EFFEKTRAPPORTEN 2025

EN RAPPORT TILL ELLEVIO

SWECO

Copyright © 2025 Sweco Sverige AB

All rights reserved

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

Disclaimer

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

Rapportnamn	Effektrapporten 2025
Datum för färdigställande	2025-03-20
Versionsspårning	Version 2.0
Projektledare	Frank Krönert
Författare	Frank Krönert, Magnus Lenasson, Filippa Telin, Dan Atsmon, Yalin Huang, Sylvie Koziel, Erik von Essen
Kvalitetsgranskare	Frank Krönert

Sammanfattning

Effektrapporten 2025 är en uppföljning av Elnätsrapporten 2023 och syftar till att bidra med kunskap om hur effektbehovet kan komma att utvecklas i Sverige, framför allt genom att illustrera samspelet mellan produktion och användning av el.

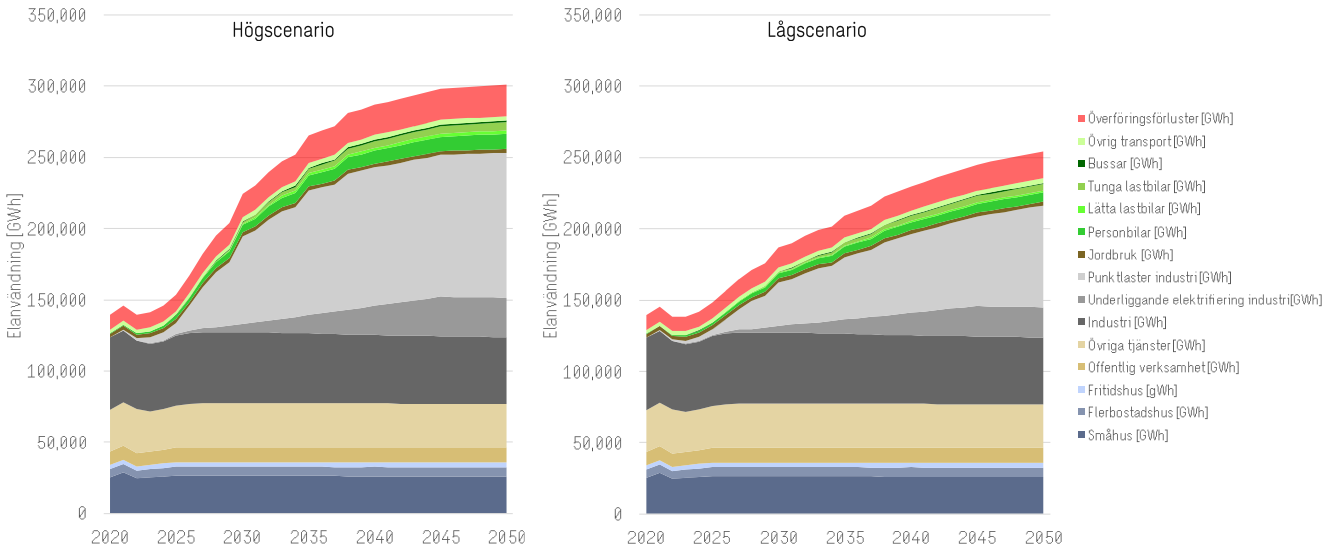
Ellevio har gett i uppdrag till teknikkonsultföretaget Sweco att utifrån aktuell kunskap, statistik och analyser kartlägga elektrifieringsscenarier. Utifrån såväl prognostiserad, kortsiktig utveckling samt långsiktig scenarioanalys presenteras både ett scenario för hög och snabb elektrifiering, samt ett lågt och långsamt elektrifieringsscenario.

Rapporten syftar till att illustrera samspelet mellan produktion och användning av el, energilager, flexibilitet och elöverföring, för att öka förståelsen för hur effektbehovet kan komma att utvecklas i Sverige, på nationell och regional nivå. Rapporten innehåller därtill en analys av utmaningar och lösningar kopplat till effektbehov, överföringskapacitet och flexibilitet och belyser den omfattande systemförnyelse som krävs fram till 2035 och 2045.

