investera i aggregat med ökad slukförmåga eftersom omprövning av befintlig vattendom krävs. För att den fulla potentialen skall realiseras så krävs det även att flera kraftstationer byggs ut koordinerat i respektive älvsträckning. Detta helhetsgrepp borde därför även prägla omprövningsprocessen. Dessa vattendragsvisa prövningar skulle då även vara till stor fördel i arbetet med miljöanpassningen av vattenkraften då en större systemnytta skulle uppnås genom ett helhetsgrepp istället för att genomföra punktåtgärder där de dyker upp, exempelvis i samband med förnyelse av kraftverk. Genom att kombinera den kraftmässiga systemnyttan med den miljömässiga lägger vi en god grund för ett förnybart energisystem och för levande sjöar och vattendrag.

Idag är det oklart hur ramvattendirektivet kommer att implementeras i praktiken, vilket potentiellt är hämmande för svensk vattenkrafts förmåga att tillgodose systemet med flexibilitet, och kan påverka reglerbarheten negativt jämfört med dagens reglerbarhet. Detta leder till motsatt effekt jämfört med det nutida, men framför allt framtida, behovet av flexibilitet. Detta kan få stora konsekvenser på det svenska kraftsystemet då andra lösningar kommer att krävas för att tillgodose behovet av flexibilitet.

Solkraft och vindkraft bidrar inte till den mekaniska svängmassan i kraftsystemet eftersom sol och vindkraftverk inte har synkront inkopplade generatorer. För att ersätta den (betydande) mekaniska svängmassa som går förlorad när kärnkraften stängs kan en rad olika åtgärder vidtas. Vattenkraften bidrar med mekanisk svängmassa, och detta bidrag skulle kunna öka om vattenkraften byggdes ut.

Det är i princip möjligt att utvinna en sorts syntetisk svängmassa från icke-synkrona produktionsresurser, men denna svängmassa är inte ekvivalent med traditionell mekanisk svängmassa. Syntetisk svängmassa skulle kunna vara effektiv vid stora frekvensfall, men kan troligtvis inte ersätta den mekaniska svängmassan fullt ut, bland annat för att det är en reglerteknisk utmaning att hantera små frekvensavvikelser.

Vindkraftsleverantörer har visat ett vindkraftverk kan öka sin uteffekt under en begränsad tidsperiod efter ett frekvensfall, men att kraftverken därefter behöver en återhämningsperiod där uteffekten är lägre än innan frekvensfallet. Det finns även studier som visar att syntetisk svängmassa från vindkraft i vissa fall kan förvärra situationen.

För att syntetisk svängmassa skall kunna användas i stor skala behövs därför mer utförliga undersökningar om hur och när den ska avropas. Vidare behövs förändringar i regelverken. Det saknas idag krav eller

⁹ Sweco (2016): En kvantitativ analys av potentialen för effektutbyggnad i befintliga svenska vattenkraftverk

ekonomiska incitament för vindkraftsproducenter att investera i utrustning som möjliggör syntetisk svängmassa. I vissa delar av världen ställs dock sådana krav. Exempelvis ställs det krav i vissa delar av Kanada (Quebec) att nya vindkraftverk skall kunna reagera med en sorts tröghet vid frekvensfall.

Det är även möjligt att utvinna syntetisk svängmassa från energilager eller HVDC-förbindelser med utrustning för syntetisk svängmassa.

Ett annat alternativ är att använda s.k. synkronkompensatorer som bidrar med svängmassa. *Synkronkompensatorer* är i princip elmotorer som går på tomgång och kan ersätta mekanisk svängmassa fullt ut. Flera synkronkompensatorer har nyligen byggts i både Norge och Danmark.¹⁰ Det tar dock tid att få dessa på plats och det är inte troligt att de skulle finnas tillgängliga innan 2021. Synkronkompensatorer används ofta för att tillföra reaktiv effekt i svaga punkter i nätet, men bidrar också med svängmassa i viss mån. Om synkronkompensatorer kopplas till ett svänghjul kan dessa bidra väsentligt mer med mekanisk svängmassa. Nya synkronkompensatorer bidrar enligt Svk med ett H-värde på ca. 5s, men detta förutsätter att maskinen förses med svänghjul.

