



100 % förnybart till 2040

Två scenarier för 100 % förnybart

En sammanfattning av Swecos rapport "100 % förnybart" som beskriver behoven och konsekvenserna av omställningen till ett helt förnybart system till 2040.

1.1 Sammanfattning

Det finns brett politiskt stöd, inom ramen för Energiöverenskommelsen, för att Sverige ska ha ett 100 % förnybart energisystem till 2040. Men hur ser vägen dit ut? Vilka investeringar behöver göras? Hur ska vi få ett stabilt och välfungerande energisystem och hur kommer fördelningen mellan sol, vind och vatten att se ut i den framtida energimixen? Dessa är frågor som besvaras i en rapport som Sweco tagit fram på uppdrag av Skellefteå Kraft titulerad "100 procent förnybart". Detta är en sammanfattning av den rapporten.

När kärnkraft ersätts av förnybar kraftproduktion kommer regelverk, marknadsmodeller och överföringsnät att behöva anpassas. Det behövs helt enkelt många förändringar för att få ett kraftsystem med 100 % förnybar energi att fungera optimalt. 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 utfasning av termisk energi, ökad produktion av väderberoende energislag, effekthöjning av vattenkraften samt utökad roll som energilager, genom större magasin eller via pumpkraft. Vattenkraften möjliggör utbyggnaden av vind och sol, eftersom den kan sparas till perioder då vinden inte blåser lika mycket eller soltimmarna är färre. Den rikliga tillgången på vattenkraft i norra Sverige utgör därför ett grönt batteri, färdigt att utnyttjas i ett scenario med en fossilfri energiproduktion.

Sweco har skisserat två alternativa vägar till 100 % förnybart. Det ena produktionsscenarioet fokuserar på en lösning med landbaserad vindkraft, solkraft och effekthöjningar för den befintliga vattenkraften, där inga nya älvar tas i anspråk. Det andra scenarioet fokuserar på en produktionsmix med land- och havsbaserad vindkraft, en betydande produktion från solkraft samt extra spetskapacitet i form av gasturbiner. Gemensamt för båda scenarier är att kärnkraften är avvecklad, att elanvändningen ökar, att transmissionskapaciteten både inom landet och till andra länder byggs ut samt att efterfrågeflexibiliteten ökar. Analysen visar att det bedömda investeringsbehovet i det första scenarioet blir något lägre. Med det andra scenarioet, där vägen till 100 % förnybart i större utsträckning går mot havsbaserad vindkraft och solkraft, så krävs omfattande investeringar i energilager när effekthöjningar i vattenkraften inte sker och kan möjliggöra att vattenkraften än mer kan användas som reglerkraft samt skapa tröghet och stabilitet i energisystemet. I bägge scenarierna finns ett ökat behov av att bygga ut överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige, även om behovet är störst i scenario 1.

Även om investeringsbehovet för scenario 1 är lägre är det tydligt att stora investeringar kommer att behöva göras oavsett scenario. Man kan dock tänka sig att dessa investeringar, utöver ett klimatneutralt energisystem, även kan föra med sig andra samhällsvinster. En utbyggnad av vattenkraften, vindkraften och solkraften kommer att skapa tusentals nya jobb, både i storstaden och på landsbygden. Samtidigt kommer satsningarna bidra till att stimulera innovation, vilken kommer att stärka Sveriges ställning inom viktiga framtida teknikområden.

Den långsiktiga utvecklingen av det svenska energisystemet i enlighet med dessa två scenarier karaktäriseras av en ökande betydelse av 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 för 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. Detta innebär en lägre produktion av vattenkraft då vind och sol producerar som mest och att vattnet sparas till perioder med mindre förnybar produktion.

Marknads- och affärsmodeller behöver diskuteras mer framöver. Justeringar av nuvarande system skulle kunna bidra till att få igång investeringarna i framförallt produktion, energilager och efterfrågeflexibilitet. I den nuvarande marknadsmodellen är energi den helt dominerande betalningsströmmen. Dock finns det redan idag vissa inslag av betalningar för kapacitet - i Sverige för exempelvis effektreserven. Framöver är det troligt att marknadsmodeller med olika typer av betalningar för kapacitet kan komma att öka i betydelse. I ett 100 % förnybartscenario

med en hög andel variabel, väderberoende kraftproduktion kommer värdet av flexibilitet att öka. Det skulle också innebära att värdet på marknader med kortare tidshorisonter ökar i förhållande till dagen-före marknaden. Särskilt de förnybara teknologier som är flexibla, så som vattenkraft, skulle vinna på detta, bland annat då det skulle skapa möjligheter till effektutbyggnad.

1.2 Bakgrund

Det europeiska, nordiska och svenska kraftsystemet står idag inför en rad förändringar och utmaningar. 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 alltmer sammankopplat 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, vilket är politikens långsiktiga ambition från Energiöverenskommelsen, kommer kraftsystemet att stå inför flertalet utmaningar; produktion, transmission, distribution och förbrukning från tidsintervall kortare än sekunder till väsentligt längre tidsperioder. Dessa måste lösas genom en rad olika åtgärder.