Bakgrund

Sverige befinner sig i början på en omfattande elektrifieringsresa. En accelererande klimatkris ökar behovet att snabbt fasa ut fossila energikällor. Elektrifiering är en bärande del av den svenska klimatpolitiken och en kompass för näringslivet. Ökande elbehov och elektrifiering speglar såväl regional utveckling, digitalisering som många aspekter av samhällsutvecklingen.

Följden väntas bli en dramatisk ökning i efterfrågan på el. De kommande 20 åren väntas elanvändningen i Sverige fördubblas. Detta gäller hela landet, men framför allt i storstadsregionerna och norra Sverige. Elektrifieringen av industri- och transportsektorn väntas stå för den största delen av ökningen, medan bostadssektorn förväntas ha en stabil eller lätt sjunkande elanvändning. Samtidigt är osäkerheterna på efterfrågesidan stora, kanske större än någonsin. Det uppdaterade högscenariot för elanvändning om cirka 300 TWh år 2045 i Effektrapporten 2025 liknar mer lågscenariot från Elnätsrapporten 2023.



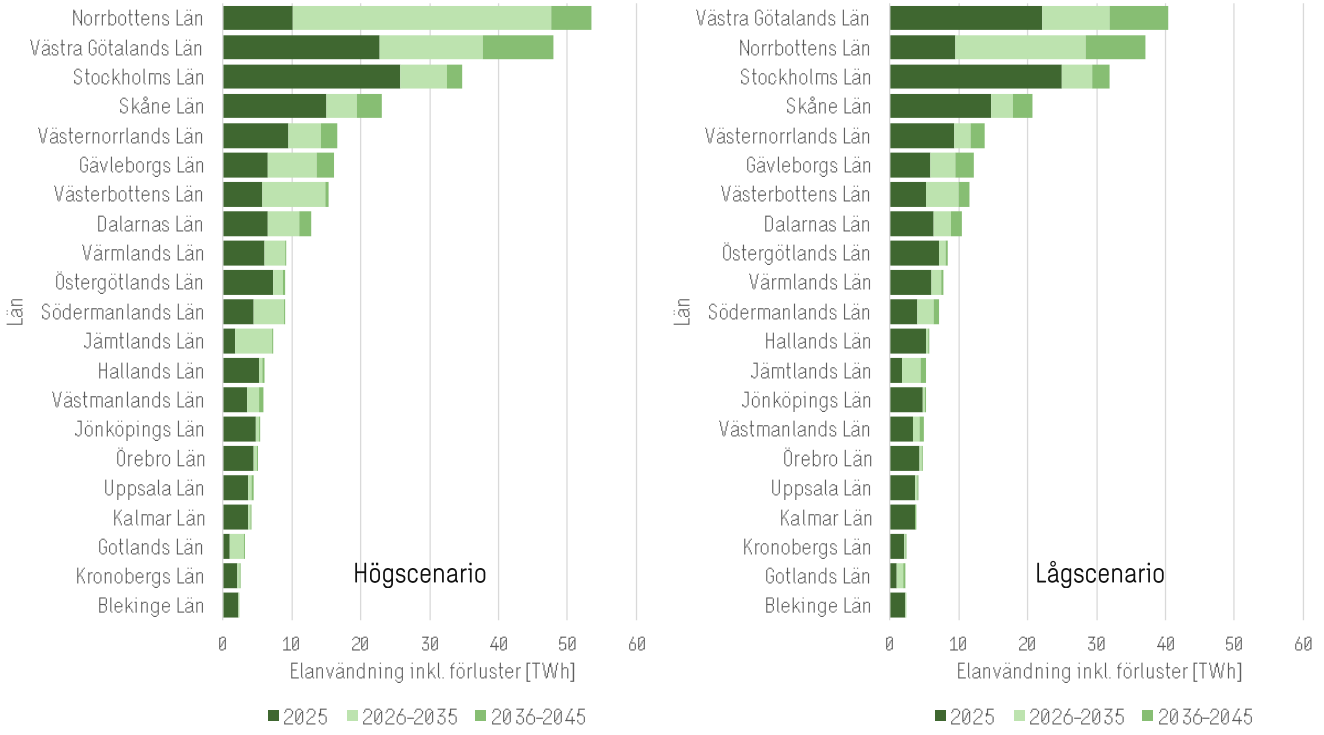
Figur 1: Swecos nationella elanvändningsscenario, scenario hög och låg (2024)