Generatorerna från avställda kärnkraftverk kan också användas som synkronkompensatorer. Detta är en relativt komplex lösning och naturligtvis förknippat med stora investeringskostnader och förluster vid drift. Att bygga om generatorer vid kärnkraftverk till synkronkompensatorer innebär också en påverkan på avvecklingen av anläggningen, och kräver en särskild försiktighet under den tid reaktorinneslutningen finns intill. Biblis A (1640 MVA) i Tyskland är konverterad till en synkronkompensator främst för spänningshållning och kan leverera från -400 upp till +900 MVar. Ombyggnationen av Biblis krävde ett omfattande mekaniskt och elektriskt arbete¹¹. Utan tröghetsmomentet från turbinen utgör en synkronkompensator ett mindre bidrag till systemets svängmassa än ett kärnkraftverk med samma effekt. H-konstanten för ett ombyggt aggregat beror på hur aggregatet är utformat, hur mycket av turbinen och axeln som kopplas bort, hur mycket eventuell extrautrustning som behövs på den roterande axeln och hur mycket extra massa som tillförs för svänghjuleffekt. Indikativt kan det röra sig om H mellan 1 och 1.25¹², dvs. 10-20% av vad ett kärnkraftverk bidrar med. Även högre värden kan nås vid omfattande ombyggnation. Nya synkrongeneratorer har enligt leverantörernas uppgift möjlighet att leverera ett H-värde på ca. 5 inklusive svänghjul.

Oavsett lösning innebär detta dock betydande kostnader som ännu inte är kartlagda. Dessa nya system skulle kräva markförvärv, nya fundament, ställverk, överföringsledningar, och så vidare. I allmänhet saknas f.n. ekonomiska incitament för att genomföra dessa ändringar vilket gör att vi finner det osannolikt att nedlagda kärnkraftverk kommer att byggas om för att erbjuda systemtjänster i framtiden.

Energiforsk har under hösten 2016 genomfört ett projekt för att undersöka möjligheterna att genomföra sådana anpassningar av nedlagda svenska kärnkraftverk. Projektet bestod av två workshops som hölls på Vattenfalls huvudkontor samt på Ringhals. Syftet med projektet var att diskutera tekniska detaljer kring hur kärnkraftverk kan byggas om på detta sätt. Ett antal slutsatser drogs under projektet. För att bibehålla systemets svängmassa skulle turbinaxeln behållas med undantag för turbinbladen, eftersom de skulle leda till alltför mycket friktion och värmeförluster. Enligt studien är det förmodligen enklast och mest ekonomiskt fördelaktigt att försöka göra så få ändringar som möjligt i den nuvarande utformningen. Extra massa i form av dummyringar skulle kunna läggas till turbinaxeln, förutsatt att den inte överskrider viktgränsen på den stödjande strukturen. Den nya axelkonstruktionen bör analyseras för att säkerställa att egenfrekvenserna i systemet kan undvikas.

Vindkraftverk och solkraftverk bidrar inte idag inte nämnvärt med den reaktiva effekt som behövs för att bibehålla tillräckliga spänningsnivåer i kraftsystemet. Det är tekniskt möjligt att konstruera vind och solkraftverk som levererar reaktiv effekt, men det saknas både ekonomiska incitament och krav från myndigheter för att tekniken skall börja användas. Vattenkraftverk tillför reaktiv effekt, men vattenkraftverken är lokaliserade långt från de kärnkraftverk vars bidrag till den reaktiva effekten kommer att försvinna. Energilager skulle kunna bidra med reaktiv effekt, men detta kräver naturligtvis att de placeras i landets södra delar där förlusten av reaktiv effekt p.g.a. kärnkraftens stängning kommer att bli som mest

¹⁰http://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/FACTS/Synchronous%20Condenser/Synchronous_Condenser.pdf

¹¹ http://www.energy.siemens.com/us/pool/hq/energy-topics/technical-papers/Paper_GenoSynchronousCondenser_EN.pdf

¹² D.P. Kothari, I.J. Nagrath, *Modern Power System Analysis*, Tata McGraw-Hill, New Delhi, 2003