Den svenska vattenkraften, som är reglerbar och flexibel, får därmed en ännu viktigare roll i det framtida kraftsystemet. Sverige har goda förutsättningar att utveckla ett konkurrenskraftigt och hållbart energisystem med 100 % förnybar energi. Därtill är norra Sverige särskilt väl lämpat att verka som leverantör av grön el, med vattenkraften som möjliggörare. Redan idag spelar vattenkraftens reglerbarhet samt bidraget till stabiliseringen av kraftsystemet en viktig roll, men i och med minskningen av tillgänglig effekt och mekanisk svängmassa i systemet och med en allt högre andel variabel elproduktion, kommer vattenkraftens roll bli ännu viktigare i framtiden.

På uppdrag av Fortum och Skellefteå Kraft, har Sweco i en tidigare rapport analyserat potentialen för en 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 till hela älvsträckningen kan effekten och flexibiliteten ökas utan att ta nya fallsträckor i anspråk.

Den totala potentialen för effektutbyggnad uppskattas till 3400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige. Om resultatet extrapoleras för de älvar som inte inkluderats i analysen (men som är kraftproducerande) uppgår potentialen till 3900 MW. Denna kraftpotential överstiger den installerade kapaciteten av de fyra kärnkraftsreaktorerna som fhas ut till år 2020. Målsättningen med denna rapport är att på ett pedagogiskt sätt beskriva två alternativa vägar till ett 100 procent förnybart energisystem, där det ena innebär en effekthöjning för vattenkraften, samt att utreda och beskriva de möjligheter och utmaningar såväl som några av de kostnader dessa två medför.

1.3 100 % förnybart – vad kan det betyda?

1.3.1 Sammanfattning

Bland de olika vägar som Sverige kan ta för att nå målet på 100 % förnybart till år 2040 är det tydligt att vattenkraften - nästan oavsett hur den övriga kraftmixen ser ut - kommer att få en ökad betydelse. Då en större andel av Sveriges energiproduktion blir väderberoende kommer vattenkraften att behöva hantera större och mer oförutsägbara svängningar i produktionen. Detta gäller för alla tidshorisonter; från sekunder, minuter och timmar till veckor och över säsongen. En ökad flexibilitet i vattenkraften kan bidra till att hantera produktionsöverskottet genom att möjliggöra en lägre produktion då vind och sol producerar som mest och istället

spara vattnet till perioder med mindre vind och sol. Med ett mer flexibelt vattenkraftssystem kommer också magasinerna att kunna utnyttjas mer optimalt, då risken för spill minskar.

Stora andelar solkraftproduktion under sommarmånaderna tillsammans med vindkraftsproduktion leder till att vattenkraften antagligen kommer att köras i omvänd ordning jämfört med idag, det vill säga man producerar maximalt på natten och minimalt på dagen. Man kommer att behöva producera mer när det inte blåser och efterfrågan är stor, respektive kunna producera mindre när efterfrågan är låg och det är soligt och/eller blåsigt.

Ett svenskt 100 % förnybart scenario kommer tillsammans med andra systemförändringar i den nordiska kraftproduktionen att leda till ett mycket "lättare" kraftsystem. För den oinvidige kan "vikten" hos ett energisystem verka irrelevant, men faktum är att den har stor betydelse för elkvaliteten. Svängmassan är den rörelseenergi som finns kvar i en generator efter att den har stängts av och som gör att den fortsätter att producera el även efter avstängning. Ju tyngre en generator är, desto mer svängmassa har den. Ju mer svängmassa vi har i vårt elsystem, desto lättare är det att upprätthålla frekvensen och därmed också elkvaliteten i vårt system. Om inga åtgärder vidtas, kommer den högre andelen lätt vind- och solkraft att minska den totala mekaniska svängmassan i det nordiska kraftsystemet. Nivåerna kommer att nå en maximalnivå av 200 GWs vintertid, då många större kraftverk igång, och lägstanivåer runt 40 GWs under sommartid. Dessa ska jämföras med dagens lägstanivåer som ligger omkring 90-100 GWs.

Resultaten visar dock 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.

I Swecos analys är det tydligt att investeringsbehovet kommer att vara störst under åren som leder fram till ett system med 100 % förnybar energi, vilket uppskattningsvis sker på 2030-talet. Detta beror på samtida reinvesteringar i befintlig kraftproduktion och deras investeringscykel samt behovet av nyinvesteringar i förnybar kraftproduktion, nätutbyggnaden och behovet av energilagring. Det totala investeringsbehovet för att nå 100 % förnybart – uppskattad för perioden 2017-2050 och inkluderande produktion, nät, energilagring, efterfrågefleksibilitet - estimeras till 1554 miljarder SEK i Swecos första scenario och 1638 miljarder SEK i Swecos andra scenario.

1.3.2. Övergripande analys

Den långsiktiga utvecklingen av det svenska energisystemet kännetecknas av en utfasning av den existerande kärnkraften samt en väsentlig ökning av vind- och solkraft, i enlighet med Energiöverenskommelsens mål. Sveriges framtida energiutveckling karaktäriseras också av en växande efterfrågan, vilket kommer att ställa krav på en ökad energiproduktion. Sweco har utgått från att elanvändningen kommer att öka till nästan 148 TWh. Detta innebär en ökning med drygt 12 TWh jämfört med den temperaturkorrigerade elanvändningen år 2015. Den drivande faktorn bakom den ökande elanvändningen utgörs av stigande BNP, som i sin tur driver elanvändningen i servicesektorn. En viss återupphämtning förväntas också inom industrisektorn, vars elanvändning har fallit jämfört med nivåer som uppmättes innan finanskrisen 2008.