Elektrifieringen av industrin leder till att stora elförbrukare dyker upp på nya platser. Medan de traditionella förbrukningscentrumen ligger runt storstäderna i Södra Sverige, driver gruv- och stålindustrin i Norrbotten en kraftig ökning av elbehovet i norra Sverige, främst kopplat till produktionen av vätgas för LKAB:s och Stegras tillverkning av fossilfri järnsvamp samt SSAB:s omställning till produktion av fossilfritt stål. I tillägg ser vi stora ökningar för omställning av hamnar i form av elektrifiering och ytterligare vätgasproduktion, samt ett antal större datacenter. Dessutom ökar elanvändningen i

industrierna på västkusten, både i form av tillkommande punktlaster och genom underliggande elektrifiering av befintlig industri.

Utvecklingen är starkt beroende av individuella aktörers framgång. Den enorma storleken på de projekt som annonserats under de senaste åren innebär att elbehovet ökar med en takt som aldrig tidigare skådats. Annonserade projekt kan i flera fall leda till en mångdubbel ökning av elbehovet i en kommun, vilket framgår av storleken på de tillkommande punktlasterna som visas i Figur 2. Därmed blir utvecklingen beroende av att dessa enskilda aktörers projekt realiseras. Framdriften av projekten är i sin tur kopplad till flera viktiga förutsättningar, såsom konkurrenskraftiga elpriser, marknadsutveckling som går i takt med utbyggnaden av den industriella utbyggnaden, tillräcklig kapacitet i elnäten, erforderliga tillstånd, tillgång till mark samt kompetensförsörjning, för att nämna några. Om några av dessa faktorer skulle falla bort på platsen förändras förutsättningarna för projekten vilket kan leda till att de försenas, flyttas eller avbryts.

I vårt högscenario ligger Norrbottens län högst i elanvändningsligan, medan Västra Götaland kommer på andra plats. I lågscenariot är förhållandet det omvända, med Västra Götaland som ledare. Denna skillnad beror på att den befintliga industrin i Västra Götaland förväntas genomgå en omställning oavsett scenario, med en högre sannolikhet att realiseras tack vare dess etablerade industri och historia av vätgasproduktion och -användning. Dessutom är utvecklingen fördelad på fler aktörer och branscher vilket minskar risken. I Västra Götaland ser vi även en mer organisk tillväxt, exempelvis i form av elektrifierade transporter, som bidrar till det ökade elbehovet. I Norrbottens län däremot är ökningen starkt kopplad till ett fåtal stora nyetableringar och industriprojekt som är mer beroende av att nya förutsättningar och investeringar realiseras. Det ska dock poängteras att utvecklingen i Västra Götaland beror på hur arbetet med att möta den nuvarande kapacitetsutmaningen fortskrider.



Figur 2: Swecos nationella elanvändningsscenario per län, scenario hög och låg (2024)

I Västra Götaland tillkommer en lastökning motsvarande flera tusen MW fram till 2030. Ökningen utgörs bland annat av den planerade batteriproduktionen i Mariestad, Preems planer i Lysekil, elektrifiering av Göteborgs hamn och den övriga transportsektorn, samt etablering av nya datacenter. Andra län som ser stora ökningar till 2030 är Västernorrlands län med Liquid Winds FlagshipTWO, i Ånge finns RES vätgasproduktion och OX2, Lhyfe och Velarions gröna konstgödselproduktion, för att nämna några. Västerbottens län med flera projekt relaterade till elektrobränsleproduktion samt Jämtlands och Dalarnas län med stora datacenter. I Stockholms län tillkommer hamnelektrifiering och datacenter samt ökat effektuttag från

transportsektorn, i Skåne län dominerar elektrifieringen av hamnar och transportsektorn de tillkommande punktlasterna. Samtidigt förväntas Kalmar län, Blekinge län, Kronobergs län och Uppsala län ha en nästan oförändrad elanvändning på sikt.

