

Långsiktig marknadsanalys 2018

Långsiktsscenarier för elsystemets utveckling fram till år 2040

SVENSKA KRAFTNÄT

Viktigt att komma ihåg!

> Scenarierna och simuleringsresultatet som presenteras är inte prognoser. De är inte heller beskrivningar av vad Svenska kraftnät ser som önskvärd utveckling.

> Scenarierna ställs upp som utgångspunkt för analys av vilka utmaningar som olika möjliga utvecklingsvägar kan innebära för kraftsystemet, samt vilka åtgärder som kan behövas för att möta utmaningarna.

> Detta är en sammanfattning av scenarierna och analysresultaten från rapporten *Långsiktig marknadsanalys 2018*. Till rapporten bifogas även en Excelfil där data för Sverige presenteras numeriskt.

> Svenska kraftnät vill få inspel på hur scenario- och analysarbetet kan utvecklas och förbättras. Mejla gärna synpunkter/idéer/förslag till ***scenario@svk.se***.

SVENSKA KRAFTNÄT



Innehåll

- Bakgrund, syfte och metod
- Scenarier för det europeiska elsystemets utveckling 2020-2040
- Kraftsystemet 2020, 2030 och 2040
  - Långsiktigt överföringsbehov
  - Effekttillräcklighet
  - Förutsättningar för balansering av systemet
  - Förmåga att upprätthålla kraftsystemstabilitet
- Variationer av referensscenariot
  - Förbrukningsflexibilitet och lagring
  - Havsbaserad vind i södra Sverige
  - Tidigare-/senarelagd avveckling av svensk kärnkraft
- Viktigaste slutsatserna

Bakgrund och syfte

Svenska kraftnät uppdaterar vartannat år långsiktsscenarier för Nordeuropas energisystem. Scenarierna används för att identifiera framtida utmaningar och behov i det svenska stamnätet för el och möjliggör ett proaktivt arbetssätt. Arbetet går under benämningen *långsiktig marknadsanalys*, LMA.

Syftet med LMA2018 har varit att undersöka:

> Långsiktigt överföringsbehov inom Sverige och mellan Sverige och utlandet

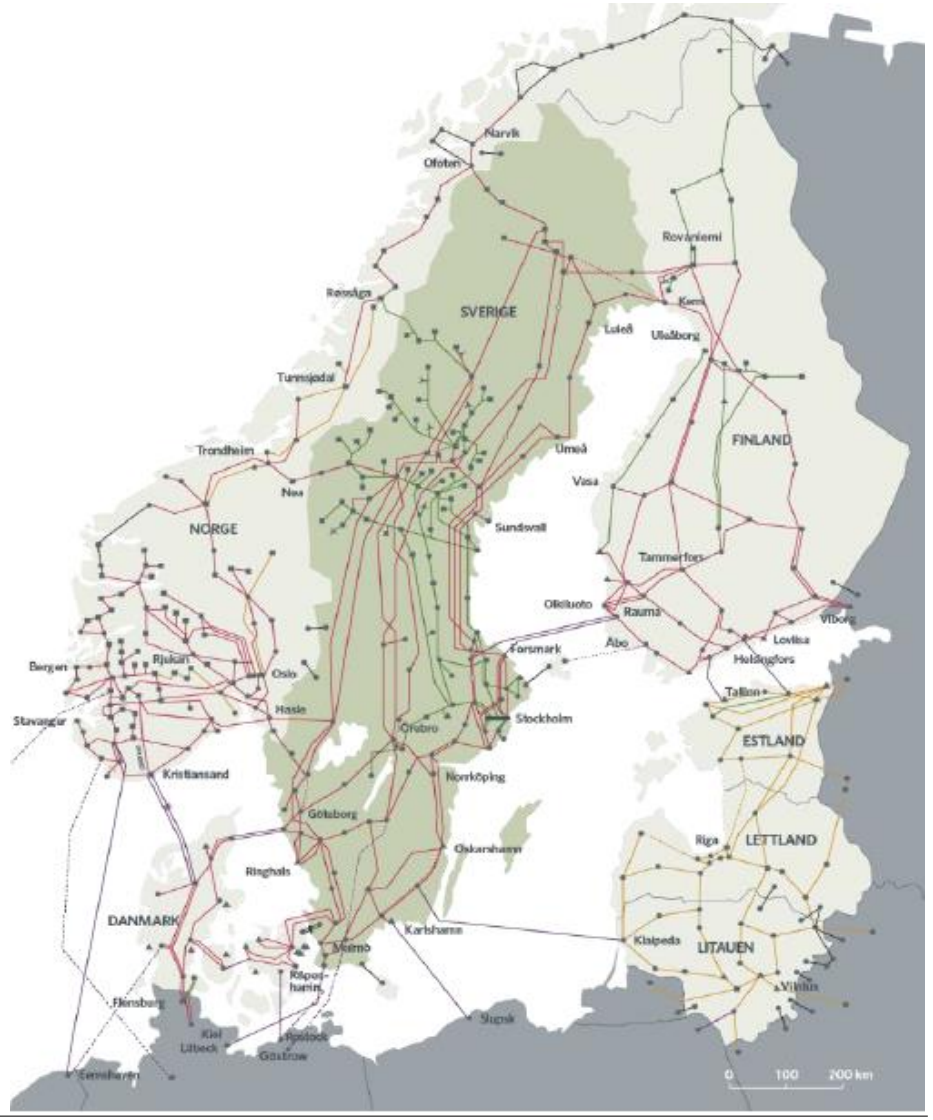
> Konsekvenser för effekttillräckligheten i de svenska elområdena

> Förutsättningar för balansering av systemet

> Påverkan på framtida förmåga att upprätthålla kraftsystemstabilitet.

Därutöver har variationer av scenarierna analyserats för att ge kunskap om hur enskilda parametrar kan påverka utvecklingen.

Scenarier kommer framöver användas bland annat som underlag för samhällsekonomiska analyser av stamnätsinvesteringar.



SVENSKA KRAFTNÄT

Metod – Elmarknadsmodellsimuleringar



För att studera det framtida kraftsystemet och identifiera utmaningar och behov har LMA2018 utgått från tre scenarier, ett referensscenario och två kompletterande scenarier. Scenarierna har implementerats i Svenska kraftnäts elmarknadsmodeller BID3 och EMPS för simulering av Nordeuropas kraftsystem.

Produktion och elanvändning i det nordiska kraftsystemet påverkas i hög grad av vädret. Vattenkraftsproduktionen är starkt korrelerad till den hydrologiska situationen, det vill säga nederbördsmängd och snösmältning. Hur det blåser får större betydelse ju mer vindkraftskapacitet som byggs. Temperaturen påverkar elanvändningen och solinstrålningen elproduktionen från solceller.

I LMA2018 har historiska väderdata (tillrinning, vind, sol och temperatur) för åren 1982–2012 använts som ingångsvärden i modellerna. De närmaste årtiondena förväntas tillrinningen och därmed energiproduktion i vattenkraftverken ändras på grund av klimatförändringar. För att fånga denna utveckling har de historiska tillrinningsserierna justerats utifrån SMHI:s klimatmodeller. Scenarierna har simulerats med timupplösning för de 31 väderåren vilket innebär att varje analysår genererar simuleringsresultat för 270 816 timmar.

SVENSKA KRAFTNÄT

Metod – Framtagande av scenarier

Referensscenariot utgörs av ett scenario som gemensamt arbetats fram av Svenska kraftnät, Energinet, Fingrid och Statnett inom ramen för Nordic Grid Development Plan. Referensscenariot utgör en ”bästa uppskattning”. Utöver detta har två kompletterande scenarier: ett *högscenario* och ett *lågscenario*, utvecklats för att vidga utfallsrummet i resultaten med andra ingångsvärden och med en annan metodik.

Referensscenariot har baserats på ENTSO-E:s TYNDP2018 scenario *Sustainable transition* men utvecklingen mot ett förnybart energisystem har antagits gå snabbare vilket föranlett en högre elanvändning. Bland annat har andelen elbilar i Europa ökats samt en kraftigare utbyggnad av värmepumpar antagits. För att möta elanvändningen har förnybar produktion som vind- och solkraft antagits byggas ut i motsvarande grad.

I högscenariot antas en global klimatsatsning där el är den primära energibäraren i samhället, vilket medför ytterligare ökad elanvändning och ökande marginalkostnader för fossilbaserad elproduktion i jämförelse med referensscenariot. För lågscenariot antas ”business as usual” där elanvändningen och priset på bränsle samt utsläppsrätter ligger kvar på dagens nivåer.

För framtagande av de kompletterande scenarierna på detaljnivå har en funktion tillämpats i elmarknadsmodellen BID3 där en optimal produktionsmix eftersträvas genom iterativ utbyggnad av kraftsystemet. Utfallet är beroende av ramvillkor som sätts av användaren. De ingångsvärden till funktionen som skiljer scenarierna åt är elanvändning, bränslepris och pris på utsläppsrätter, det vill säga relativt höga värden för högscenariot och låga för lågscenariot.

Referensscenariot simuleras och analyseras för åren 2030 och 2040 och de kompletterande scenarierna för år 2040. Simuleringsresultat för år 2020, från Svenska kraftnäts *kortsiktiga marknadsanalys,* är inkluderat i många figurer och tabeller som jämförelse. Upplägget för scenarier och analysår, samt hur de benämns i tabeller och figurer (inom citattecknen), presenteras nedan.





Scenarier för det europeiska elsystemets utveckling 2020-2040

Scenarier över möjliga utvecklingsvägar för framtidens kraftsystem är ett hjälpmedel för Svenska kraftnät att identifiera behov och utmaningar i tid för att hinna möta dem med rätt åtgärder. Framtagande av scenarier sker kontinuerligt på europeisk, regional samt nordisk nivå.

Samtliga scenarier i LMA2018 utgår från dagens kraftsystem och elmarknad, samt fattade beslut om framtida åtgärder. En central utgångspunkt är att scenarierna ska vara konsistenta, det vill säga att det inte ska finnas några motsättningar mellan olika antaganden. Vidare ska olönsam produktion läggas ner och ny byggas om marknadspriset är tillräckligt högt om inte andra skäl föreligger som stoppar eventuell avveckling/nyinvestering.

Pris på bränsle och utsläppsrätter

Bränslepriser och pris på utsläppsrätter har stor inverkan på den europeiska elmarknaden och är samtidigt en stor osäkerhetsfaktor i scenarierna. I tabellen nedan visas historiska och antagna priser på bränsle och utsläppsrätter (i nominella termer). En grov uppskattning av marginalkostnad för elproduktion från kol- respektive gaskraftverk inkluderas även. Marginalkostnaden har beräknats utifrån de antagna priserna på bränsle och utsläppsrätter samt en verkningsgrad på 40 procent för kolkraft och 50 procent för gaskraft.

På grund av att priset på utsläppsrätter antas öka i referensscenariot blir den uppskattade marginalkostnaden för elproduktion från kol- och gaskraftverk lika i början av 2020-talet och framåt. För lågscenariot är priset på kol och naturgas samma som för referensscenariot, men eftersom priset på utsläppsrätter är lägre, blir elproduktion från kolbränslen billigare. Även för högscenariot är elproduktion från kolbränslen billigare, men gaskraftverk körs för att möta behovet av snabb planerbar produktion som komplement till den ökande andelen icke planerbar produktion.