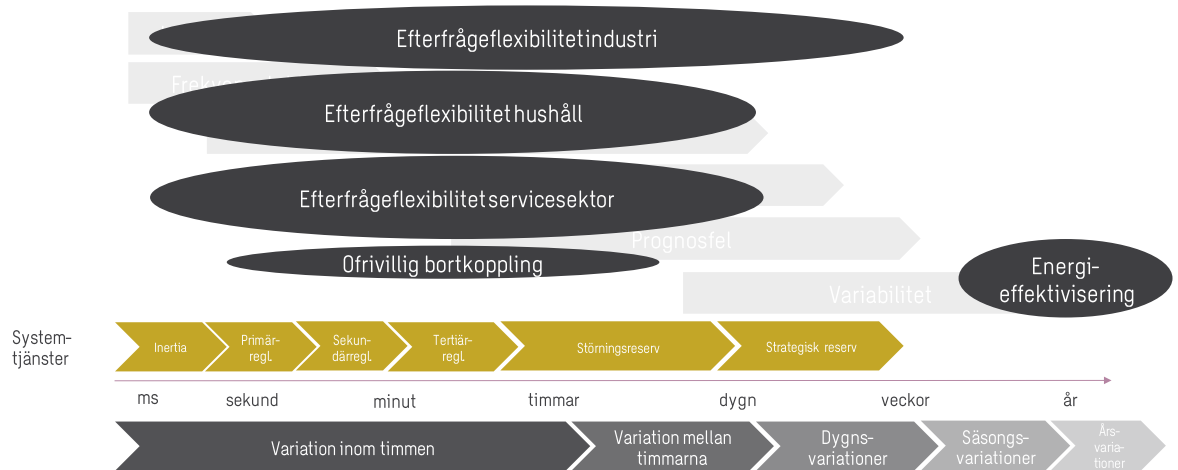
kännbar. Däremot så bidrar en bättre geografisk spridning av både sol- och vindkraft till en högre tillgänglig effekt.

3.2.3 Elanvändningsrelaterade lösningar

Efterfrågefleksibilitet skulle i framtiden kunna bidra till att lösa problem med intermittens, effektuttag, samt frekvensreglering. Elkonsumenter erbjuds villkor som ger dem incitament till att flytta sin elförbrukning från perioder med högt effektuttag och höga priser till perioder med lägre effektuttag och lägre priser. Elkonsumenter med möjlighet att mycket snabbt ändra sitt effektuttag skulle dessutom kunna bidra till frekvensreglering. Samtidigt kan energieffektivisering användas för att generellt sänka efterfrågan.

Nedanstående figur sammanfattar hur efterfrågefleksibilitet skulle kunna bidra till att lösa vissa av utmaningarna.