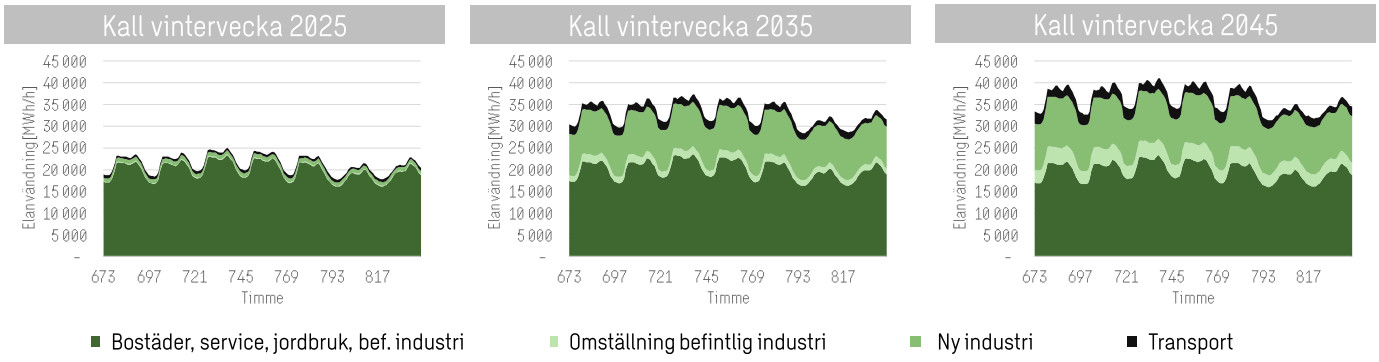
Figur 2 visar elanvändningsutvecklingen per län. Det stora tillskottet av punktlaster i SE1 innebär att det kan vara viktigt att fokusera på att utöka elproduktionen även i norra Sverige, för att fortsätta stödja Sveriges övergång till en mer hållbar och konkurrenskraftig industriell utveckling. Att flaskhalsar är ett problem endast när el ska transporteras från norra till södra Sverige kan således bli ett förlegat narrativ.

Effektbehovet ökar kraftigt - under hela året

För att möta ett ökat behov från nya etableringar och en elektrifiering av transporter och industri krävs tillräcklig produktion av el både över tid (energi) och momentant (effekt). Dessutom måste kapaciteten i elnäten vara tillräcklig för att kunna överföra den el som behövs, och elen måste kunna transporteras på ett driftsäkert sätt utan avbrott.

En nyckelinsikt i rapporten handlar om hur behovet av effekt – hur mycket el som behövs i stunden – utvecklar sig, inte bara sektor för sektor eller över tid utan även geografiskt med en djupdykning på länsnivå. Effektbehovet i Sverige idag följer ett tydligt säsongsmönster, med högre behov på vintern och lägre på sommaren, vilket till stor del påverkas av uppvärmningsbehovet. I framtiden minskar det relativa säsongsmönstret då nya elintensiva industrier förväntas bidra med en jämnare förbrukning över året samtidigt som effektbehovet ökar markant.

Högscenariot visar att topplasten under ett normalårs enskilda timmar kan stiga från dagens cirka 25 GW till 37 GW år 2035 och 41 GW år 2045. I Figur 3 ser vi hur effektbehovet varierar under en vintervecka år 2025, 2035, respektive 2045.



Figur 3: Last[1] i Sverige under vecka 5, år 2025, 2035 och 2045 i Swecos högscenario, normalår

Ser man inte bara på topplasttimmen utan de 500 höglasttimmarna i figur 5, motsvarar det en lastökning på 52–60 procent till 2035 och 74–88 procent till 2045. Förbrukningen under låglasttimmar förväntas också öka kraftigt.