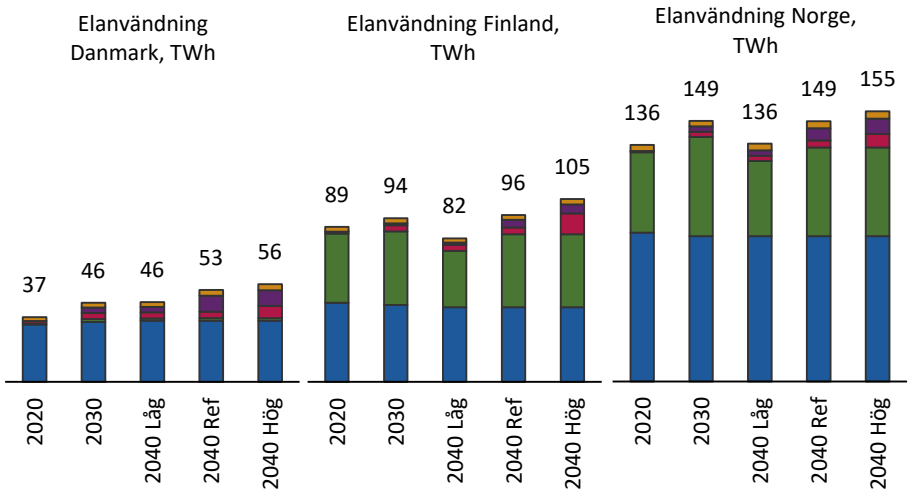
	2017	2020	2030	2040 Låg	2040 Ref	2040 Hög
Kol, EUR/MWh	10,5	13,7	8,6	9,0	9,0	13,0
Naturgas, EUR/MWh	17,6	21,1	18,0	19,8	19,8	44
EU ETS, EUR/ton CO2	5,0	21,1	33,3	9,8	35,0	80,0
Kolkraft, EUR/MWh	30	51	48	30	50	96
Gaskraft, EUR/MWh	37	50	48	43	52	117

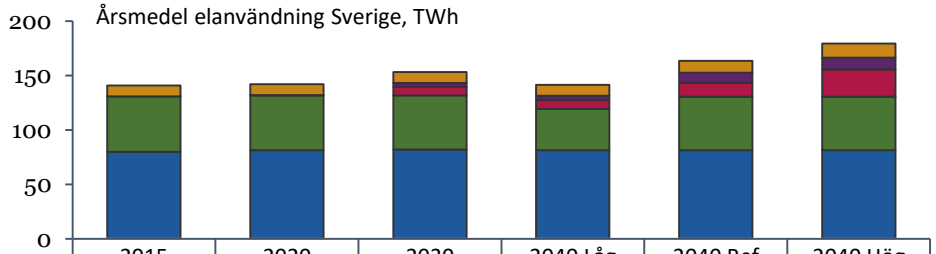


Elanvändning

I figurerna presenteras antagna årsmedelvärden för elanvändning i scenarierna för Sverige, resterande Norden samt några av de länder som ingår i simuleringarna[1]. I referensscenariot ökar elanvändningen mellan år 2020, 2030 och 2040 som en följd av omställningen till ett förnybart energisystem och fortsatt digitalisering av samhället.

I högscenariot ökar elanvändning ytterligare bland annat på grund av fler elbilar, etableringar av serverhallar och batterifabriker samt snabbare omställning av industrin till fossilfri produktion. För lågscenariot har olönsamhet lett till att en del traditionell industri antingen avvecklats eller flyttat.





	2015	2020	2030	2040 Låg	2040 Ref	2040 Hög
Distributionsförluster	10	10	10	10	11	13
Elbilar	0	0	4	4	9	11
Ny industri	0	0	8	8	13	25
Industri	51	50	50	38	49	49
Hushåll/service/transp	80	82	82	81	81	81
Totalt	141	142	153	141	163	179

Elanvändning per land TWh	2030	2040 Låg	2040 Ref	2040 Hög
Baltikum	31	31	35	40
Frankrike	464	464	517	535
Nederländerna	118	118	143	148
Polen	166	166	203	214
Storbritannien	317	317	368	378
Tyskland	547	547	644	659
Totalt simulerade kontinentländer	2 330	2 330	2 670	2 800

[1]De länder som simuleras explicit utöver Norden och Baltikum är följande; Belgien, Frankrike, Italien, Nederländerna, Polen, Ryssland (förenklat och ingår ej i total elanvändning i tabellen), Schweiz, Storbritannien (Nordirland undantaget), Tjeckien, Tyskland och Österrike.

SVENSKA KRAFTNÄT

Kapacitet per kraftslag - Sverige

I tabellen presenteras antagen kapacitet per kraftslag i Sverige.

Installerad vattenkraftkapacitet antas i samtliga scenarier ligga kvar på dagens nivåer, men det råder dock en viss osäkerhet kring förutsättningarna för framtida elproduktion från vattenkraft. EU:s ramdirektiv för vatten 2000/60/EG skulle kunna medföra en minskning till följd av restriktioner, samtidigt som studier har pekat på en möjlig effekthöjning i befintliga kraftverk.

I scenarierna för år 2040 har ett antagande gjorts att svensk kärnkraft är avvecklad för att kunna utvärdera behovet av nätinvesteringar ”post kärnkraft”.

Vindkraft är det kraftslag som kräver lägst elpris för att kunna motivera nyetablering och följaktligen det kraftslag som ser den största tillväxten fram till år 2040 i samtliga scenarier. Solkraft byggs i referensscenariot och högscenariot, men ligger i lågscenariot kvar på samma nivå som för år 2030.

Installerad kapacitet i kraftvärmeverk antas minska något fram till år 2040. Detta är dock ytterligare en osäkerhet i scenarierna då lönsamheten för kraftvärmen utöver elpriset även påverkas av värmebehovet. Dessutom kan det finnas möjlighet för kraftvärmeverken att bidra med flexibilitet vilket ytterligare kan öka potentialen.

I högscenariot har cirka 460 MW gaskraftverk byggts som uppvisade lönsamhet för de prisnivåer som erhölls.



Kraftslag, MW	2018/2019	2020	2030	2040 Låg	2040 Ref	2040 Hög
Vattenkraft	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300
Kärnkraft	8 590	7 720	5 870	0	0	0
Vindkraft	7 510	10 900	13 850	25 920	24 730	31 710
Landbaserad	7 320	10 700	12 580	24 650	22 200	26 540
Havsbaserad	190	200	1 270	1 270	2 525	5 170
Solkraft	460	600	4 010	4 010	7 380	7 380
Övr. värmekraft	5 882	4 740	4 450	4 450	4 450	4 910

SVENSKA KRAFTNÄT

Flexibilitet i produktion och användning



I samtliga scenarier för år 2040 har användarflexibilitet och storskalig lagring implementerats för Kontinentaleuropa och Storbritannien. Dessa utgörs av batterier, möjlighet till bränslebyte för till exempel uppvärmning, power-to-gas, pumpkraftverk med mera. Dessutom har elproduktion från kondenskraft och gasturbiner adderats iterativt under förutsättning att en viss lönsamhet för kraftverken uppnås.

För Norden har tre prisnivåer för förbrukningsfrånkoppling på mellan 140 euro/MWh och 400 euro/MWh implementerats i modellen. När elpriset når dessa nivåer kopplas en del elanvändning bort. Volym och prissättning på förbrukningsfrånkoppling har baserats på priselasticitet på efterfrågekurvan för systempriset och utgörs idag till stor del av elintensiv industri.

För Sverige, Norge, Finland och Danmark uppgår den totala modellerade kapaciteten förbrukningsfrånkoppling till 3 850 MW för 2030 och 5 050 MW år 2040. I högscenariot har därtill en del gaskraftverk adderats utifrån vissa lönsamhetskriterier.

Flexibilitet i kraftsystemet är ytterligare en stor osäkerhetsfaktor i scenarierna som samtidigt kan komma spela en betydande roll framtidens kraftsystem.

SVENSKA KRAFTNÄT

Överföringskapacitet

Inom Norden samt mellan Norden och kontinenten antas överföringskapaciteten utvecklas lika för alla scenarier. De förändringar som har antagits redovisas i tabellen. Eftersom ett av syftena med LMA är att undersöka utbyggnadsbehov kan överföringskapaciteten i scenarierna vara underutbyggt för framförallt år 2040. Scenarierna ska visa på vilka behov som kan finnas, inte hur kraftsystem och marknad ser ut efter att behoven är uppfyllda.

En del ledningar når även sin tekniska livslängd under åren fram till år 2040 och ett antagande har gjorts att överföringskapaciteten bibehålls under hela perioden. Dock behöver nyttan med att reinvestera och möjligtvis förstärka ledningarna analyseras från fall till fall.



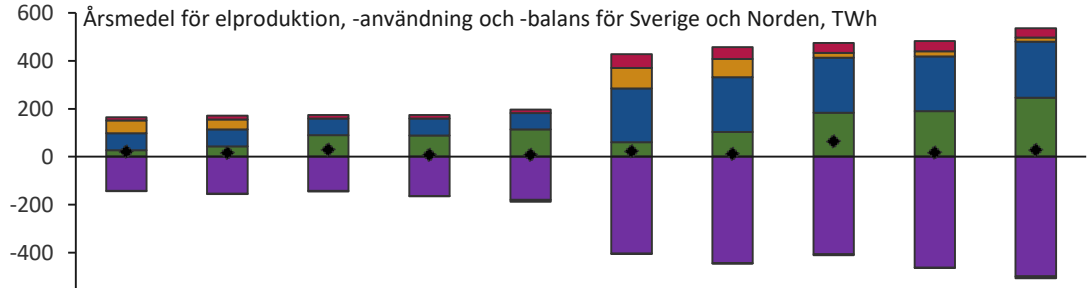
Antagna förändringar i överföringskapacitet som är inlagda i scenarierna.

Driftår	Snitt	Förändring [MW]	Total [MW]	Information/Namn
2020	NO2↔DE	+1400	1 400	NordLink
	DK1↔NL	+700	700	COBRAcable
2021	NO2↔UK	+1400	1 400	North Sea Link
	DK1→DE DE→DK1	+720 +1000	2 500 2 500	Steg 1 Jylland-Tyskland
2022	SE2↔SE3	+500	7 800	Förstärkning Snitt 2
2023	SE2↔SE3	+300	8 100	Förstärkning Snitt 2
	SE3→SE4 SE4→SE3	+600 +400	7 200 3 600	Ekhyddan-Nybro-Hemsjö
	DK1↔DE	+1 000	3 500	Steg 2 Jylland-Tyskland
	DK1↔UK	+1400	1 400	Viking Link
2026	SE4↔DE	+700	1 315	Hansa PowerBridge
	SE1→FI FI→SE1	+800 +900	3 200 tot SE-FI	3:e AC
2029	SE2/SE3↔FI	+400 (netto)	3 600 tot SE-FI	-Avveckling Fenno-Skan1 (-400 MW SE3-FI) -Ny HVDC (+800 MW SE2-FI)
2031-2039	NO↔UK	+1400	2 800	NorthConnect eller liknande
2031-2039	SE2↔SE3	+2400	10 500	Förstärkning Snitt 2

SVENSKA KRAFTNÄT

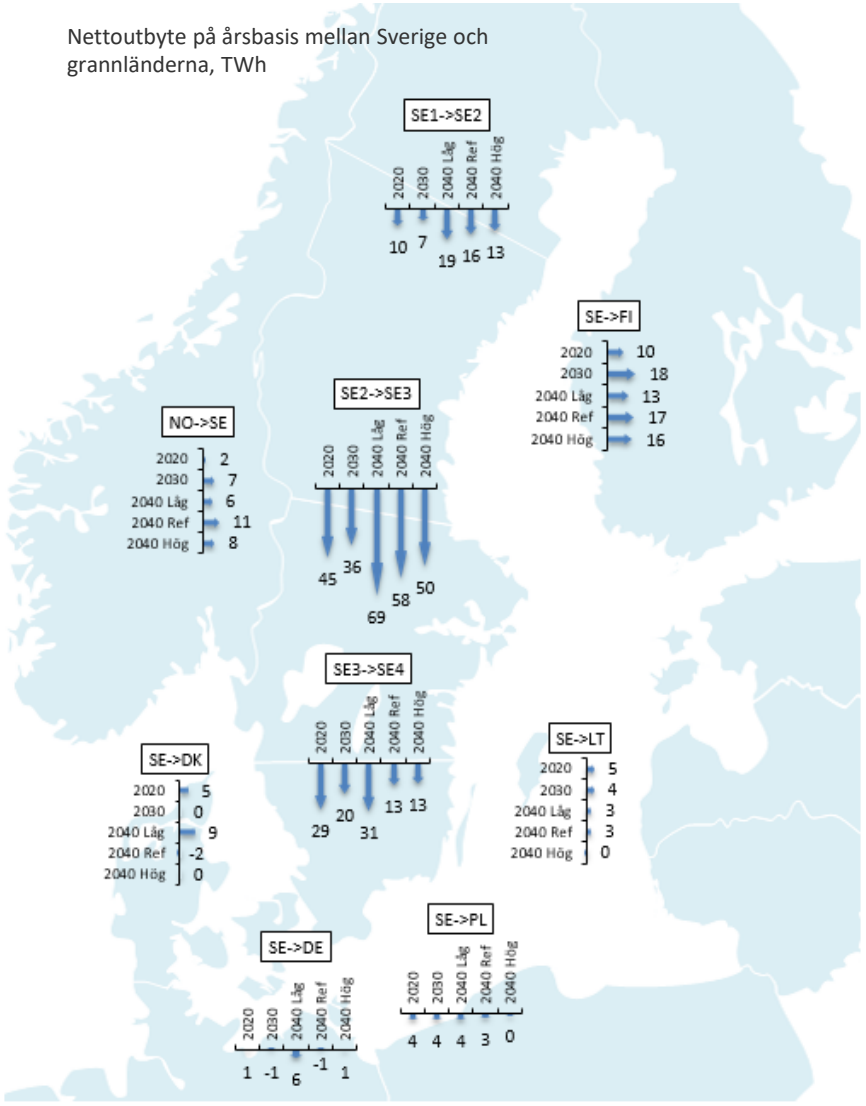
Elbalans och nettoutbyte

I figurerna visas elbalans och nettoutbyte. Sverige och Norden är nettoexportör av el på årsbasis i alla scenarier. Överskottet är som störst i lågscenariot på grund av den låga elanvändningen men samtidigt höga produktionen från vind- och solkraft. I högscenariot ”spills” cirka 8 TWh el årligen i Sverige. I samtliga scenarier består det karaktäristiska flödet från överskottsområdena i norra Sverige och Norge till förbrukningscentra i södra Sverige samt österut till Finland och Baltikum.