Figur 33: Elanvändningsrelaterade lösningar för ett 100% förnybart kraftsystem

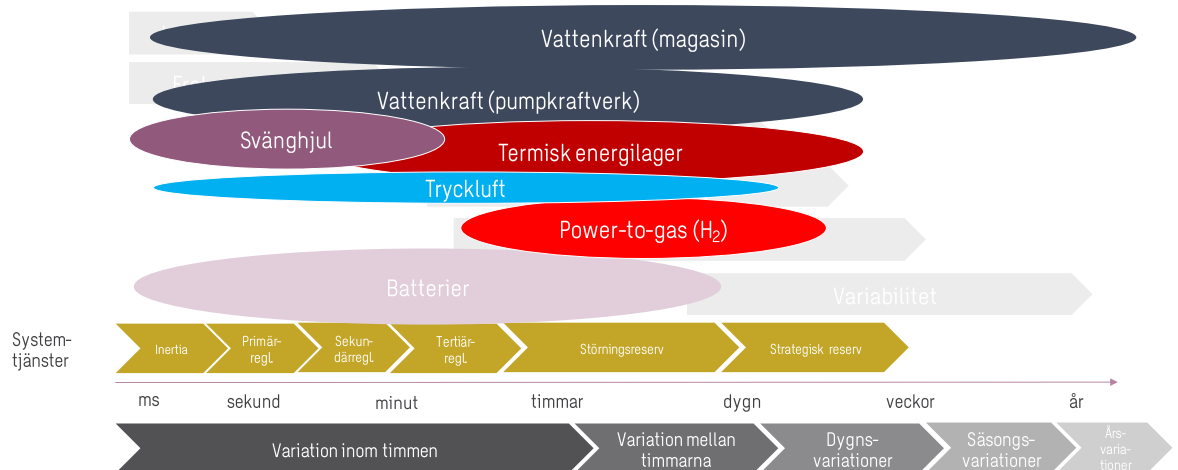


Källa: Sweco

3.2.4 Energilager

Energilager är, tillsammans med ett väl planerat elnät och utvecklat regelverk kring sin tillämpning av stor strategisk betydelse för att uppnå Sveriges högt uppsatta energi- och klimatmål. Energilager kan användas för frekvensreglering, för att hantera tillfälliga produktionstoppar- och dippar i kraftsystemet, men även för säsongslagring där solkraft producerad under sommaren lagras för förbrukning under vinterhalvåret. Figuren nedan sammanfattar hur energilager kan bidra till att lösa de olika problemen.

Figur 34: Energilagerlösningar för kraftsystem med 100% förnybart



Källa: Sweco

Då elberoendet i samhället ökar successivt utgör tillgängligheten på el en essentiell funktion som alltid måste vara fungerande och stabil. Till och med korta uppehåll i försörjningen kan orsaka höga kostnader för elanvändare. Därför är reservkraft som med mycket kort varsel kan säkerställa driften en mycket viktig komponent i ett kraftsystem. Ur det perspektivet skulle därför större energilagring kunna utgöra ett komplement då det är tekniskt möjligt. Beroende på hur energilagret är utformat skulle det exempelvis kunna tillföra el när det är laddat alternativt avbryta en pågående uppladdning och därmed frigöra el som kompenserar för bortfallet.

Energilagring kan hjälpa till med frekvensreglering. Frekvensen i det nordiska kraftsystemet tillåts variera mellan 49,9-50,1 Hz och om frekvensen avviker för mycket från det nominella värdet kan systemkomponenter som transformatorer, turbiner ta skada samtidigt som många apparater som är ansluta till nätet arbetar sämre. Vid avvikelser från detta nominella intervall aktiveras olika typer av reglerresurser av Svenska kraftnät, ofta handlar det om reglering av produktionen från synkrona turbiner i kraftverk. Turbinerna i dessa kraftverk har en inneboende tröghet mot förändring som fungerar dämpande mot snabba skiftningar i balansen mellan produktion och konsumtion. Om en större andel el i framtiden produceras från kraftslag som sol- och vindkraft (som inte använder sig av synkronmaskiner som är direktkopplade till nätet) riskerar svängmassan att minska (eller snarare bli "förhållandevis mindre" jämfört med vad den var innan denna intermittenta RES som inte tillför någon tröghet) och sårbarheten för driftstörningar att öka. Olika typer av energilagring kan användas för att skapa så kallad "syntetisk" svängmassa genom att reagera på frekvensavvikelser och på så vis göra kraftsystemet mer robust och främja utvecklingen av dessa förnyelsebara kraftslag. Vissa energilagring kan också användas för att undvika transmissionsinvesteringar.

Det är också viktigt att förstå vilken potential olika typer av energilagring har för framtiden. Detta för att undvika stora investeringar i utbyggnad av elnät för att lösa dagens överföringsproblematik, när problemen i ett senare skede istället hade kunnat lösas betydligt billigare med hjälp av energilagring.

Batterier är mycket intressanta lösningar framförallt lokalt. I ett scenario med mycket solkraft en solig sommardag som överskrider det maximala effektbehovet skulle energilagring kunna spela en viktig roll genom storskalig energilagring. Lokalt kan det också bidra till att minska behovet av nätinvesteringar. Batterier har också potential att bidra med flera systemtjänster som exempelvis frekvensreglering. Batterier i hemmet kan vara intressant för att både "kapa toppar" när effektbehovet är som störst och på så sätt möjliggöra nedsäkring, samt att tjäna pengar på volatiliteten i elpriserna antingen på spotmarknaden eller på reglermarknaden.