Samtidigt som elanvändningen ökar, förväntas Sverige även fortsättningsvis producera mer än vi använder och därmed upprätthålla en stark elbalans. Denna gör att Sverige förblir en nettoexportör av el, enligt Swecos beräkningar en nettoexport på ca 22-23 TWh årligen. Norge och Danmark utgör de mest betydelsefulla mottagarna av svensk elexport, men även Finland och Tyskland är viktiga marknader. 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 från Finland 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. För det första finns mindre förluster vid överföring av el. För det andra skulle det "spilla" produktion, enligt Swecos modell. Detta innebär att elproduktionen överstiger summan av efterfrågan och nettoexporten, alltså att vi producerar el som vi inte kan använda. Generellt blir "spillet" som störst då produktionen av vind- och solkraft är stor samtidigt som efterfrågan är låg, alltså framförallt på sommaren. En ökad flexibilitet i vattenkraften kan bidra till att hantera detta produktionsöverskott genom en lägre minimumproduktion då vind och sol producerar som mest, samtidigt som vattnet sparas till perioder med mindre förnybar produktion. Överskottet skulle även kunna hanteras med olika typer av energilager

1.3.3. Produktionseffekter av en ökad andel förnybar energi

En ökad andel vind- och solkraft i produktionsmixen utan energilager eller bortkoppling av produktion, så kallad curtailment, kommer att innebära att produktionen överstiger efterfrågan under vissa perioder. Framför allt kommer det att medföra ett överskott under sommarmånaderna, då vårt elbehov minskar, samtidigt som förutsättningarna är som allra bäst för förnybar energi. Sannolikt kommer även omgivande länder ha ett överskott av solkraft på sommaren, vilket gör att exportförutsättningarna blir sämre. Vid en årsproduktion av solkraft som överstiger 10 TWh, kommer en del av överskottet inte kunna exporteras utan behöva lagras eller spillas.

Ett sätt att beskriva hur det övriga kraftsystemet påverkas av en ökad mängd icke förnybar produktion är att granska nettoefterfrågan, alltså efterfrågan minus produktionen från sol och vind. Nettoefterfrågan är alltså ett mått på behovet av övrig produktion. Med ökad andel förnybar produktion minskar nettoefterfrågan och blir negativ under ett stort antal timmar på årsbasis, då man måste lagra eller spilla energi. I Swecos analys framgår det att nettoefterfrågan, oavsett vilken produktionsmix Sverige får, kommer att bli betydligt lägre än den är nu och vid hög andel solkraft i produktionsmixen kan den rent av bli negativ.

En ökad flexibilitet i vattenkraften kan bidra till att hantera produktionsöverskottet genom en lägre minimumproduktion då vind och sol producerar som mest. 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.

1.3.4. 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 för alla tidshorisonter; från sekunder, minuter och timmar till veckor och månader. En ökad andel väderberoende förnybar produktion resulterar i en mer varierande vattenkraftproduktion över året. Kraftverken kommer att köras mer oregelbundet och oförutsägbart.

Modellen som Sweco har använt för sin analys är deterministisk, vilket innebär att den förutsätter full kunskap om efterfrågan och vindkraftsproduktion och kan optimera vattenkraften över året utan att ta hänsyn till osäkerheter. I verkligheten måste vattenkraftsproducenterna hantera 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 utmaningar när det gäller att planera vattenkraften. Den ökade flexibiliteten som en effekthöjning av vattenkraften ger, kommer att vara till nytta när osäkerheterna ökar. Flexibiliteten bidrar även till att balansera fluktuationer.

En stor andel solkraftproduktion under sommarmånaderna, utan tillgång till stora energilager där överskottet kan sparas, kommer att leda till att vattenkraften körs i omvänd ordning jämfört med idag. Detta innebär att vattenkraften producerar maximalt på natten och minimalt på dagen för att balansera solkraften som producerar mest dagtid. Resultatet av en effektutbyggnad i vattenkraften blir ett högre effektuttag under cirka hälften av timmarna och ett lägre effektuttag under resterande timmar. För att utnyttja den ökade effekten i vattenkraften kommer vattenkraften att behöva köras med en lägre effekt under längre perioder än idag. Därför kommer vattendomarna att behöva anpassas, både när det gäller max- och minimumflöde samt nivåregleringen i magasinen.

Ett välfungerande elsystem kännetecknas inte bara av att det finns tillräckligt mycket el utan även av god kvalitet på elen. Här är frekvensstabiliteten avgörande. För att kunna hålla en hög kvalitet samt minimera risken för störningar, är det viktigt att frekvensen hålls på en viss nivå. En viktig förutsättning för detta är tillgång till mekanisk svängmassa. Vid mindre produktionsbortfall (upp till ca 100 MW) bidrar svängmassan till att hålla frekvensen inom 0,1 Hz-bandet. Vid större fel ger en större mängd mekanisk svängmassa mer tid för andra produktionsresurser att reagera och bromsa upp frekvensfallet. Utöver att stabilisera frekvensen i kraftsystemet bidrar svängmassan dessutom till att skapa tillräckligt stor kortslutningseffekt vid fel, vilket är kritiskt för att skyddsmekanismer i nätet ska reagera på rätt sätt.