	Sverige					Norden				
	2020	2030	2040 Låg	2040 Ref	2040 Hög	2020	2030	2040 Låg	2040 Ref	2040 Hög
Spill	0	0	-3	-1	-8	0	0	-3	-1	-9
Elanvändning	-143	-154	-142	-164	-180	-404	-444	-407	-463	-499
Övr termisk	15	16	14	15	14	57	49	43	43	38
Kärnkraft	52	42	0	0	0	86	76	19	21	18
Vattenkraft	71	71	70	70	68	224	228	230	228	233
Vind & sol	27	43	90	89	114	61	103	183	190	247
Land	27	34	81	72	86	51	72	157	140	171
Hav	0	5	5	10	20	9	24	18	32	58
Solkraft	1	4	4	7	7	2	7	8	17	17
Balans	22	17	29	9	8	24	13	65	18	28

Nettoutbyte på årsbasis mellan Sverige och grannländerna, TWh

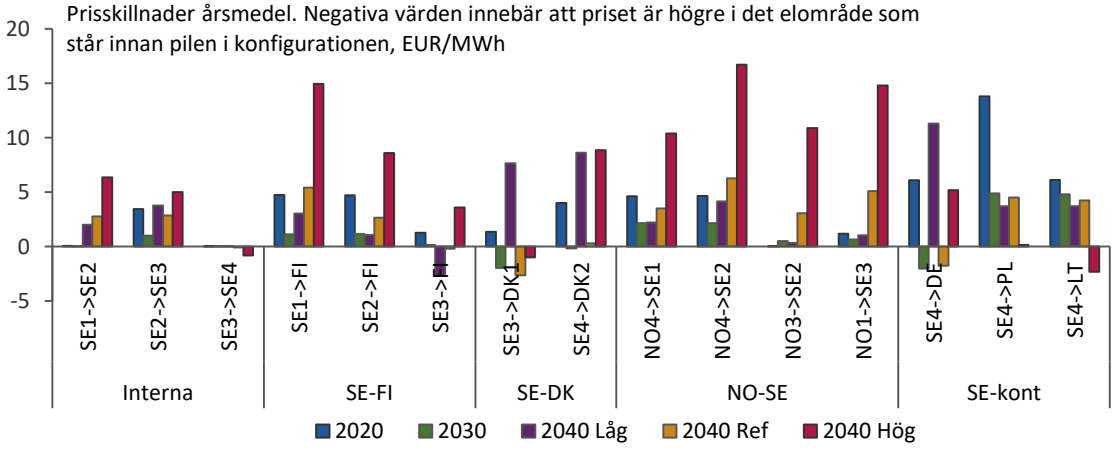


SVENSKA KRAFTNÄT

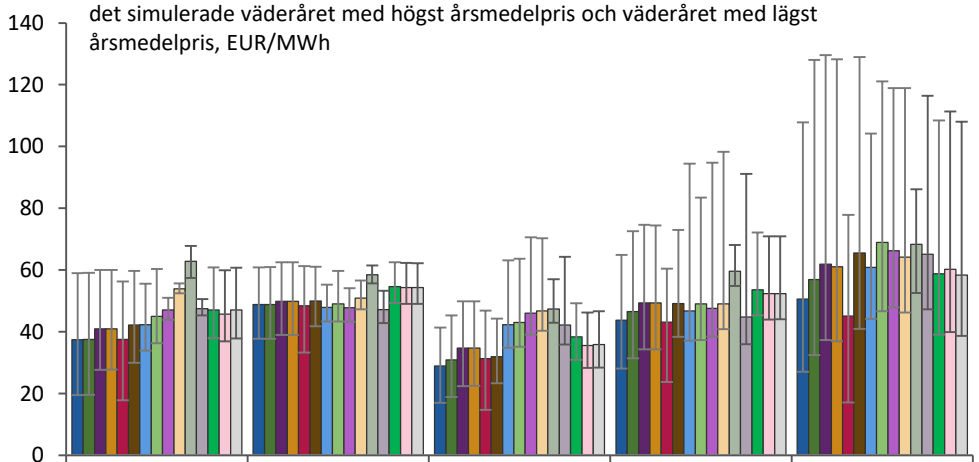
Elpris och prisskillnader

Figuren till höger visar att årsmedelpriset år 2020 och 2030 ökar som en följd av stigande priser på bränsle och utsläppsrätter. Mellan år 2030 och referensscenariot för år 2040 minskar årsmedelpriset något, men skillnaden mellan olika simulerade väderår ökar (se ”spannet” för de svarta klamrarna).

Figuren nedan visar att prisskillnaderna år 2030 är relativt små, vilket är en konsekvens av ökad överföringskapacitet som hjälper till att jämna ut priserna inom Norden och mellan Norden och övriga Europa. Prisskillnaderna ökar till år 2040. För referens- och högscenariot beror de ökande prisskillnaderna på att en större elproduktion ska täcka en större elanvändning samtidigt som elnätets överföringskapacitet är ungefär densamma som år 2030. För lågscenariot beror prisskillnaderna främst på att Norden har ett stort elöverskott som stundtals ”stängs” inne i Norden som då får ett lägre pris än till exempel Tyskland.



Årsmedelpris i Norden och kringliggande länder. Klamrarna visar spannet mellan det simulerade väderåret med högst årsmedelpris och väderåret med lägst årsmedelpris, EUR/MWh



	2020	2030	2040 Låg	2040 Ref	2040 Hög
SE1	37	49	29	44	51
SE2	38	49	31	47	57
SE3	41	50	35	49	62
SE4	41	50	35	49	61
NO	38	48	31	43	45
FI	42	50	32	49	65
DK1	42	48	42	47	61
DK2	45	49	43	49	69
DE	47	48	46	48	66
GB	54	51	47	49	64
PL	63	59	47	60	68
NL	48	47	42	45	65
LT	47	55	38	54	59
EE	46	54	36	52	60
LV	47	54	36	52	58

SVENSKA KRAFTNÄT



Kraftsystemet 2020, 2030 och 2040

I takt med omställningen till ett förnybart energisystem ändras också förutsättningarna för, och utmaningarna med, att upprätthålla leveranssäkerheten av el. I LMA2018 har utvecklingen som scenarierna visar på studerats närmare.

Utmaningar och behov gällande överföringskapacitet, effekttillräcklighet, balansering av systemet och systemstabilitet har undersökts.

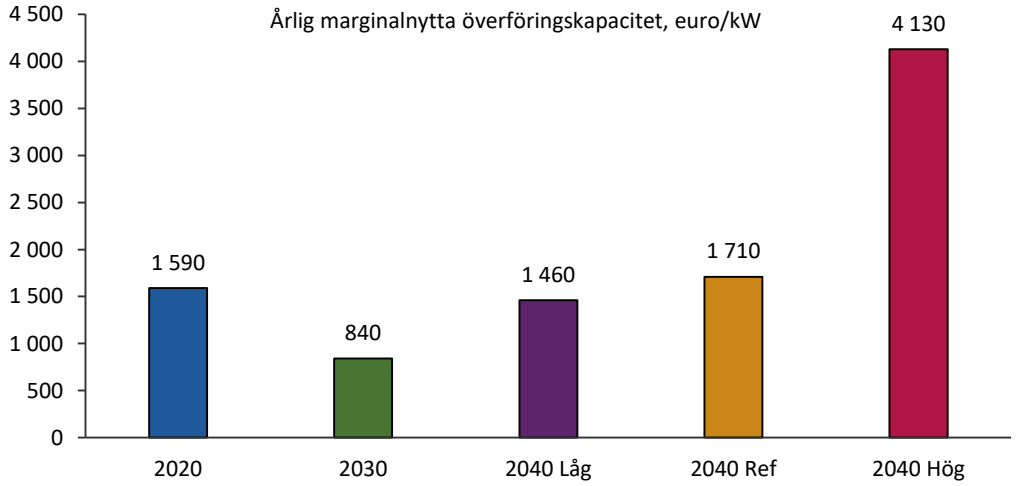
Avsikten är inte att presentera exakta eller heltäckande resultat och ej heller att komma med konkreta lösningar på problemen, utan att ge en övergripande bild om vilken riktning kraftsystemet är på väg i om inga åtgärder vidtas och vilka behov som kan uppstå.

Inom flera områden pågår ett omfattande utvecklingsarbete med att bland annat att anpassa systemåtgärder och ta fram nya strategier för att möta de kommande utmaningarna.

Långsiktigt överföringsbehov

Vid en liten ökning av överföringskapaciteten mellan två elområden kan elmarknadsnyttan[1] likställas med eventuell prisskillnad mellan områdena multiplicerad med kapacitetsökningen.

Nedan visas årlig marginalnytta med en extra kW i kapacitet summerat för alla snitt i Norden och Baltikum. Staplarna ger en indikation på hur behovet av förstärkningar förändras under analysåren. Den årliga marginalnyttan minskar mellan år 2020 och 2030, vilket beror på att flera snitt förstärks under denna period. Mellan år 2030 och 2040 ökar marginalnyttan igen, framförallt för högscenariot, beroende på ökande prisskillnader och därmed ett ökat behov/ökad nytta med att stärka överföringskapaciteten.





[1]Elmarknadsnytta=producentnytta + konsumentnytta + kapacitetsavgifter, den ekonomiska nytta som tillfaller elmarknadens aktörer (genom pris- och volymförändringar efter en förändring i elsystemet)

SVENSKA KRAFTNÄT

Långsiktigt överföringsbehov

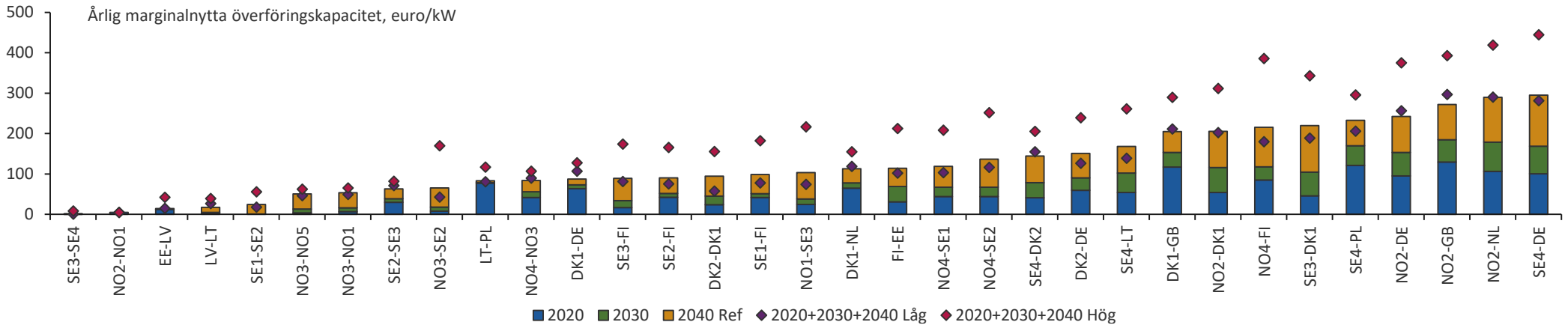
Nedan visas marginalnyttan uppdelad per snitt i Norden och Baltikum. Resultatet ger en indikation på vilka snitt som är intressanta att studera mer noggrant.

Staplarna i figuren visar nyttan för år 2020 samt för referensscenariot år 2030 och 2040. Brytpunkterna visar summan av nyttan för år 2020 och 2030 samt respektive kompletterande scenario för år 2040. Den största marginalnyttan finns i att öka överföringen från Norden till övriga Europa trots att det redan sker en kraftig utbyggnad under perioden.

I realiteten är elmarknadsnyttan som störst för första kilowatten som ett snitt ökas med och avtar sedan i takt med fortsatt ökning och därmed utjämning av prisskillnaden mellan de två områdena.

Den marginalnytta som beräknas vid en marginell kapacitetsökning bör alltså betraktas som en teoretisk övre gräns för vilken elmarknadsnytta som kan erhållas vid större förändringar i överföringskapacitet, som vanligtvis omfattar flera hundra MW.