All elproduktion och flexibilitet behövs – kräver tydlig energipolitisk riktning

All tillgänglig kraftproduktion kommer att behövas för att expandera elsystemet i tid. Utvecklingen de kommande tio åren går mot en energimix med högre andel variabel och mindre av planerbar elproduktion från större kraftverk med mycket rotationsenergi. Ökad tillförsel av väderberoende elproduktion ställer förändrade krav på elsystemet.

Att garantera att el levereras var och när den behövs och med hög samhällsekonomisk effektivitet är avgörande för svensk konkurrenskraft. Det förutsätter att vi har tillgång till tillräckligt med effekt från elproduktion samt tillräcklig kapacitet från transmissions- och distributionsnäten.

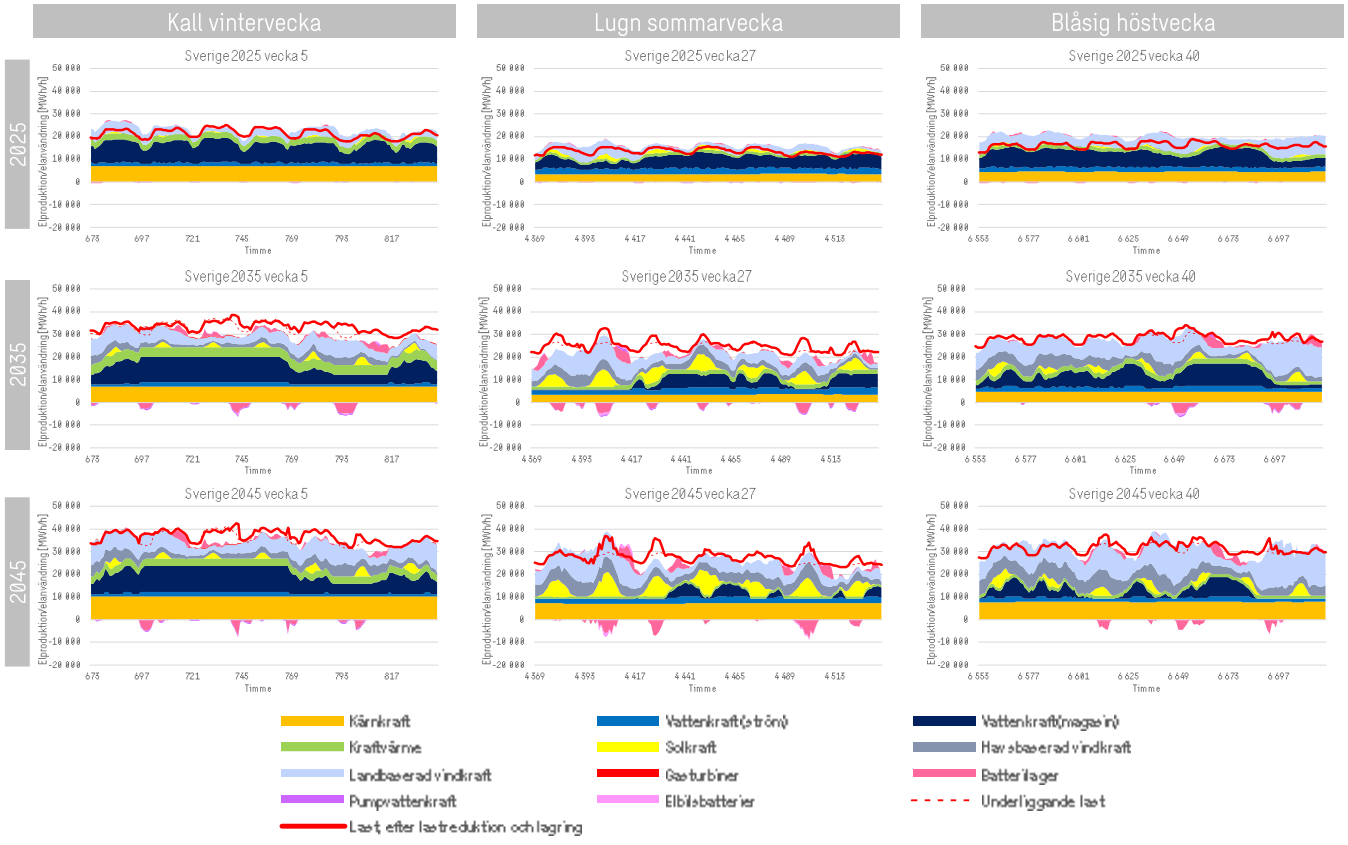
[1] *Definitionen av last i denna graf är underliggande last, innan lastreduktion och energilager*