Ett svenskt 100 % förnybartscenario kommer tillsammans med andra systemförändringar i den nordiska kraftproduktionen att leda till ett mycket "lättare" kraftsystem. I Swecos scenarier sjunker den mekaniska svängmassan i det nordiska kraftsystemet till betydligt lägre nivåer än i dagens system. 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. I ett förnybart energisystem är det främst vattenkraften som bidrar med svängmassa. Risk för stor frekvensavvikelse vid större fel föreligger under sommartid, då det produceras mindre i kraftverk som bidrar med mekanisk svängmassa än under vintertid.

1.4 Två scenarier för 100 % förnybart i Sverige

Sweco har tagit fram två scenarier för hur man skulle kunna uppnå målet på 100 % förnybart till år 2040 genom att göra förändringar i Sveriges produktionsmix. 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, extra spetskapacitet i form av gasturbiner men ingen effektökning av vattenkraften. Båda scenarierna har gemensamt att kärnkraften är avvecklad, att elanvändningen ökar, att transmissionskapaciteten både inom landet och till andra länder byggs ut samt att efterfrågefleksibiliteten ökar. Även utvecklingen i Norden och Europa tas i beaktande, men man har utgått från att denna utveckling är identisk oavsett scenario, för att utvecklingen i Sverige ska kunna analyseras isolerad.

1.4.1. Europa, Norden och Sverige i förändring

Det europeiska kraftsystemet genomgår redan idag stora förändringar i och med omställningen till ett förnybart kraftsystem. I denna omställning kommer förnybar och variabel energiproduktion att utgöra en viktig byggsten i kraftsystemet. Antagligen kommer vind- och solkraft vara de kraftslag som byggs ut allra mest. Detta kommer att leda till att tillgången på elkraft blir mer väderberoende och att det blir svårare att balansera efterfrågan kontinuerligt och momentant.

I scenarierna har Sweco utgått från att Europa som helhet successivt ställer om mot en ökad andel förnybar elproduktion, i enlighet med europeiska kommissionens "EU Roadmap 2050".

Detta innebär en kraftig expansion av förnybart, så att andelen förnybar elproduktion av den totala efterfrågan uppgår till 60 % år 2030, 76 % år 2040 samt 86 % år 2050. I scenarierna består expansionen av förnybar energi framförallt av vind- och solkraft, 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 % till år 2040 jämfört med 2015 års nivå. Detta beror på att eventuella nyinvesteringar inte kan hålla takten med den utfasning som kommer att ske av den befintliga kärnkraften. Fossilbaserad elproduktion antas avvecklas när det faller för åldersstrecket. För att klara effektbehovet sker viss nyinvestering i fossil produktion på kontinenten, i form av gasturbiner eller gaskombicykler.

Kraftsystemet i Norden förväntas genomgå ett antal förändringar. Elanvändningen kommer att öka, främst på grund av ökad elanvändning inom servicesektorn och att fler kör elbilar. Samtidigt kommer perioden fram till 2040 att kännetecknas av ökad transmissionskapacitet vilket för Norden innebär en ökad uppkoppling mot det europeiska energisystemet. Detta innebär i sin tur att Norden i allt högre grad kommer att påverkas av utvecklingen på den europeiska energimarknaden. Precis som i Europa kommer det att ske en stor expansion av förnybar energi i Norden, framförallt inom vindkraft och solkraft. Den nordiska utvecklingen mot förnybart kommer dock att ta sig olika uttryck i de olika länderna: i Danmark handlar det framförallt om havsbaserad vindkraft och biogas, i Norge genom ökad andel landbaserad vindkraft samt till viss mån inom icke reglerbar vattenkraft. Finland kommer att se en kraftig uppgång av elproduktion från både land- och havsbaserad vindkraft. Vidare antas det ske en bränslekonvertering från fossilt till biomassa inom den befintliga kraftvärmeproduktionen.

1.4.2. Scenario 1: "100 % förnybart med vatten- och vindkraft från norr"

Kraftigt ökad förnybar elproduktion från framförallt landbaserad vindkraft i norra Sverige, en balanserad utbyggnad av solkraft och en effektutbyggnad i befintlig vattenkraft.

I Swecos första scenario har man räknat med att Sveriges vindkraft byggs ut till en nivå som ersätter dagens kärnkraft rent energimässigt. Detta innebär att den svenska vindkraften producerar 75 TWh på årsbasis, vilket ska jämföras med de ca 16 TWh som vindkraften producerar årligen i nuläget. Utbyggnaden av vindkraften sker primärt på land i norra Sverige. I scenariot sker också en balanserad utbyggnad av solkraften till 10 TWh på årsbasis, samtidigt som vi ser en viss ökning av bioeldad kraftvärme.

Därtill ökas vattenkraftens energiproduktion genom en effektutbyggnad av befintlig vattenkraft. Detta innebär en effekthöjning om cirka 25 %, vilket ger en ökad topplast- och reglerförmåga. Denna effektutbyggnad kan uppnås på flera sätt. Dels kan man effektivisera befintliga vattenkraftstationer och dels kan man bygga nya, kompletterande vattenkraftsaggregat. Dessa utbyggnader genomförs med stor sannolikhet inom ramen för redan planerade reinvesteringsåtgärder. Utbyggnad av kapacitet i befintliga 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. Vid behov av större ökning kan även vattenvägar och tunnlar behöva förstoras. Det behövs också en avvägning kring huruvida det är mer effektivt att bygga nya aggregat i anslutning till befintliga, eller om det är bättre att bygga ut kapaciteten i befintliga.