För att få en mer realistisk bild över nyttan att bygga ut eller bibehålla överföringskapaciteten behöver simuleringar utföras med och utan den faktiska potentiella kapacitetsändringen och fler aspekter vägas in, såsom interna flaskhalsar i näten och hur det fysiska flödet förväntas förändras vid ökad handelskapacitet mellan elområden. Nyttorna ställs sedan mot kostnaderna i en samhällsekonomisk analys för att avgöra om ett nytt projekt kan motiveras ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.



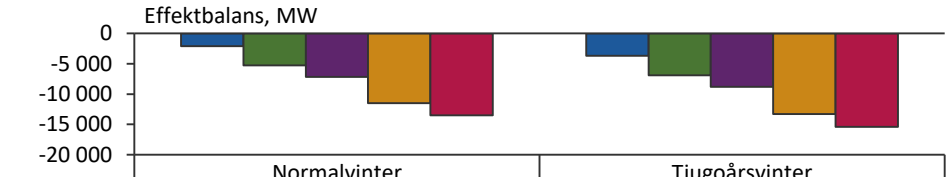
SVENSKA KRAFTNÄT

Effekttillräcklighet – Statisk metod

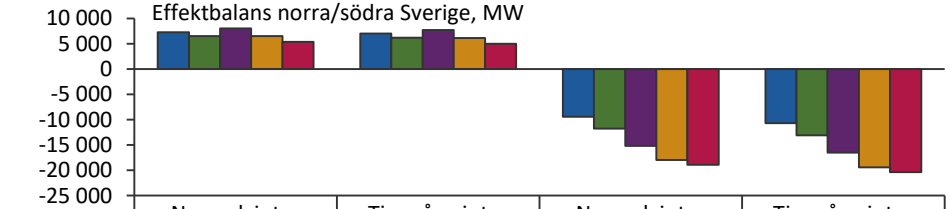
Effekttillräcklighet avser möjligheten att tillgodose effektbehovet vid varje tillfälle. Effektbehovet för ett elområde behöver täckas av inhemsk produktion, förbrukningsflexibilitet och import. Räcker inte detta till måste elanvändning kopplas bort i elområdet. Två metoder har används för att bedöma effekttillräckligheten i scenarierna, en statisk och en dynamisk. Båda metoderna visar på ökad risk för effektbrist.

Den statiska metoden är samma som användes i Svenska kraftnäts rapport *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2018*. Genom att jämföra förväntat tillgänglig inhemsk produktion med förväntad elanvändning under vintertimmen med högst elförbrukning erhålls en så kallad effektbalans. Denna uppställning görs för både en normalvinter och en 20-årsvinter (en extra kall vinter som återkommer i genomsnitt en gång per tjugo år) och redovisas för Sverige totalt i figuren upptill till höger samt uppdelat på norra (SE1 och SE2) samt södra Sverige (SE3 och SE4) i figuren nedtill till höger.

Underskottet i södra Sverige ökar framförallt på grund av nedläggning av de svenska kärnkraftsreaktorerna samt, för referens- och högscenariot, den antagna ökningen av elanvändningen. Tillkommande produktion förväntas i huvudsak bestå av vindkraft, som antas ha låg tillgänglighet under de kallaste vintertimmarna, då årets topplast inträffar. Teknikutveckling inom vindkraft skulle kunna öka dess tillgänglighet och därmed innebära en förbättrad effektbalans för år 2030 och 2040.



	Normalvinter	Tjugoårsvinter
2020	-2 100	-3 700
2030	-5 300	-6 900
2040 Låg	-7 200	-8 800
2040 Ref	-11 500	-13 300
2040 Hög	-13 500	-15 400



	Normalvinter SE1+SE2	Tjugoårsvinter SE1+SE2	Normalvinter SE3+SE4	Tjugoårsvinter SE3+SE4
2020	7 300	7 000	-9 400	-10 700
2030	6 500	6 200	-11 800	-13 100
2040 Låg	8 000	7 700	-15 200	-16 500
2040 Ref	6 500	6 100	-18 000	-19 400
2040 Hög	5 400	5 000	-18 900	-20 400

SVENSKA KRAFTNÄT

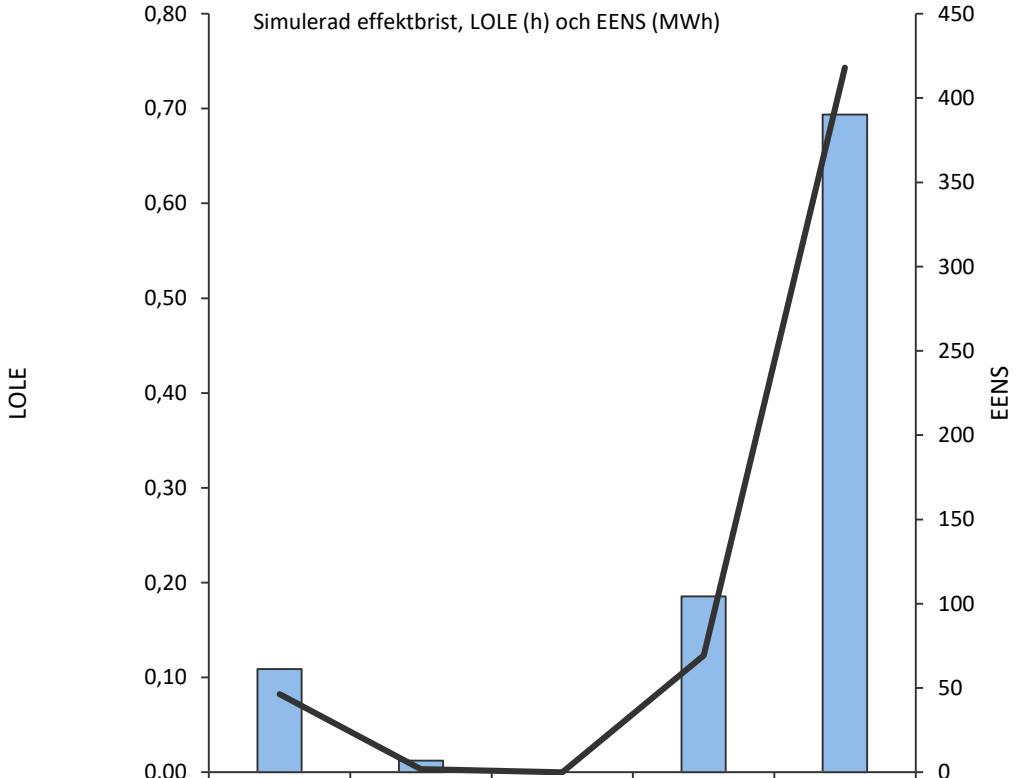
Effekttillräcklighet – Dynamisk metod

Genom att simulera många år och för varje timme jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med förbrukningen kan risken för effektbrist utvärderas. I den dynamiska metoden har de 31 olika väderåren simulerats åtta gånger med slumpmässiga avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser för respektive kraftslag och förbindelse.

När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist vilket mäts i *loss of load expectation*, LOLE och *expected energy not served*, EENS. LOLE mäts i antal timmar per år då elanvändningen inte kan tillfredsställas. I regel leder detta till lastfrånkoppling. EENS uttrycks i antal MWh som inte kan tillfredsställas per år. Simuleringsresultatet från den dynamiska metoden redovisas i figuren till höger.

Indikatorerna visar på måttfull risk för effektbrist förutom år 2040 i referensscenariot och högscenariot då risken är klart högre. För år 2040 har dessutom en hel del förbrukningsflexibilitet och lagring adderats till kontinenten. Utan denna flexibilitet skulle den simulerade effektbristen bli klart högre, men ingen separat studie har gjorts på detta.

Genomsnittet för alla simulerade år används för att indikera risk för effektbrist, men detta ger bara en förenklad bild av problemet: vissa år kommer inget problem att uppstå alls, medan problemen blir långt större än genomsnittet för andra år. Sådana år kan bero på mycket kalla vintrar eller ovanligt mycket problem med överföringar eller produktion. Därför redovisas även 95:e percentilen i tabellen tillhörande figuren, vilket innebär att 95 procent av alla simulerade år har mindre problem än denna siffra. I någon mån kan det därför jämföras med ”tjugoårsvinter” i den statiska metoden.



	2020	2030	2040 Låg	2040 Ref	2040 Hög
LOLE (h)	0,11	0,01	0,00	0,19	0,69
LOLE 95 (h)	0	0	0	1	4,85
EENS (MWh)	46,4	1,8	0,0	69,3	418,0

SVENSKA KRAFTNÄT

Balansering av systemet - Prisvolatilitet

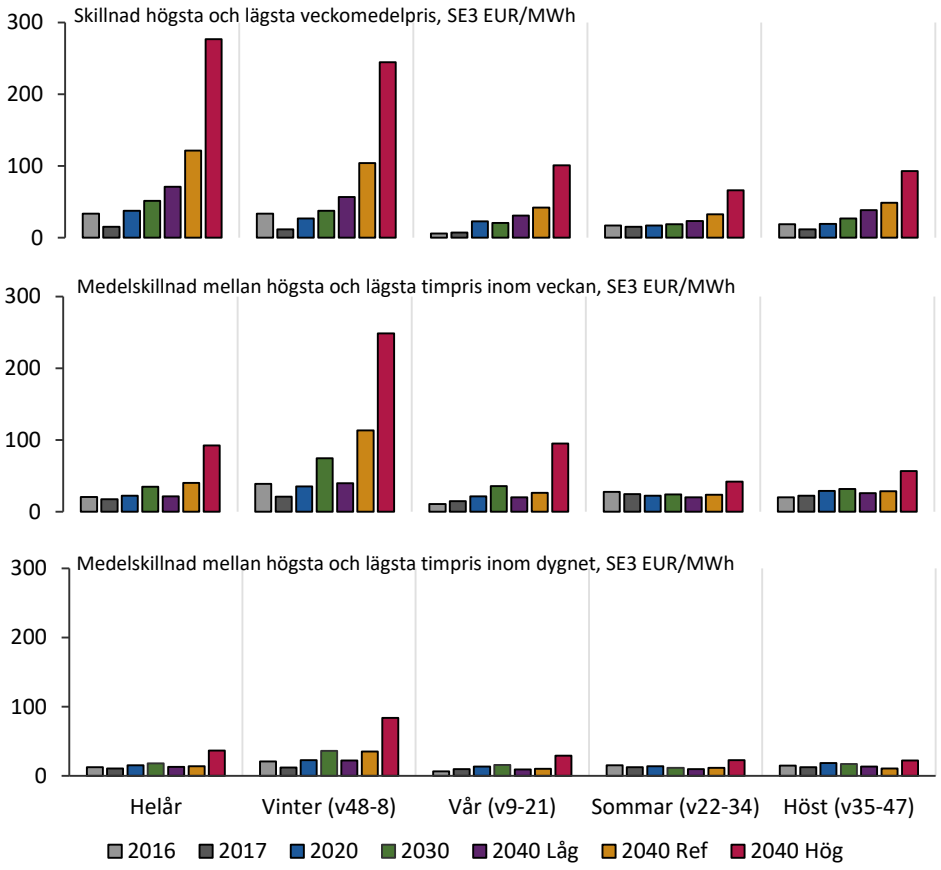
Med en ökad andel icke planerbar elproduktion behöver den nordiska balanseringsmodellen utvecklas för att hantera volatiliteten i systemet. Svenska kraftnät arbetar tillsammans med övriga nordiska systemoperatörer med implementationen av ett nytt balanseringskoncept för att kunna hantera förändringarna. I LMA2018 har scenarierna studerats närmare ur ett balanseringsperspektiv och visar en del av utmaningarna i framtidens kraftsystem.

Hur mycket priset förändras under olika perioder ger en indikation på hur utmanande det kan komma att vara att balansera systemet. Stor prisvolatilitet ger ett incitament för konsumenter och producenter att vara flexibla på elmarknaden.

I diagrammen presenteras skillnaden mellan högsta och lägsta pris i SE3: per vecka inom analysåret, per timme inom veckan samt per timme inom dygnet. Skillnaden beräknas för året i medel samt separat för vinter-, vår-, sommar- och höstveckorna. Historiskt utfall för år 2016 och 2017 har tagits med som referens.

Högscenariot står för den största prisvolatiliteten inom samtliga kategorier. Det är främst under vintermånaderna som de största diskrepanserna mellan priser uppstår. Ökningen jämfört med historiska prisskillnader är som störst för skillnaden mellan veckopris följt av skillnaden i timpris inom veckan. Detta tyder på att den största utmaningen i framtiden blir att reglera systemet på vecko- och säsongsbasis och främst vintertid.