En utbyggnad av de befintliga svenska vattenkraftsmagasin skulle kunna öka möjligheten för säsongslagring. Detta har dock hittills varit ett tabutema.

Pumpkraftverk kan bli ekonomiskt intressanta energilagring på sikt. Idag finns globalt sett driftsatta energilagring med en effekt på cirka 146 GW, varav cirka 142 GW är pumpvattenkraftverk (DOE, 2016). I Sverige finns ett fåtal pumpvattenkraftverk, i övrigt så är det mycket små mängder energilagring i drift i Sverige idag. Stigande kostnader för elnät, reglerkraft och större elprisvolatilitet i kombination med sjunkande priser på energilagring gör dock att de ekonomiska förutsättningarna succesivt förbättras. Samtidigt kvarstår många frågetecken för nyinvesteringar i energilagring. De senaste åren har flera energilagringstekniker gjort stora framsteg, men fortfarande syns inga omfattande satsningar på energilagring i Sverige.

Ett pumpvattenkraftverk är en anläggning där vatten pumpas upp från en lågt belägen reservoar till en högt belägen reservoar när elpriset är lågt. Vatten pumpas antingen med en pump och turbin eller med en reversibel pumpturbin. När det sedan finns ett behov av mer elkraft och högre elpriser fungerar pumpkraftverket som ett konventionellt vattenkraftverk. Det uppsamlade vattnet släpps ner mot den lägre reservoaren och passerar på vägen en turbin som genererar elkraft. Ett pumpkraftverks cykelverkningsgrad ligger typiskt mellan 70% och 85% (AC till AC). Förlusterna uppstår främst vid uppumpning och vattnets passage ned genom turbinen, och till en mindre del i generatoren, transformatorer och vattenschakt.

Pumpkraftverk kan generellt regleras snabbt, med en responstid på några sekunder och möjlighet att producera på full effekt inom några minuter. Detta gör pumpkraftverk speciellt lämpade för att optimera kraftproduktionen från en grupp kraftverk. De kan också nyttjas för intermittent kraftbalansering (spännings- och frekvensstyrning), återstart av kraftverk efter driftstörningar och för att skjuta fram investeringar i nätutbyggnad. Pumpkraftverk är en bra matchning för vindkraft då vatten som pumpas upp kan bevaras där

under mycket lång tid för att portionsvis kompensera luckor i vindkraftsproduktionen (Hansson M., 2014) (Larsson & Ståhl, 2012) (Nordling A., 2015).

Tryckluftslagring av elenergi bygger på principen att eldrivna kompressorer används för att komprimera luft när det finns ett överflöd av elproduktion. Den komprimerade luften lagras sedan i antingen underjordiska geologiska naturliga eller byggda formationer (ex tomma naturgaskällor eller övergivna gruvor). Vid urladdning av lagret används den komprimerade luften för att driva turbiner. Vid kompression alstras en stor mängd värme. Den energin som omvandlas till värme måste ersättas vid urladdning för att en rimlig verkningsgrad skall erhållas. Tryckluftslagring är mekaniska system och det finns därmed en viss inbyggd tröghet vilket påverkar reaktionstider, men med modern teknik handlar det om sekunder. Tekniken är beprövad, har en relativt låg kostnad och är lämplig för energilagringssapplikationer som kräver mycket kapacitet över en längre period och förväntas därför också stå för en del av marknaden för energilagring för elnät de närmaste åren.

Nedanstående tabell sammanfattar de lagringsrelaterade åtgärderna.