I dagsläget utnyttjar vi inte den fulla potentialen hos den svenska vattenkraften. Det finns en installerad effekt om cirka 16 200 MW, men den högsta observerade produktionen de 10 senaste åren har endast varit cirka 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. För att producenterna ska kunna undvika dessa flaskhalsar måste det till nya miljödömmar med större flexibilitet för vattenkraften.

2016 genomförde Sweco en studie tillsammans med Skellefteå kraft och Fortum Generation. I studien uppskattades potentialen för effektökning i de 10 största älvarna som redan är utbyggda. Resultatet visade att det finns cirka 3400 MW ytterligare kapacitet att tillgå, genom en utbyggnad av befintliga kraftstationer och på ett sätt där flaskhalsarna i älvarna byggdes bort. Med detta antas även att älvsträckningen ska kunna användas mer flexibelt, genom att så kallad förtappning kan minskas, men också att magasinen kan användas med minskad risk för spill då effekten byggs ut. Det minskade behovet av förtappning och ett mer flexibelt användande av magasinen innebär också att minimiproduktionen kan minska. Sammantaget antas effektutbyggnaden leda till mer flexibelt system, med en topp effekt som ökar från 12 800 till 17 300 MW, varav 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. Allt detta kan ske med enbart en mindre justering av hur miljölagstiftningen tolkas och tillämpas, till exempel när det gäller tillåtna vattennivåer i kraftverken.

I detta scenario stärks även transmissionsnätet genom en ökad överföringskapacitet av el, framförallt till kontinenten. Inga investeringar i nya gasturbiner sker och de existerande gasturbinerna avvecklas i takt med att de blir föråldrade. Samtidigt utvecklas potentialen för efterfrågeflexibilitet, vilken Sweco har antagit uppgår till ca 2000 MW år 2040.

1.4.3. **Scenario 2: "100 % förnybart med land-och havsbaserad vind"**

Fokus på vindkraft och en betydande mängd solkraft i södra Sverige.

I Swecos alternativscenario beskrivs en alternativ utvecklingsväg för det svenska kraftsystemet för att uppfylla målet om 100 % förnybart. Här läggs 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, där stora delar av mellan- och södra Sverige ingår. Till skillnad från i scenario 1 sker det ingen effektutbyggnad av vattenkraften. Detta innebär att det blir svårare att anpassa eltillgången momentant och beroende på efterfrågan, då sol- och vindkraft är väderberoende. Man får således en minskad reglerförmåga än i det första scenariot.

Utbyggnaden av landbaserad vindkraft blir mindre än i föregående scenario. Istället sker en större satsning på havsbaserad vindkraft och solkraft, vilket får som naturlig följd att en större del av elproduktionen förläggs söderut. I scenariot uppgår den totala elproduktionen från vindkraft till 65 TWh, det vill säga 10 TWh lägre än i scenario 1. Solkraftsproduktionen uppgår till 20 TWh, jämfört med 10 TWh i scenario 1. Utbyggnaden av solkraften innebär att obalansen mellan sommar och vinter förstärks, alltså att man kan producera som mest el på sommaren, då man å andra sidan behöver den som minst. Eftersom en större andel av den förnybara elproduktionen förläggs söderut minskar dock behovet av att bygga ut transmissionen från norr till södra Sverige.

I detta scenario har det gjorts samma antaganden för bioeldad kraftvärme som i scenario 1, vilket innebär en smärre ökning. Rent energimässigt är detta scenario relativt snarligt det första, 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.

1.5 Investeringsbehov för 100 % förnybart

Omställningen till 100 % förnybart innebär en omfattande omläggning av stora delar av Sveriges energisystem. För att vi ska nå målet kommer vi att behöva göra stora investeringar i produktionskapacitet, elnät och energilager. Dessa investeringar förväntas inte bara bidra till en klimatneutral energiproduktion utan kommer också skapa nya arbetstillfällen i hela Sverige och bidra till innovation som stärker landets ställning inom viktiga framtida teknikområden.

För att bedöma investeringsbehovet för att uppnå ett 100 % förnybart Sverige har Sweco estimerat investeringsbehovet för kraftproduktionen "bottom-up", baserat på utfasning av befintliga anläggningar och behov för nyinvesteringar. Beräkningarna inkluderar kostnader för underhåll som hade behövts genomföras även om inga förändringar gjordes i energimixen.

Analysen visar att investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet kommer att öka de kommande decennierna. Det totala investeringsbehovet för att nå 100 % förnybart – uppskattat för perioden 2017-2050 och inkluderande produktion, nät, energilager, efterfrågeflexibilitet - estimeras till 1554 miljarder SEK i Swecos första scenario och 1638 miljarder SEK i Swecos andra scenario. Störst kommer behovet att vara under åren som leder fram till 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 förnybarhetsmålet ska nås. Detta beror på reinvesteringar i befintlig kraftproduktion och deras investeringscykel, samt behovet av nyinvesteringar i förnybar kraftproduktion, nätutbyggnad och energilager. Behovet av ökade investeringar finns oavsett produktionsscenario, men är något lägre i scenario 1 med effekthöjningar i vattenkraften. Detta beror i huvudsak på de lägre investeringskostnaderna för den landbaserade vindkraften och en lägre andel investeringar i solkraft, medan investeringen i stam- och regionalnätet bedöms vara något högre.