Osäkerheterna för utvecklingen är dock stora även på produktionssidan. Vilken storskalig kraftproduktion kommer finnas om 20–25 år, och var den placeras, bestäms i stor utsträckning av energipolitiska faktorer. Även ett föränderligt säkerhetspolitiskt läge påverkar utvecklingen, vilket besluten kring placering av havsbaserad vindkraft i Östersjön 2024 visar.

Kraftigt utbyggd produktion är essentiellt för att vi ska klara omställningen. I vårt scenario investeras det kraftigt i ny elproduktionskapacitet och effektbalansen försämras fortfarande kraftigt. Om man av polistiska skäl vill upprätthålla en hög grad av självförsörning och klara av att elektifiera industrin behövs det en kraftsamling från både politiken och näringslivet.

I rapportscenariot antas att vattenkraften får en effekthöjning på 780 MW i norra Sverige under 2030-talet, men produktionen förblir i stort sett oförändrad. Pumpkraft, inklusive en ombyggnad av Juktan (380 MW) och mindre projekt i gruvor (15–20 MW vardera), planeras främst i södra Sverige från 2030. Många kärnkraftsreaktorer antas livstidsförlängas med 15 år efter 2040. De kompletteras med nya reaktorer i Ringhals, Forsmark och Oskarshamn, med totalt 5 600 MW tillkommande effekt fram till 2045 i det höga scenariot, vilket leder till en total installerad effekt 2045 på 10400 MW. Den installerade effekten för den landbaserade vindkraften förväntas nå 32 000 MW till 2045 med ökat fokus på repowering mellan 2030 och 2040, samtidigt som havsbaserad vindkraft expanderar med 8600 MW till 2035 och ytterligare 2800 MW till 2045. Solkraften förväntas fortsätta sin snabba tillväxt, med en kapacitet på 13 000 MW år 2035 och 17 500 MW år 2045.

Flexibilitet kommer bli ännu viktigare, såväl på produktions- som på användarsidan. Scenariot utgår från ett antagande om 300 MW från nya gasturbiner i Västra Götaland år 2045. Det tillkommer energilager, främst i form av stationära batterier och i elbilarna med V2G-funktion samt priskänslig last vid höga elpriser.



Figur 4: Effektbalansen i Sverige under tre olika veckor år 2045

Analysen visar att flexibilitet blir allt viktigare i kraftsystemet och får en stor effekt på den nationella effektbalansen. Energilager och flexibilitet bidrar med att minska antalet timmar med effektunderskott genom att dra nytta av den överproduktionen som finns under andra timmar. Denna nytta skulle öka om lagringsmöjligheter med större uthållighet, som vätgaslager, skulle tillkomma. Trots ökad flexibilitet kommer viss produktionsbegränsning (curtailment) att vara nödvändig

när elproduktionen överstiger den mängd som kan konsumeras, lagras eller exporteras, vilket kommer ske allt oftare i framtiden.