Prisvolatilitet i elområde SE3 uttryckt som skillnaden mellan högsta och lägsta elpris för olika perioder. Staplarna visar medel över de simulerade väderåren där de två väderår med högsta skillnaden exkluderats.



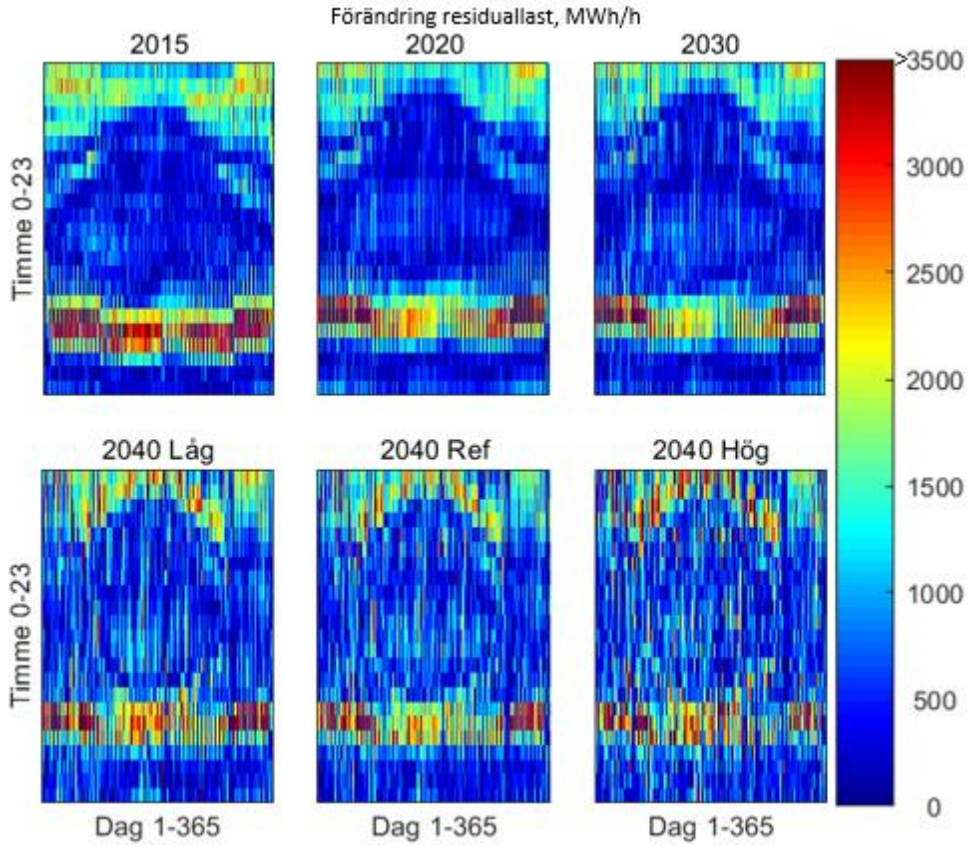
SVENSKA KRAFTNÄT

Balansering av systemet – Förändring residuallast

Ett sätt att beskriva kraftsystemets balanseringsbehov är att studera variationen hos residuallasten, här definierad som differensen mellan elanvändning och elproduktion från vind- och solkraft. Det ger en bild av vilka variationer som övrig planerbar produktion och import/export måste täcka för att bibehålla balansen mellan produktion och elanvändning.

Figuren visar förändringen i residuallast plottad från en timme till nästa i en så kallad värmekarta. Beräkningen har även gjorts för utfallet år 2015. Simuleringsresultat för ”normalåret” 1998 har använts, men samma trend kan ses för övriga väderår. Årets dygn är plottade på den horisontella axeln och dygnets timmar på den vertikala axeln.

För framförallt år 2015, 2020 och 2030 syns en tydlig rampning i elanvändning på morgonen och en lite mer utspridd rampning på kvällen. Ur figuren går att utläsa att förändringen i residuallasten fram emot år 2040 blir mindre förutsägbar än idag. Detta ställer krav på flexibla produktionsresurser som kan möta efterfrågan och automatiserade processer i kontrollrummet för att hantera förändringarna.



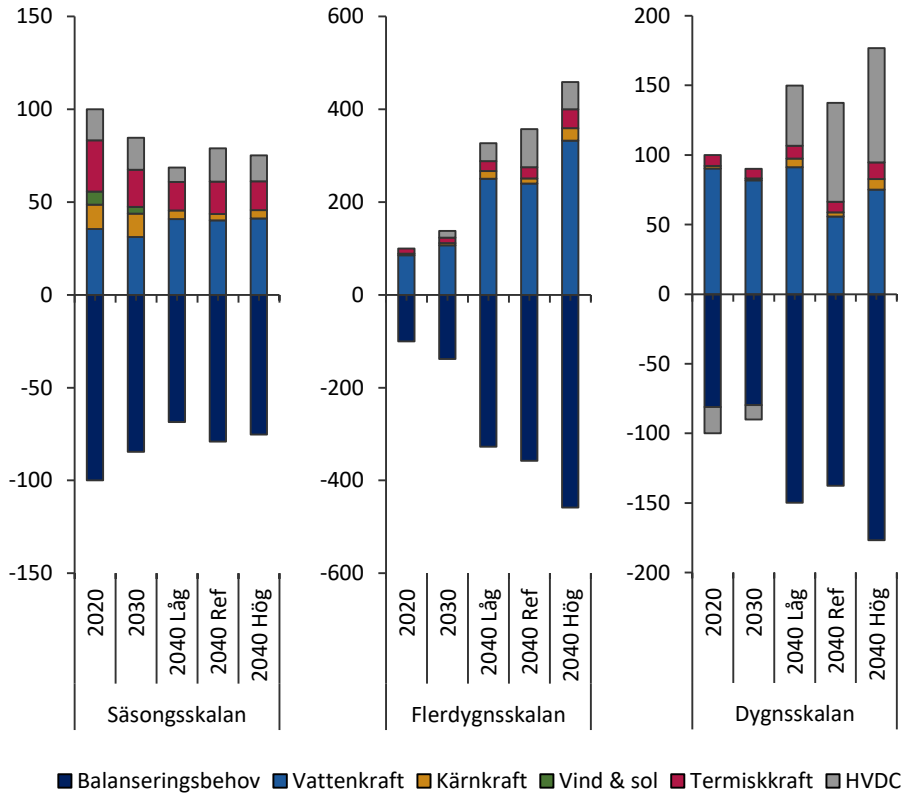
Balansering av systemet – Balanseringbidrag/-behov

Genom att studera hur handelsflöden, produktion och elanvändning samvarierar med residuallasten kan en bild fås över vad som bidrar till att balansera denna.

Variationerna i residuallasten sker över flera tidsskalor, från kort (sekundnivå) till lång (år), vilket ställer olika krav på egenskaper hos resurserna som ska hantera variationerna. I denna analys har residuallastens varians (i figuren kallad balanseringsbehovet) studerats för tre olika tidshorisonter: *dygnsskalan* (varians mellan dygnets timmar), *flerdygnsskalan* (varians mellan dygnsmedelvärden över släpande perioder på 28 dygn) och *säsongsskalan* (variansen mellan veckomedelvärden under året). För vardera av kraftslagen samt för summan av handelsflödet på HVDC-förbindelserna in till synkronområdet, har samvariansen med residuallasten sedan beräknat. Analysen ger en bild över vilka kraftslag och om handelsflödet bidrar till att balansera residuallasten. Simuleringsresultatet redovisas i figuren till höger.

Sammanfattningsvis visar analysen att den ökade elanvändningen tillsammans med den kraftiga utbyggnaden av vindkraft i Norden leder till ökande varians i residuallasten över framförallt flerdygnsskalan. Den växande möjligheten till handel med kontinenten innebär i regel ett ökande balanseringsbidrag under analysperioden. Vattenkraftens betydelse som balanseringsresurs i det nordiska systemet är tydlig då den utgör en stor del av balanseringsbidraget på alla tidshorisonter över hela analysperioden. Dock får vattenkraften särskild betydelse för hantering av variationer på flerdygnsskalan.

Balanseringsbehov samt balanseringsbidrag från olika kraftslag samt handelsflöden till och från synkrona Norden. Värdena har normerats mot balanseringsbidraget/behovet år 2020 som satts till 100.



SVENSKA KRAFTNÄT

Systemstabilitet

Kraftsystemstabilitet (eller kort systemstabilitet) är ett sätt att beskriva kraftsystemets förmåga att vid normaldrift upprätthålla stabila elektriska storheter samt dess förmåga att kunna återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning. Systemstabilitet kan delas upp i frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet, se figur nedan.

Förutsättningar för frekvensstabilitet har studerats i scenarierna genom att uppskatta systemets rotationsenergi (inom energibranschen ofta lite slarvigt kallat svängmassa). Svenska kraftnät saknar idag verktyg att utifrån marknadssimuleringsdata analysera det framtida systemets spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet, men begreppen och utvecklingen beskrivs kvalitativt.





SVENSKA KRAFTNÄT

Systemstabilitet – Frekvensstabilitet

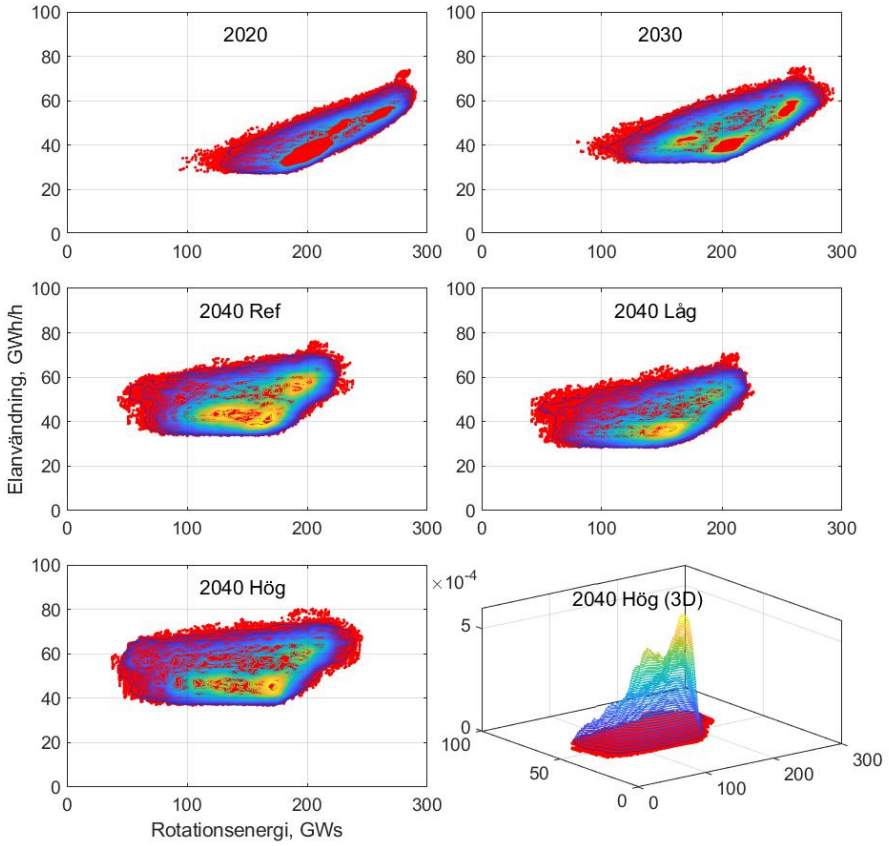
Frekvensstabilitet involverar hela det nordiska synkronområdet. Begreppet handlar om kraftsystemets förmåga att hålla en stabil frekvensnivå vid normaldrift och att undvika att frekvensen sjunker för lågt, eller stiger för högt, efter att det har utsatts för en större plötslig obalans mellan elproduktion och elanvändning.

Rotationsenergi (inom energibranschen ofta lite slarvigt kallat *svängmassa*) är ett mått på trögheten i ett elkraftsystem. Rotationsenergi motverkar frekvensförändringar som uppstår vid plötsliga händelser, till exempel bortfall av produktions- eller förbrukningsaggregat eller fel på överföringsförbindelser till andra synkronområden.

I figurerna presenteras en uppskattning av det nordiska synkrona systemets rotationsenergi plottat mot elanvändningen under samma timme. Figuren visar dels att rotationsenergin i systemet minskar i scenarierna, dels att låg rotationsenergi i större utsträckning förekommer både för låg- och höglasttimmar, vilket ökar utmaningen att hålla en stabil frekvensnivå.