Tabell 2: Sammanfattning av viktiga parameter för olika energilager

| Lagringsteknik | Pumpvattenkraft | Tryckluft | Power to Gas (metan) | Svånghjul | Flödesbatterier | Litiumjonbatterier |
|---------------------------------------|-----------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| Fördelar | Hög kapacitet, låg relativ kostnad, storskalig lagring | Hög kapacitet, låg relativ kostnad, storskalig lagring | Möjlighet för storskalig lagring i gasnätet | Snabb respons, hög effekt | Skalbar lagringskapacitet | Hög energi- och effekttäthet |
| Nackdelar | Krav på höjdskillnad, ingrepp i naturen, låg energitäthet | Kräver naturliga förutsättningar och gasturbinkraftverk, låg energitäthet och verkningsgrad | Låg verkningsgrad | Snabb självurladdning, låg energimängd | Hög kostnad, Pre-kommersiellt stadie | Hög kostnad, vissa säkerhetsrisker |
| Tillämpningsområde | Säsongslagring, Frekvensreglering, nätstabilisering | Dygnslagring, nätstabilisering, senarelägga nätinvesteringar | Säsongslagring, reglerbar last | Frekvensreglering, Black-start, elkvalitetstjänster | Dygnslagring, nätstabilisering, senarelägga nätinvesteringar, black-start | Dygnslagring, senarelägga nätinvesteringar, black-start, frekvensreglering |
| Effekt [MW] | 100-5000 | 10-100 | 0,1-1000 | 0,001-1 | 0,1-100 | 0,1-20 |
| Lagringstid | 1-24 h | 1-24 h | | 0,1-20 min | < 10h | < 8h |
| Livslängd | 30-60 år | 25-40 år | 7-10 år | 20 år | 10-20 (tusen cykler) | 1-10 (tusen cykler) |
| Självurladdning [%/dygn] | < 0,5 | 0-10 | Försumbar | Max timlagring | 0,2 | 0,1-0,3 |
| Responstid | s - min | s - min | s - min | ms - s | ms - s | ms - s |
| Energitäthet [Wh/l] | 0,2 - 2 | 2-6 | 700 (80 bar) | 20-80 | 20-70 | 200-400 |
| Effekttäthet [W/l] | 0,1 - 0,2 | 0,2-0,6 | | 5 000 | 0,5-2 | 1 000 -10 000 |
| Verkningsgrad¹³ [%] | 70-85 | 40-70 | 45-55 | 70-95 | 60-85 | 85-95 |

Källa: SBC Energy Institute, 2016, Nordling A., 2015 och Mohseni, Görling, Liwiz och Larsson, 2016

3.2.5 Marknad, regelverk och stödsystem

I den nuvarande marknadsmodellen är betalningar för energi den helt dominerande betalningsströmmen. Det sker såväl betalningar för energi som upphandlats på dagen-före marknaden, intradagmarknaden, samt

¹³ Verkningsgraden definieras mängden återförd elektricitet dividerat med mängden tillförd elektricitet, bortsett från Power to Gas där det motsvarar framställd metan (LHV) dividerat med tillförd elektricitet.

balansmarknaden. Handel på dagen-före marknaden står för den dominerande volymen av det ekonomiska flödet. Utöver detta finns mindre betalningar för kapacitet (i Sverige för exempelvis effektreserven) samt vissa ersättningar för systemtjänster (olika typer av reserver).

Fram tills nyligen var det förväntningar om framtida elpriser som styrde investeringar i kraftproduktion. I dag styrs investeringar i stor utsträckning av olika stödsystem för förnybar produktion. Kombinationen av subventioner förnybar kraftproduktion och fallande bränsle- och CO₂-priser har medfört att energipriserna har fallit kraftigt och undergrävt lönsamheten i konventionell kraftproduktion.