Investeringarna kommer att ske inom tre områden: produktionskapacitet, elnät och energilager. I produktionskapacitet ingår både reinvesteringar i befintlig kraftproduktion, som till exempel kärnkraften, fram till dess att den fasas ut. I båda produktionsscenarierna behövs även nyinvesteringar i bland annat vindkraft och solkraft. Satsningar på landbaserad vindkraft kräver mindre investeringar än havsbaserad vindkraft då delar av vägnätet och det interna elnätet antas kunna återanvändas.

Båda scenarier innebär att ny produktionskapacitet måste anslutas vid olika delar av elnätet. Det kommer att finnas ett ökat behov av att bygga ut överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige, ett behov som blir något större i scenario 1 på grund av utbyggnaden av vattenkraften och den landbaserade vindkraften.

För att inte överbelasta lokalnätet under sommartid, då solkraften producerar som allra mest, kommer det sannolikt krävas lagringsmöjligheter för el på lokal nivå. Med antagandet att all solkraft måste ha lagringsmöjlighet på några timmar och att batterilagring är den enklaste lokala lagringsformen, resulterar detta i investeringsbehov i PV-nära batterier. Denna investering ter sig dock relativt blygsam i förhållande till produktions- och nätinvesteringar på grund av de förväntade fallande batteripriserna, även om det är svårt att förutse framtidens batterikostnader och batteriernas livslängd.

1.6 Utmaningar och lösningar för ett 100 % förnybart kraftsystem

En rad åtgärder kommer att behövas för att det 100 % förnybara kraftsystemet ska fungera. När termisk kraftproduktion ersätts av förnybar kraftproduktion kommer regelverk, marknadsmodeller, och överföringsnät att behöva anpassas, då de i nuläget är anpassade till dagens produktionsmix. När denna ersätts kommer det att krävas ett antal anpassningar.

Genomgående kan konstateras att vattenkraften utgör en mycket viktig produktionsteknisk resurs. Den fungerar i dag som både baskraft och reglerkraft och kommer få en ännu viktigare roll i framtiden som ryggraden i det svenska kraftsystemet. Detta möjliggörs bland annat genom ökad flexibilitet så som förändrad magasinkapacitet. Därmed blir vattenkraften en möjliggörare för intermittenta kraftslag.

1.6.1. Utmaningar

I det framtida förnybara energisystemet kommer storskaliga centraliserade termiska kraftverk vara ersatta av vind- och solkraft. Kraftverken för vind och sol kommer att vara mindre och mer geografiskt utspridda, jämfört med dagens storskaliga produktion. De termiska verkens produktion går dessutom att planera och styra på ett helt annat sätt än produktion baserat på intermittenta källor. Befintliga stora verk med vattenkraft och termisk kraft bidrar därtill med mekanisk svängmassa, som gör kraftsystemet stabilt. Både transmissionsnätet och de regelverk som styr elmarknaden är anpassade efter dagens produktionsmix, alltså kommer både nät och regelverk att behöva anpassas till en ny mix, som har helt andra egenskaper än dagens. Anpassningarna som måste genomföras kan sammanfattas i ett antal utmaningar:

- **Väderberoende:** Produktion från vind och solkraft är väderberoende vilket medför att den inte går att planera på samma sätt som termisk eller vattenkraft. 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 med de kraftverk som behövs som reservkraft, för att hantera utmaningen med ett väderberoende energisystem. Lönsamheten för dessa kraftverk kan därmed undermineras, vilket kan leda till att de försvinner från marknaden, med effektbrist som följd.
- **Nätbegränsningar:** Idag används transmissionsnätet för att transportera stora mängder vattenkraft från norr till söder. Kärnkraften återfinns i södra delarna och när den 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 ska kunna överföras från norra till södra Sverige, krävs att den reaktiva effektbalansen hanteras för att spänningsnivåerna i transmissionsnätet ska bibehållas. Reaktiv kraft kan dock inte föras över stora avstånd, vilket gör att det krävs kraftverk som kan tillhandahålla reaktiv kraft i hela transmissionsnätet, för att spänningsnivåerna skall kunna hållas tillräckligt höga. Idag står kärnkraften för en betydande del av den reaktiva kraften i södra Sverige och när dessa försvinner, kommer de delvis att ersättas av vindkraftverk belägna i norra Sverige. Därför krävs nya lösningar för att upprätthålla spänningsnivåerna i transmissionsnätets södra delar. Detta kan ske med hjälp av kraftelektronik.
- **Tröghet i systemet.** 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 vårt system består av kärn- och vattenkraftverk. De sol- och vindkraftverk som finns idag lämnar inget bidrag till systemets tröghet, så när kärnkraften stängs och ersätts av intermittenta källor får vi ett "lättare" kraftsystem. Detta behöver hanteras av vattenkraften och den kvarvarande termiska kraftproduktionen, men 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 systemet behöver ersättas av ett där handeln sker närmare leveransperioden eller där systemoperatören ges utökade befogenheter. På lång sikt måste det också säkerställas att marknaden ger rätt incitament till investeringar i både produktion, energilagring, efterfrågefleksibilitet och tillhandahållandet av systemtjänster. Utifrån Swecos analys drar Skellefteå Kraft slutsatsen att även dagens tariffstruktur bör ses över, då den inte tillhandahåller några incitament för att bygga kapacitet utan snarare gör det gynnsamt att stämpla ner effekten, för att minimera nätkostnaden. Ett annat exempel är energiskatten på el, vilken motverkar energilagring då energiskatt måste betalas när lagren förbrukar el. Slutligen kan de regelverk som styr vattenkraftverken idag behöva ses över, då detta kommer att ha en direkt påverkan på vattenkraftens möjlighet att reglera det framtida kraftsystemet. Hit hör även implementeringen av ramvattendirektivet, som måste göras med hänsyn till vattenkraftens betydelse för en förnybar framtid.