Svenska kraftnäts huvudspår för att säkra frekvensstabilitet vid minskande mängder av rotationsenergi i kraftsystemet är att kontinuerligt se över kraven på de systemtjänster som stabiliserar systemet samt levererar dess prestanda. Exempel på nya krav är införandet av en ny produktkategori kallad FFR (Fast Frequency Reserve) för att hantera frekvensstabiliteten vid större händelser. FFR skulle kunna levereras av till exempel av vindkraftverk, batterier, likströmsförbindelser eller genom att momentant reducera elanvändningen.

Beräknad rotationsenergi för varje simulerad timme (x-axeln) plottat mot elanvändningen (y-axeln) för det nordiska synkronområdet. Densiteten för mätpunkternas sannolikhetsfördelning illustreras med färger från rött (liten förekomst) till gult (stor förekomst) och högscenariot har även plottats i en 3D-graf för att tydliggöra färgernas betydelse.



Systemstabilitet – Spänningsstabilitet

För att ett system vid normaldrift ska ha stabila spänningsnivåer krävs att varje regionalt nätområde i systemet är balanserat sett till områdets behov av reaktiv effekt. Anledningen till att varje del av nätet måste ha rätt mängd reaktiva resurser följer av att reaktiv effekt i princip inte kan överföras över stora avstånd. Det är alltså viktigt att den reaktiva effekten produceras eller konsumeras på rätt ställen i nätet för att säkerställa god spänningsreglering.

För låg spänning kan leda till instabilitet och för hög spänning till material- och personskador. Spänningsinstabilitet kan leda till bortkoppling av last eller produktion i berörda områden och i värsta fall delvis eller total systemkollaps. Spänningskollaps var det fenomen som inträffade vid den senaste storstörningen i södra Sverige år 2003 efter att flera oberoende händelser hade orsakat allvarliga störningar i kraftsystemet.

Synkrongeneratorer som är direkt anslutna till stamnätet, det vill säga större vattenkraftverk och kärnkraftverk, spelar en viktig roll för spänningsstabiliteten i dagens kraftsystem. De utgör, tillsammans med viss kraftelektronikbaserad utrustning i kraftsystemet, så kallade dynamiskt spänningsreglerande komponenter, som steglöst kan styra och anpassa det reaktiva effektutbytet efter kraftsystemets behov. Med nedläggningen av kärnkraft i scenarierna minskar mängden dynamiskt spänningsreglerande komponenter i södra Sverige. Den nya produktionen som tillkommer på lägre spänningsnivåer i distributionsnäten kan inte ersätta spänningsregleringen på stamnätsnivå. Större vindkraftsparker, anslutna till stamnätet, kan dock bidra med spänningsreglering.

Nedläggningen av kärnkraft innebär att Svenska kraftnät kommer att behöva investera i fler spänningsreglerande nätkomponenter främst i södra Sverige. Även moderna HVDC-förbindelser kan bidra till förbättrad spänningshållning genom sin förmåga att leverera reaktiv effekt till stamnätet.



SVENSKA KRAFTNÄT

Systemstabilitet – Rotorvinkelstabilitet

Rotorvinkelstabilitet kan delas in i två delfenomen med olika karaktär: *transient stabilitet* och *småsignalstabilitet*. Transient stabilitet handlar om kraftsystemets förmåga att efter en kraftig störning återgå till ett stabilt systemtillstånd utan att produktionsenheter omedelbart kopplas bort. Småsignalstabilitet handlar om kraftsystemets förmåga att efter små störningar återgå till ett stabilt systemtillstånd. Småsignalinstabilitet kan uppstå på lokal, regional och global nivå och innebär att en eller flera produktionsenheter pendlar mot eller med varandra.

Förändringarna i kraftsystemet som scenarierna visar på medför förändrade effektflöden, vilket nuvarande reglersystem inte är optimerade för och minskar marginalerna till rotorvinkelinstabilitet. En annan bidragande orsak är att vind- och solkraftsproduktion inte bidrar med kortslutningseffekt till systemet på samma sätt som synkront ansluten produktion. Bidraget till kortslutningseffekten från icke synkront kopplad produktion beror till stor del på hur den styrs under felförloppet. Nätstyrkan och därmed marginalerna till instabilitet kommer minska med den förändrade produktionsmixen. Samtidigt byggs fler ledningar vilket ökar nätstyrkan och stabilitetsmarginalerna.

Synkrongeneratorer i det nordiska kraftsystemet är utrustade med dämptillsatser, så kallade Power System Stabilizers (PSS:er), som automatiskt hjälper till att dämpa effektpendlingar i systemet. Minskat antal generatorer med dämptillsatser innebär alltså att även dämpbidrag från PSS:er minskar, vilket kan minska marginalerna till rotorvinkelinstabilitet än mer.

En tredje faktor som kan minska marginalerna till instabilitet är att överföringen i systemet ökar. Mer effekt behöver alltså överföras över större avstånd vilket i sig innebär en risk för att rotorvinkelinstabilitet kan uppstå. Samma utveckling skedde under åttiotalet när överföringen mellan de nordiska länderna ökade och pendlingar uppstod. Då blev rotorvinkelinstabilitet i flera fall det som begränsade maximal överföring mellan elområden.

Svenska kraftnät arbetar med att utveckla och etablera övervakningssystem för att kunna observera pendlingar och stabilitetsmarginaler i realtid och utveckla nya åtgärder för att dämpa pendlingarna.





Variationer av referensscenariot

I LMA2018 har tre specifika parametrar varierats i syfte att undersöka vilka konsekvenserna kan bli för kraftsystemet om en annan utvecklingsväg antas.

Variationerna kopplas till specifika osäkerhetsfaktorer som identifierats i scenarioarbetet:

> Olika grader av förbrukningsflexibilitet

> En ökning av vindkraft till havs i södra Sverige istället för land

> Tidigare-/senarelagd avveckling av svensk kärnkraft.

Ingen bedömning av lönsamhet och ekonomisk potential har gjorts för variationerna i scenarierna. Scenariovariationerna har utförts på referensscenariot för år 2030 och 2040.

Förbrukningsflexibilitet och lagring

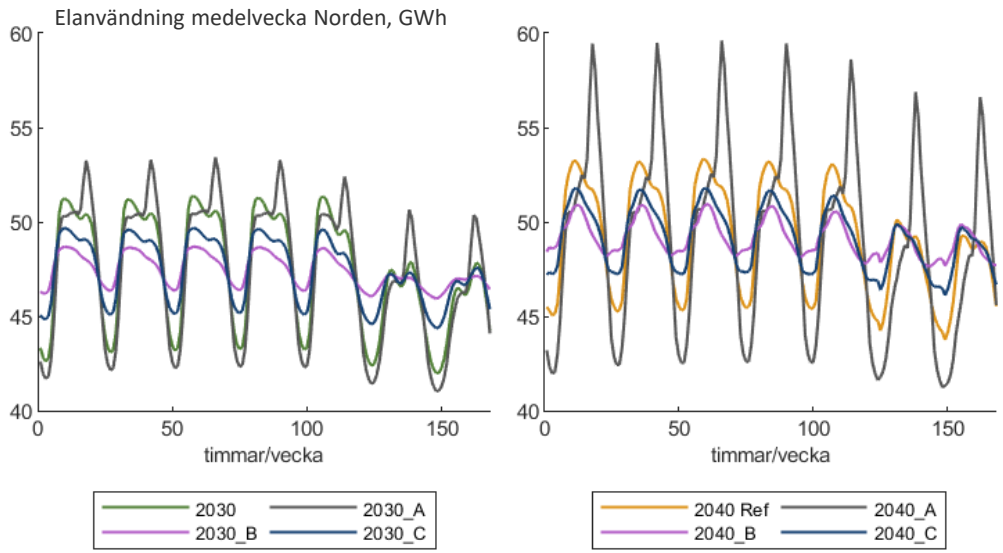
Flexibla resurser i form av förbrukningsflexibilitet och energilagring av olika slag har potential att ersätta en del av den flexibilitet i elnätet som försvinner när konventionell styrbar elproduktion byts ut mot väderberoende produktion.

I denna analys undersöks övergripande i vilken utsträckning flexibel elanvändning inom veckan och dygnet påverkar kraftsystemet och behovet av investeringar i stamnätet.

Tre scenariovariationer har utvecklats för år 2030 och 2040 och beskrivs i korthet i tabellen nedan. Den totala elanvändningen på års- och veckobasis är samma i referensscenariot och scenariovariationerna, det som varierats är förbrukningsmönstret inom veckan. Variationen är utförd för hela Norden och Baltikum.

Namn	Förändring i scenario
A	Elbilar laddas vid första möjliga tillfälle efter användning.
B	Elanvändningen för kategorin *hushåll, service och transport* är konstant inom veckan.
C	Hushållskundernas förbrukning har jämnats ut enligt uppskattade förbrukningsflexibilitetsvärden[1].

Simulerad elanvändning per timme för medelveckan av alla simulerade väderår redovisas i figuren nedan för referensscenariot och scenariovariationerna. Figuren visar en markant ökning i elanvändningen för scenariovariation A på eftermiddagen då majoriteten av elbilarna laddar. Konsekvenserna blir större för år 2040 än år 2030 eftersom elbilsandelen ökar under tioårsperioden. För scenariovariation B och C erhålls istället en utjämning av veckans elanvändning.



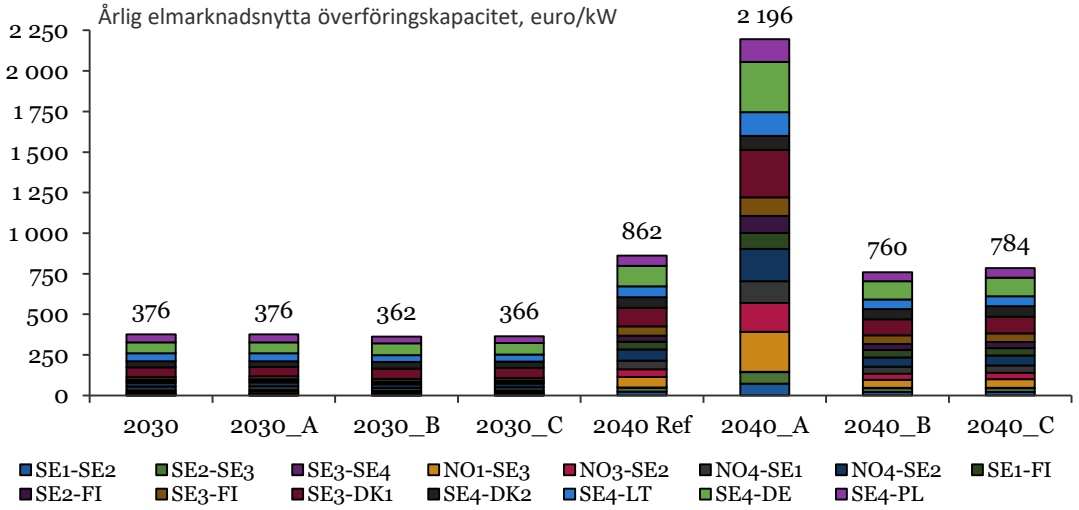
[1]Energimarknadsinspektionen, Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet 2016, Ei 2016:15, 2016

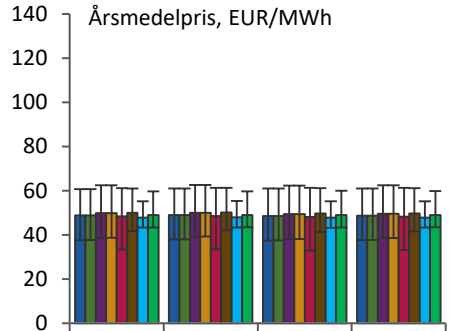
SVENSKA KRAFTNÄT

Förbrukningsflexibilitet och lagring

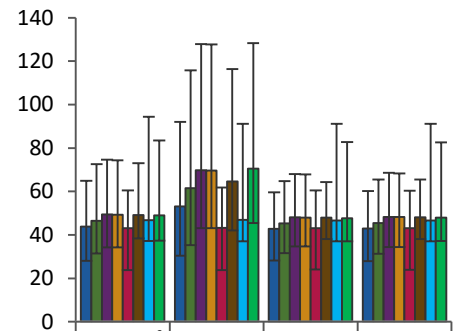
Scenariovariationernas påverkan på marginalnytta av överföringskapacitet, årsmedelpris och maximal residuallast visas i figurerna.

Sammanfattningsvis visar resultaten att förbrukningsflexibilitet och lagring är av stor betydelse för framtidens kraftsystem. När produktionen i större utsträckning blir väderberoende och elanvändningen ökar, kan förbrukningsflexibilitet och lagring se till att dessa på ett bättre sätt matchar varandra. Utan förbrukningsflexibilitet och lagring finns det istället en stor risk att elpriser, risken för effektbrist och behovet av investeringar i elnätet blir betydligt högre än vad de är idag.