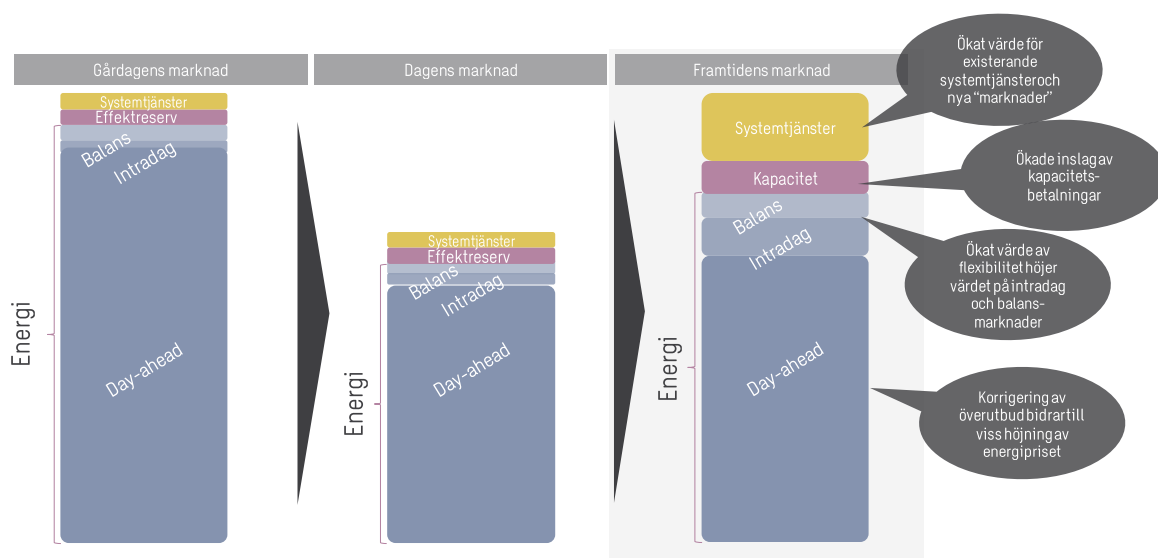
Om andelen variabel, väderberoende kraftproduktion fortsätter att öka kommer behovet av flexibla reglerresurser att öka. För att stimulera investeringar i sådana resurser vore det lämpligt om det blev lönsammare att agera på marknaderna med de kortaste tidshorisonerna.

I ett system där de rörliga kostnaderna utgör en allt mindre andel av de totala kostnaderna är det dock mycket möjligt att marknadsmodeller med olika typer av betalningar för kapacitet – både energiproduktionskapacitet och kapacitet för att leverera systemtjänster – kan komma att öka i betydelse. Detta är en utveckling som kan observeras i en mängd länder. På de svenska och nordiska marknaderna finns det sannolikt inget kortsiktigt behov av betalningar för energiproduktionskapacitet, men däremot kan andra former av kapacitetsbetalningar vara relevanta.

Slutligen är det troligt att systemtjänster blir mer knappa i framtiden, vilket innebär att det kommer att behövas betalnings- och marknadsmodeller som säkerställer att de nödvändiga systemtjänsterna erbjuds med tillräcklig kapacitet och tillgänglighet.

Sammantaget innebär detta att betalningar för energi sannolikt kommer att vara fortsatt viktiga (oklart exakt hur viktiga) i framtiden, men att betalningar för andra typer av tjänster kommer att öka kraftigt i betydelse, och stå för en inte oväsentlig del av intäktströmmarna. Nedanstående figur sammanfattar de olika marknadsmodellerna.

Figur 35: Marknaden under förändringar i ett kraftsystem med 100% förnybart



Källa: Sweco (2016)¹⁴

Även stödsystemen för förnybar elproduktion bör – så länge de behövs – anpassas för att hantera de problem som diskuterats ovan. Rent konkret innebär detta att stödsystemen bör ändras så att det blir intressantare för marknadsaktörerna att tillhandahålla effekt snarare än enbart energi.

Stödsystem har traditionellt konstruerats med ett strikt nationellt perspektiv. Vi anser dock att det är både möjligt och önskvärt med en viss grad av harmonisering av stödsystemen på nordisk nivå. Grundläggande

¹⁴ Sweco 2016): Prissättning av systemtjänster, memo till Uniper

spelregler sätts på nordisk nivå, men länderna ges vissa friheter att anpassa stödsystemen till lokala förhållanden.

Sweco har tidigare föreslagit¹⁵ ett auktionsbaserat system för RES-E i Norden baserat på tre teknikkategorier:

- 1) mogna teknologier som vattenkraft och landbaserad vindkraft
- 2) mindre mogna teknologier som havsbaserad vindkraft
- 3) planerbar förnybar elproduktion som biobaserad kraftvärme

Dessa bör ha årliga mål för auktionsvolym och ett pristak per kategori. Detta möjliggör både kostnadskontroll (via pristak och auktionsvolym) samt eventuell högre diversifiering. Givet att ett långsiktigt förnybarhetsmål sätts samt att de auktionerade volymerna ligger inom ett visst volymintervall över tiden skulle det innebära en betydande säkerhet för investerare samt en bättre planeringshorisont för de nordiska systemoperatörerna. Men framförallt skulle den tredje kategorin med planerbar produktion kunna bidra till att lösa effektfrågan på ett bättre sätt än ett helt teknologineutralt stödsystem kan.