1.6.2. Lösningar

Nedan följer ett antal olika åtgärder som bidrar till att lösa problemen beskriva ovan. På övergripande nivå kan de resurser som finns för att öka flexibiliteten i kraftsystemet delas in i flexibel produktion, efterfrågefleksibilitet och lagring.

Traditionellt har kraftsystemets behov av flexibilitet hanterats med hjälp av produktionsanläggningar som har god förmåga att snabbt öka eller minska produktionen. I de länder som inte har flexibla resurser så som vattenkraft, utgör gasturbiner en viktig flexibilitetsresurs, inte minst av beredskapsskäl. I det nordiska kraftsystemet har 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 potential.

Det behövs en utbyggnad på såväl transmissions-, distributions- som lokalnättnivå för att tillåta anslutning av ny förnybar elproduktion och möjliggöra en sammankoppling med andra länder. Det kommer också att krävas lagringsmöjligheter för olika tidshorisonter, samt nya marknadsmodeller och stödsystem, som bättre stödjer leverans av effekt och systemtjänster.

1.6.3. 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 energisystemets väderberoende. Då minskar även sannolikheten för effektbrist, samtidigt som fler reglerresurser blir tillgängliga, vilket bidrar positivt till problemet med frekvensstabilitet. Med andra ord som möjliggör investeringar i transmissionsnäten att resurser i norra Sverige – framförallt vattenkraft men även landbaserad vindkraft – kommer södra Sverige till godo. Behovet av ökade investeringar i transmission finns i båda scenarierna som har skisserats i rapporten, men är störst i det första scenariot där större tyngdpunkt läggs vid vattenkraften.

1.6.4. Produktionsrelaterade lösningar

Vindkraft och solkraft är produktionsslag som är väderberoende, vilket gör att kraftproduktionen kommer att variera på ett mindre förutsägbart sätt. Ökande mängder vind- och solkraft kommer

därför att leda till ett större behov av reglerresurser. Vattenkraften kommer även fortsättningsvis att vara viktig i detta hänseende. Men, när kärnkraften avvecklas kommer vattenkraften att behövas för att täcka en del av baslast och kan då inte användas för reglering i samma utsträckning som idag. För att få fram andra typer av reglerresurser kan någon form av kapacitetsmekanism behövas.

En lösning på detta kan vara en effektutbyggnad av vattenkraften, då detta kraftslag har förmåga att tillgodose både toppeffektbehovet och reglerbehovet. Tidigare Sweco-studier visar på en betydande potential för en effektutbyggnad för den svenska vattenkraften.¹ Den totala potentialen för effektutbyggnad uppskattas till 3400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige. Om resultatet extrapoleras till att inkludera de älvar som inte inkluderats i analysen, uppgår potentialen till 3900 MW, vilket överstiger den installerade kapaciteten av de fyra kärnkraftsreaktorer som fasas ut till år 2020. De tekniska, miljömässiga och ekonomiska förutsättningarna för att realisera effektökningen 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. Idag är det oklart hur ramvattendirektivet kommer att implementeras i praktiken, vilket kan hämma svensk vattenkrafts förmåga att tillgodose systemet med flexibilitet och påverka reglerbarheten negativt. Detta kan få stora konsekvenser för systemet, då andra lösningar kommer att krävas för att tillgodose behovet av flexibilitet. Vissa justeringar kan göras även av de förnybara energislagen, för att kompensera för utmaningarna gällande svängmassa, tröghet och effektstabilitet. Exempelvis kan ett vindkraftverk öka sin effekt under en begränsad tidsperiod efter ett frekvensfall, men därefter behöver kraftverket en återhämningsperiod där effekten är lägre än den var innan frekvensfallet.

I framtiden kan det därför uppstå behov av syntetisk svängmassa, men för att denna ska kunna användas i stor skala behövs mer utförliga undersökningar om hur och när den ska avropas. Vidare behövs förändringar i regelverken. I vissa delar av världen ställs krav på vindkraftsproducenternas utrustning för att möjliggöra syntetisk svängmassa, en reglering som också skulle kunna vara en väg framåt även i Sverige. Exempelvis finns det krav i Quebecprovinsen i Kanada på att nya vindkraftverk skall kunna reagera med en sorts tröghet vid frekvensfall. Det är även möjligt att utvinna syntetisk svängmassa från energilagrar.

Ett annat alternativ är att använda s.k. synkronkompensatorer som bidrar med svängmassa. Dessa 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.² Ytterligare ett alternativ är att använda generatorerna från avställda kärnkraftverk som synkronkompensatorer. Detta är en relativt komplex lösning, förknippad med stora investeringskostnader och förluster vid drift. Oavsett lösning innebär svängmassebristen kostnader som ännu inte är kartlagda. I allmänhet saknas också ekonomiska incitament för att genomföra förändringar, vilket gör att det är osannolikt att nedlagda kärnkraftverk skulle byggas om för att i framtiden erbjuda systemtjänster.