	2030	2030_A	2030_B	2030_C
SE1	49	49	49	49
SE2	49	49	49	49
SE3	50	50	49	50
SE4	50	50	49	50
NO	48	49	48	48
FI	50	50	50	50
DK1	48	48	48	48
DK2	49	49	49	49



	2040 Ref	2040_A	2040_B	2040_C
SE1	44	53	43	43
SE2	47	62	45	46
SE3	49	70	48	48
SE4	49	70	48	48
NO	43	43	43	43
FI	49	65	48	48
DK1	47	47	47	47
DK2	49	71	48	48

Maximal residuallast för referensscenariot och scenariovariationerna samt förändringen.

	2030	2030_A	2030_B	2030_C	2040Ref	2040_A	2040_B	2040_C
Max (GW)	26,6	27,7	24,7	25,7	26,1	26,6	25,0	25,0
Förändring mot ref (MW)	0	+1 110	-1 860	-850	0	+500	-1 130	-130

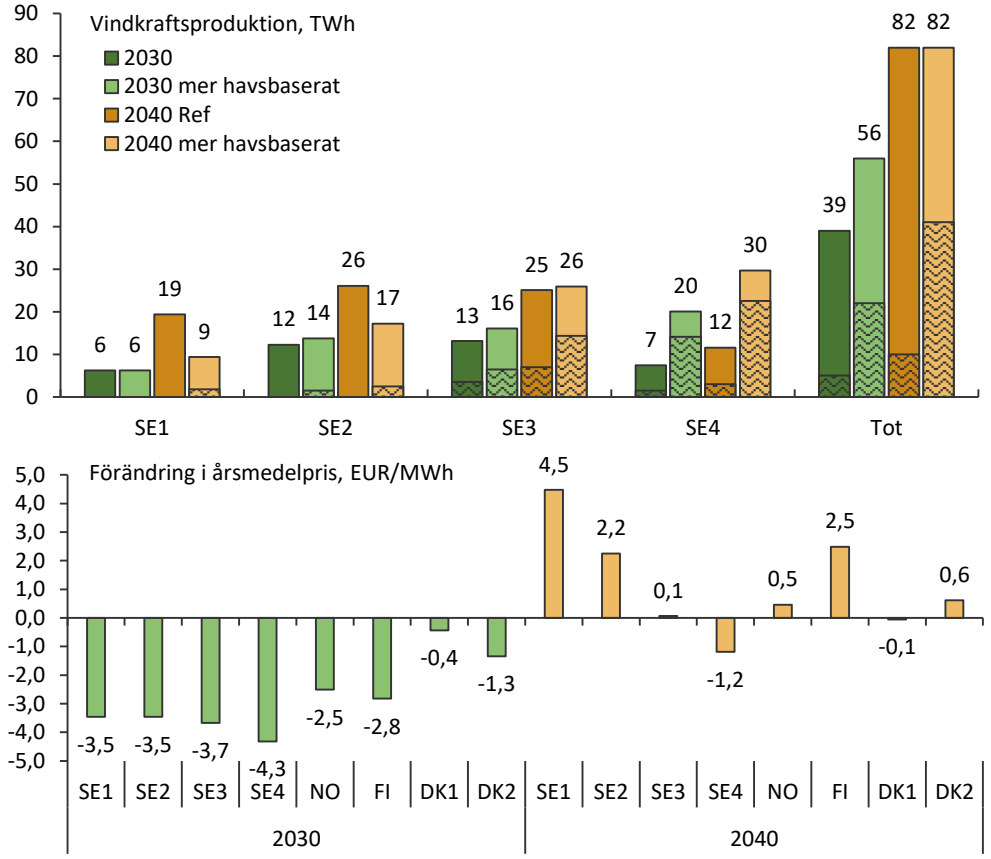
SVENSKA KRAFTNÄT

Storskalig utbyggnad av havsbaserad vindkraft i södra Sverige

Svenska kraftnät har under det senaste året sett en kraftig ökning av ansökningar om inmatningsabonnemang på stamnätet för etableringen av havsbaserade vindkraftparker. I denna analys undersöks några av konsekvenserna för kraftsystemet vid en kraftig ökning av havsbaserad vindkraft.

I analysen har den havsbaserade vindkraften i hög utsträckning antagits etableras i södra Sverige. Upplägget för scenariovariationen presenteras i figuren uppe till höger där mönstrad del av stapeln avser produktion från havsbaserade vindkraftparker.

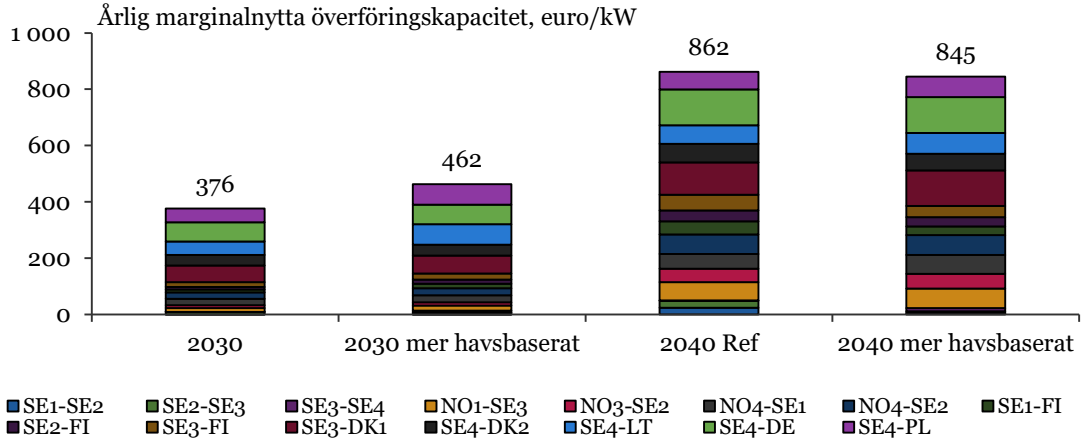
Nedan till höger visas skillnaden i årsmedelpris som scenariovariationen ger upphov till i jämförelse med referensscenariot. Eftersom en stor andel havsbaserad vindkraft adderats till scenariot år 2030, utan att produktionen i övrigt reducerats, pressas elpriserna. För scenariovariationen år 2040, som har samma totala vindkraftsproduktion som referensscenariot, men där hälften kommer från havsbaserade vindkraftsparker, ökar däremot årsmedelpriset i norra Sverige och Finland samtidigt som det minskar i SE4. Prisnivån mellan Sveriges elområden utjämnas och SE4 erhåller i själva verket landets lägsta årsmedelpris, om än bara 0,2 euro/MWh lägre än SE1.

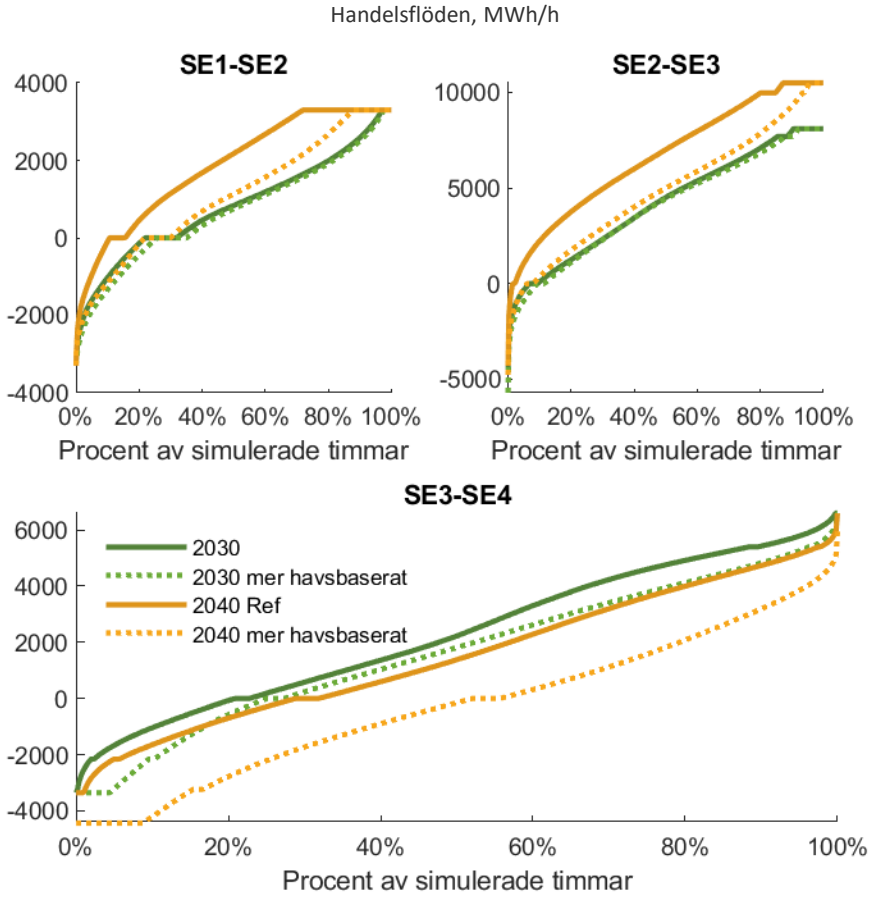


Storskalig utbyggnad av havsbaserad vindkraft i södra Sverige

Scenariovariationernas påverkan på marginalnyttan av överföringskapacitet samt handelsflöden på de svenska snitten visas i diagrammen.

Sammanfattningsvis kan konstateras att en ersättning av landbaserad vindkraft i norr med havsbaserad vindkraft i söder jämnar ut prisskillnaderna mellan Sveriges elområden år 2040 och avlastar Snitt 1 och Snitt 2. Scenariovariationen ger dock inte upphov till några större förändringar för behov av förstärkt överföringskapacitet på de svenska snitten totalt sett. Studien har inte undersökt kostnader för etablering av vindkraftparkerna till havs kontra till land och i vilken utsträckning nätet inom elområdena skulle behöva förstärkas.





SVENSKA KRAFTNÄT

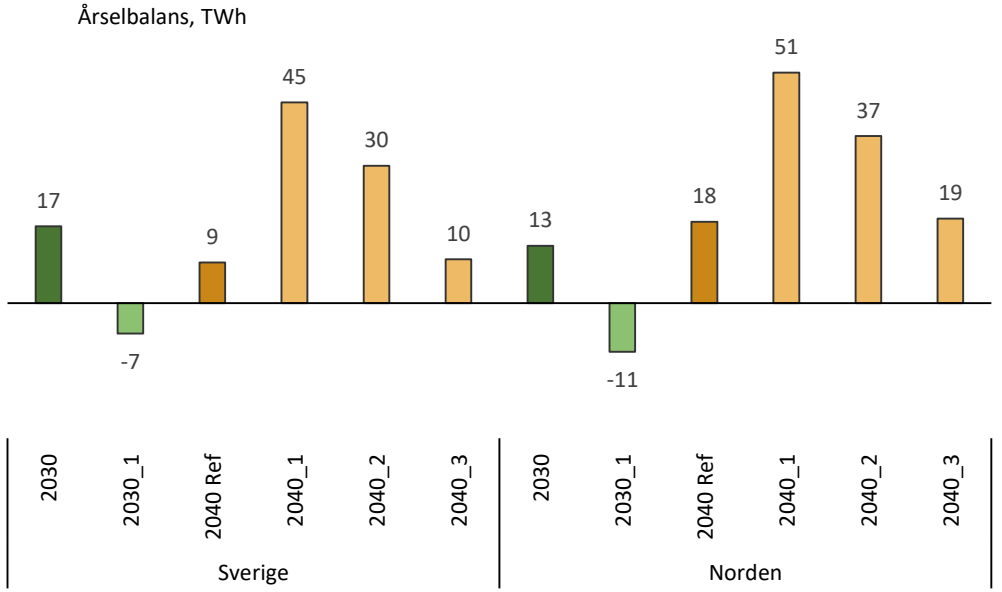
Tidigare-/senarelagd avveckling av svensk kärnkraft

I analysen undersöks hur minskad elproduktion från kärnkraft år 2030 samt ökad elproduktion från kärnkraft år 2040 påverkar kraftsystemet utifrån olika aspekter.

I tabellen redovisas upplägget för scenariovariationen. År 2030 antas enbart två kärnkraftsreaktorer finnas kvar i jämförelse med fem reaktorer i referensscenariot. För år 2040, där kärnkraften antas helt avvecklad i Sverige, undersöks istället kraftsystemet med fem reaktorer kvar och har simulerats för tre olika antagande om svensk vindkraftsproduktion.