¹⁵ Sweco (2016): RES New Gameplan, rapport till Nordisk Ministerråd

Bilaga

Tabell 3: Effektbalans i alla scenarier [MW]

| | Reference_2015 | Scenario 1_2040 | Scenario 2_2040 |
|-----------------------|----------------|-----------------|-----------------|
| Vattenkraft | 16 207 | 19 525 | 16 301 |
| Landbaserad vind | 5 829 | 22 887 | 17 578 |
| Havsbaserad vind | 200 | 880 | 2 597 |
| Sol | 0 | 11 035 | 22 069 |
| Övrigt förnybart | 0 | 6 | 6 |
| Kärnkraft | 8 893 | 0 | 0 |
| Gasturbin | 1 618 | 251 | 5 500 |
| Kondens+Extraction | 2 040 | 1 135 | 1 135 |
| KVV | 3 588 | 3 988 | 3 988 |
| | | | |
| Total kapacitet | 38 374 | 59 707 | 69 174 |
| Tillgänglig kapacitet | 26 670 | 24 574 | 24 486 |
| Max last | 25 092 | 27 347 | 27 347 |

Källa: Modellsimuleringar i Apollo och Swecos antaganden

Tabell 4: Antagna värden för tröghetskonstanten för olika produktionslag

| Produktionslag | Tröghetskonstant H (s) |
|--------------------|------------------------|
| Kärnkraft | 6,4 |
| Vattenkraft | 3,4 |
| Termisk kraft | 2,8 |
| Vind- och solkraft | 0 |
| Import via HVDC | 0 |

Källa: Svk, Anpassning av kraftsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion, december 2015

Tabell 5: Överföringskapacitet inom Sverige samt till handelsländer, MW

| Riktning | Reference_2015 | Scenario 1_2040 | Scenario 2_2040 |
|--------------|----------------|-----------------|-----------------|
| SE1→SE2 | 3 300 | 5 000 | 5 000 |
| SE2→SE1 | 3 300 | 5 000 | 5 000 |
| SE2→SE3 | 7 300 | 14 000 | 10 000 |
| SE3→SE2 | 7 300 | 14 000 | 10 000 |
| SE3→SE4 | 5 300 | 7 500 | 7 500 |
| SE4→SE3 | 2 000 | 4 200 | 4 200 |
| SE3→DK1 | 680 | 1 680 | 1 680 |
| DK1→SE3 | 740 | 1 740 | 1 740 |
| SE4→DK2 | 1 300 | 1 300 | 1 300 |
| DK2→SE4 | 1 700 | 1 700 | 1 700 |
| SE1→Finland | 1 500 | 1 800 | 1 800 |
| Finland→SE1 | 1 100 | 1 600 | 1 600 |
| SE3→Finland | 1 200 | 1 200 | 1 200 |
| Finland→SE3 | 1 200 | 1 200 | 1 200 |
| SE1→N04 | 600 | 600 | 600 |
| N04→SE1 | 700 | 700 | 700 |
| SE2→N03 | 1 000 | 1 000 | 1 000 |
| N03→SE2 | 600 | 600 | 600 |
| SE2→N04 | 300 | 300 | 300 |
| N04→SE2 | 250 | 250 | 250 |
| SE3→N01 | 2 095 | 2 095 | 2 095 |
| N01→SE3 | 2 145 | 2 145 | 2 145 |
| SE4→Tyskland | 615 | 1 315 | 1 315 |
| Tyskland→SE4 | 600 | 1 300 | 1 300 |
| SE4→Polen | 600 | 600 | 600 |
| Polen→SE4 | 618 | 618 | 618 |
| SE4>Litauen | 0 | 700 | 700 |
| Litauen>SE4 | 0 | 700 | 700 |

Källa: Nord Pool, SvK och Swecos antaganden