1.6.5. Elanvändningsrelaterade lösningar

Efterfrågefleksibilitet skulle i framtiden kunna bidra till att lösa problem med väderberoende, effektuttag och frekvensreglering. Elkonsumenter kan erbjudas incitament 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

1.1.1. _____

¹ Sweco (2016): En kvantitativ analys av potentialen för effektutbyggnad i befintliga svenska vattenkraftverk

² http://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/FACTS/Synchronous%20Condenser/Synchronous_Condenser.pdf

effektuttag skulle dessutom kunna bidra till frekvensreglering. Samtidigt kan energieffektivisering användas för att generellt sänka efterfrågan.

1.6.6. Energilager

Energilager är, tillsammans med ett väl planerat elnät och utvecklat regelverk kring tillämpning, av stor strategisk betydelse för att uppnå Sveriges ambitiösa 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. Energilager kan även hjälpa till med frekvensreglering. Om en större andel el i framtiden produceras från kraftslag som sol- och vindkraft, riskerar svängmassan att minska och sårbarheten för driftstörningar att öka. Olika typer av energilager kan användas för att skapa så kallad "syntetisk" svängmassa genom att reagera på frekvensavvikelser och på så vis göra kraftsystemet mer robust.

Det är också viktigt att ytterligare analysera vilken potential olika typer av energilager 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 energilager. På lokal nivå är batterier mycket intressanta lösningar. Under en solig sommardag, där tillgången överskrider det maximala effektbehovet, skulle energilager kunna spela en viktig roll. Lokalt kan det också bidra till att minska behovet av nätinvesteringar.

Även vattenkraftmagasin är en form av energilager och en utbyggnad för att möjliggöra säsongslagring vore en ytterligare möjlighet. Effekthöjningar i vattenkraften innebär därför i sig större möjligheter att lagra energi, framförallt som säsongslagring. Detta syns i de scenarier som presenteras här, då det större behovet av energilager i det andra scenariot i viss mån motsvaras av effekthöjningarna i vattenkraften i det första scenariot.

Pumpkraftverk utgör också en möjlighet för att skapa energilager på sikt. Dessa är anläggningar där, när elpriset är lågt, vatten pumpas upp från en lågt belägen reservoar till en högt belägen reservoar. Vattnet pumpas antingen med en pump och turbin eller med en reversibel pumpturbin. När det uppstår behov av mer elkraft och elpriserna är högre, fungerar pumpkraftverket som ett konventionellt vattenkraftverk. Pumpkraftverk kan generellt regleras snabbt, vilket gör dem speciellt lämpade för att optimera kraftproduktionen från en grupp kraftverk. De kan också nyttjas för att balansera väderberoende kraftslag och är en bra matchning för vindkraft då vatten som pumpas upp kan bevaras där under mycket lång tid, för sedan att portionsvis kompensera luckor i vindkraftsproduktionen.

1.6.7. Marknad, regelverk och stödsystem

I den nuvarande marknadsmodellen är ersättningsmodeller för energi helt dominerande. Det sker betalningar för energi som upphandlats på dagen-före marknaden, intradag-marknaden, samt på balansmarknaden. Handel på dagen-före marknaden står för merparten av det ekonomiska flödet. Utöver detta finns mindre betalningar för kapacitet (i Sverige för exempelvis effektreserven) samt vissa ersättningar för systemtjänster. Fram tills nyligen var det förväntningar om framtida elpriser som styrde investeringarna i kraftproduktion. Idag styrs investeringarna i stor utsträckning av olika stödsystem för förnybart. Kombinationen av subventioner och fallande bränsle- och CO₂-priser har medfört att energipriserna sjunkit kraftigt och lönsamheten i all kraftproduktion har minskat.

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 tidshorisonterna. I ett

system där de rörliga kostnaderna utgör en allt mindre andel av de totala kostnaderna är det dock fullt möjligt att marknadsmodeller med olika typer av betalningar för kapacitet – både för energiproduktion och systemtjänster – kan komma att öka i betydelse.

Sammantaget innebär detta att betalningar för energi sannolikt kommer att vara fortsatt 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 intäcksströmmarna. 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 mer intressant för marknadsaktörerna att utöver energi också tillhandahålla effekt. Ett förslag är ett auktionsbaserat system för RES-E i Norden, baserat på tre teknikkategorier, med årliga mål för auktionsvolym och ett pristak per kategori³:

- Mogna teknologier som vattenkraft och landbaserad vindkraft
- Mindre mogna teknologier som havsbaserad vindkraft
- Planerbar förnybar elproduktion som biobaserad kraftvärme

Givet att ett långsiktigt förnybarhetsmål sätts, samt att de auktionerade volymerna ligger inom ett visst volymintervall, skulle det innebära en betydande säkerhet för investerare samt en bättre planeringshorisont för de nordiska systemoperatörerna. Men framför allt skulle den tredje kategorin med planerbar produktion kunna bidra till att lösa effektfrågan på ett bättre sätt än ett helt teknologineutralt stödsystem skulle kunna.

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		
	Energi	Installerad effekt	Tillgänglig effekt	Energi	Installerad effekt	Tillgänglig effekt	Energi	Installerad effekt	Tillgänglig 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
Efterfrågeflexibilitet		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 Svenska Kraftnät. I tabellen har tillgänglighetsfaktorn för havsbaserad vindkraft antagits vara densamma som landbaserad vindkraft.

1.1.1.

³ Sweco (2016): RES New Gameplan