Namn	Förändring kärnkraft	Förändring övrigt scenario
2030_1	Minskning med cirka 3 000 MW motsvarande cirka 24 TWh i jämförelse med referensscenariot för år 2030.	Ingen förändring
2040_1	Ökning med cirka 5 900 MW motsvarande cirka 40 TWh i jämförelse med referensscenariot för är 2040.	Ingen förändring
2040_2		Kapaciteten vindkraft minskas med samma kapacitet som den tillagda kärnkraften
2040_3		Vindkraftsproduktionen minskas med samma produktionsvolym som den tillagda kärnkraften

Figuren visas den simulerade årselbalansen för referensscenariot år 2030 och 2040 i jämförelse med scenariovariationerna. Minskningen i kärnkraftsproduktion år 2030 gör att Sverige och Norden får negativ årselbalans och är beroende av import för att täcka elanvändningen i medeltal. Att balansen blir något högre för 2040_3 än referensscenariot beror av minskat spill.

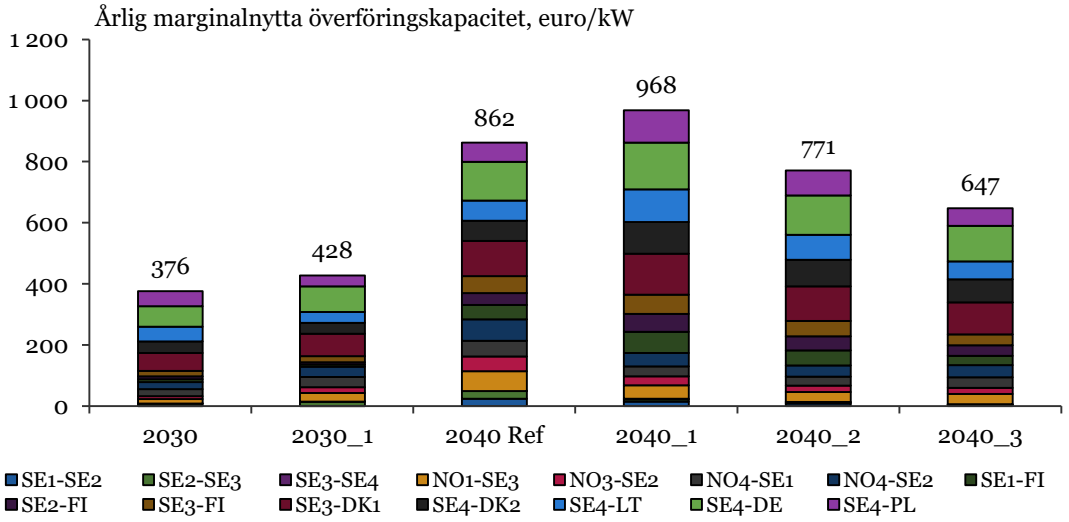


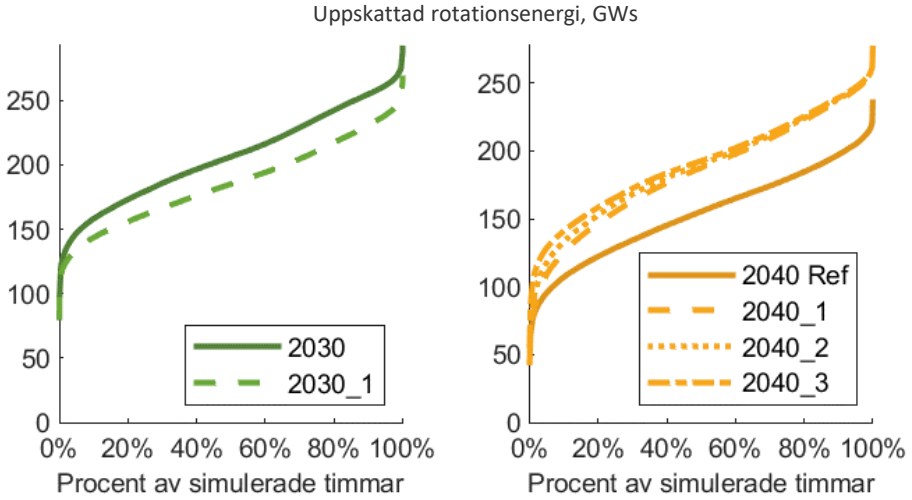
SVENSKA KRAFTNÄT

Tidigare-/senarelagd avveckling svensk kärnkraft

Scenariovariationernas påverkan på marginalnytta av överföringskapacitet, rotationsenergi och effektbalans visas i diagrammen.

Sammanfattningsvis kan konstateras att en tidigare-/senarelagd kärnkraftsavveckling får stora konsekvenser på kraftsystemet. Kärnkraftsproduktion stöttar systemstabiliteten samt tillför en basproduktion som hjälper att klara toppar i elanvändningen. Det är viktigt att Svenska kraftnät och andra aktörer arbetar proaktivt med att analysera utvecklingen och har lösningar och åtgärder på plats den dag som kärnkraften avvecklas i Sverige.





Förändringen i effektbalans (normalvinter) mellan scenariovariationerna och referensscenariot, statisk metod, MW.

Område	2030_1	2040_1	2040_2	2040_3
SE1 + SE2	0	0	-290	-660
SE3 + SE4	-2 970	+5 280	+5 090	+4 850
Totalt	-2 970	+5 280	+4 800	+4 190



De viktigaste slutsatserna

För att bromsa klimatförändringen krävs att energisystemet ställs om till förnybar energi.

Elproduktion från vind- och solkraft spelar en viktig roll för att möjliggöra omställningen och i de tre scenarier som presenteras sker en kraftig utbyggnad av dessa energikällor fram mot år 2040. Detta, tillsammans med utfasningen av svensk kärnkraft och annan planerbar elproduktion i Europa samt förändrade elbehov, medför utmaningar med att upprätthålla leveranssäkerheten på el.

En sammanfattning av de viktigaste slutsatserna samt kort om det arbetet som bedrivs på Svenska kraftnät för att bemöta utmaningarna presenteras nedan.

De viktigaste slutsatserna

Överföringskapacitet viktigt

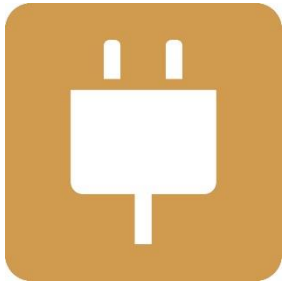
Mellan år 2020 och 2030 planeras flera nya förbindelser mellan Norden och övriga Europa att tas i drift vilka spelar en viktig roll för att effektivt kunna nyttja systemets produktionsresurser. Scenarierna pekar på att utbyggnaden behöver fortsätta mellan år 2030 och 2040. I LMA2018 presenteras marginalnytta av snittförstärkningar på 1 kW som indikerar vilka snitt som är intressanta att studera mer noggrant. På Svenska kraftnät pågår sådana studier, till exempel inom NGDP2019, där samhällsnyttan med att förstärka förbindelser analyseras. Samtidigt finns ett stort reinvesterings-, anslutnings-, och utbyggnadsbehov inom landet och stora kapacitetsutmaningar framförallt i storstadsregionerna. För att möta efterfrågan är det viktigt att investeringsprocessen effektiviseras och rätt prioriteringar görs i projektportföljen då resurserna (entreprenörer, leverantörer, material med mera) inte är obegränsade. Inom dessa områden pågår flera initiativ på Svenska kraftnät.



Försämrad effekttillräcklighet

Då tillgängligheten på vind- och solkraft kan vara låg när efterfrågan på el är stor så medför utvecklingen i scenarierna en försämrad effekttillräcklighet. Enligt den statiska metoden att bedöma effektbalans växer Sveriges underskott under timmen med högst elanvändning kraftigt fram mot år 2040. Den dynamiska metoden, som simulerar risk för effektbrist med importmöjligheter inkluderade, visar dock en ljusare bild och pekar ytterligare på vikten av marknadsintegration i kraftsystemet.

Svenska kraftnät har bland annat i Systemutvecklingsplanen påpekat att det idag inte finns någon enskild aktör som ansvarar för kraftsystemets leveranssäkerhet och att det inte heller finns något fastlagt mål för detta. LMA2018 kan dock visa på utvecklingen, men oklarheten i ansvarsfördelningen skapar en risk för att viktiga delar inte hanteras effektivt.



SVENSKA KRAFTNÄT

De viktigaste slutsatserna

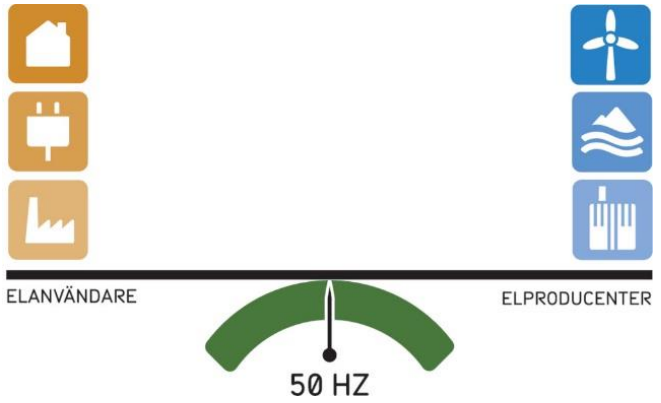
Ett mer svårbalanserat system

Volatiliteten i kraftsystemet ökar i scenarierna. Det som förut varit mer förutsägbart (som toppen i elanvändningen under morgonen och eftermiddagen) blir nu mer stokastiskt och variationerna fler och större. Detta ställer nya krav på systemtjänster och driften av systemet. Simuleringsresultat från LMA2018 visar att det främst är variationer på flerdygnsskalan som ökar och att prisvolatiliteten är som störst vintertid. Inom dygnet finns större teknisk potential att ”förskjuta” elproduktion och elanvändning, till exempel med hjälp av batterier, men för längre tidsperioder är lösningarna färre. Helt tydligt är att vattenkraften kommer fortsätta spela en mycket viktig roll för balanseringen av systemet.

För att hantera den volatilitet som uppstår med en allt större mängd förnybar och väderberoende elproduktion i nätet, men också att möta de krav som ställs i EU:s nätkoder arbetar de nordiska systemoperatörerna med implementationen av ett nytt balanseringskoncept. Syfte med projektet är att ge tydligare ansvar och incitament för balanshållning per område och mer effektivt nyttja balanseringsresurser.

Ökande utmaningar med att upprätthålla kraftsystemstabilitet

Med avvecklingen av kärnkraftreaktorer i både Sverige och Finland har kraftsystemet år 2040 färre synkrongeneratorer som är direkt anslutna till stamnätet. Detta medför bland annat minskad rotationsenergi samt minskar förmågan att spänningsreglera och att dämpa effektpendlingar i systemet om inte andra åtgärder vidtas. Simuleringsresultatet visar dessutom att timmar med låg rotationsenergi i högre utsträckning förekommer under timmar med hög elanvändning vilket ökar utmaningen att hålla en stabil frekvensnivå. Det pågår ett omfattande utvecklingsarbete på Svenska kraftnät där en ny stabiliseringsfilosofi samt nya strategier ska implementeras för att kunna driva kraftsystemet stabilt med denna nya situation.



SVENSKA KRAFTNÄT

De viktigaste slutsatserna

Scenariovariationerna har stor inverkan

Det finns en mängd olika drivkrafter (politiska, teknologiska och ekonomiska) som påverkar hur framtidens kraftsystem kommer se ut. Referensscenariot i LMA2018 har byggts upp efter en ”bästa uppskattning”, men utvecklingen påverkas av en mängd olika aktörer. Flexibilitet i användning och produktion är en stor osäkerhetsfaktor och som även får stor påverkan på systemet år 2040. Scenariovariationen i LMA2018 visar på vikten att det finns incitament för marknadens aktörer att matcha produktion med elanvändning. Utan förbrukningsflexibilitet och lagring finns det en stor risk att elpriser, risken för effektbrist och behovet av investeringar i elnätet blir betydligt högre än vad de är idag.

Mer produktion i SE3 och SE4 år 2040, oavsett om det är från havsbaserad vindkraft eller från kärnkraft, jämnar ut prisskillnaderna i Sverige och minskar marginalnyttan/behovet något med att bygga ut överföringskapacitet mellan de svenska elområdena. Ingen bedömning av lönsamhet och ekonomisk potential har gjorts för variationerna i scenarierna. Som tidigare nämnts bidrar de synkront anslutna generatorerna hos kärnkraften till att stötta kraftsystemet på olika sätt. Det är viktigt att Svenska kraftnät och andra aktörer arbetar proaktivt med att analysera utvecklingen och har lösningar och åtgärder på plats den dag som kärnkraften avvecklas i Sverige.



SVENSKA KRAFTNÄT