Effektbalansen försämras och importen ökar

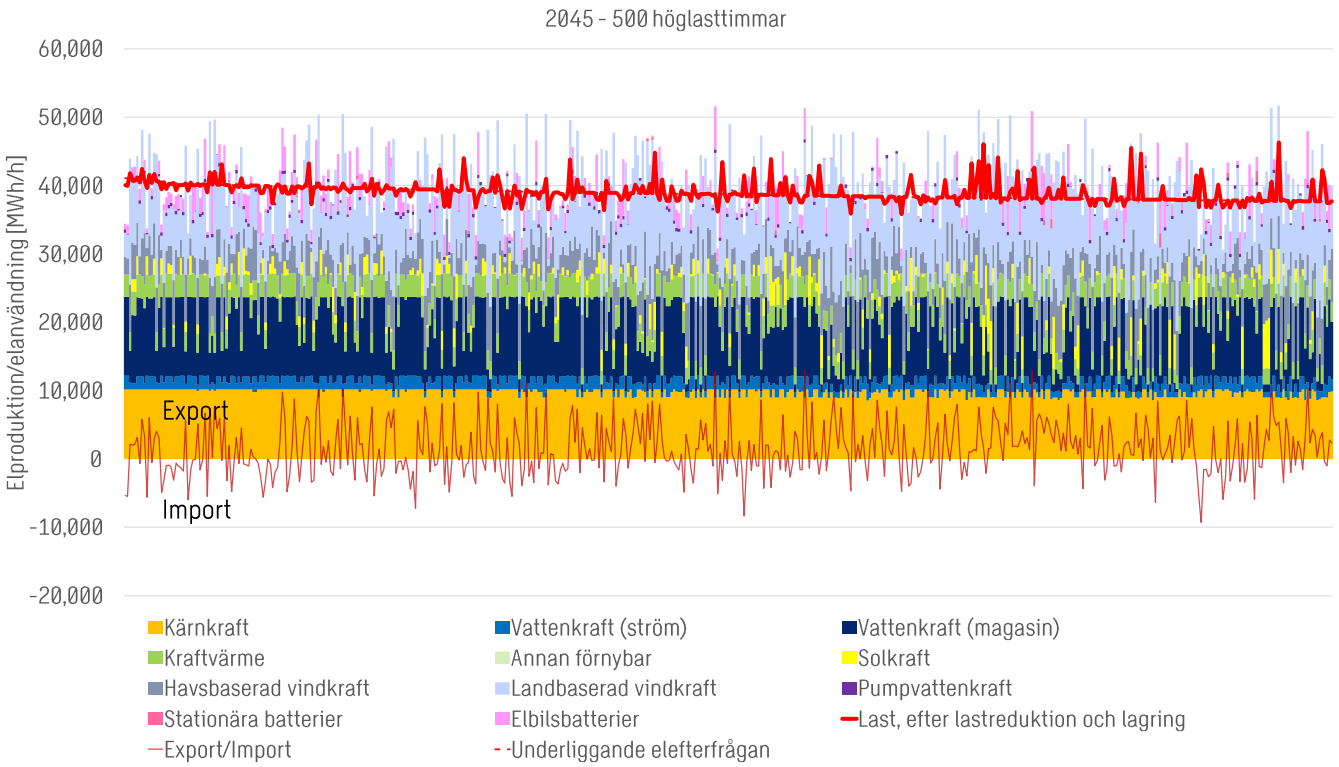
Effektbalansen i det svenska elsystemet förändras drastiskt efter 2025 och Sveriges förmåga att tillgodose effektbehovet på timnivå med hjälp av inhemska resurser minskar kraftigt i scenariot. Den minskade självförsörjningsgraden beror på den kraftiga ökningen i effektbehov fram till 2035 och därefter, som minskar det produktionsöverskott som råder idag. Sverige går från att endast ha ett fåtal timmar med negativ effektbalans till att ha en negativ effektbalans runt två tredjedelar av årets timmar 2035. Energimässigt går vi från ett stort överskott på årsbasis till ett energiunderskott på 5 TWh. Situationen förbättras sedan gradvis till 2045 där vi får ett energiöverskott på 13 TWh. Effektbalansen är dock fortfarande mycket sämre än idag med en negativ effektbalans en tredjedel av timmarna. Vind- och solkraftens installerade effekt växer kraftigt vilket leder till högre export under vissa timmar och en mer fluktuerande energimix. Relaterat till detta har energilager blivit avgörande för att hantera variationer i produktion och efterfrågan, och efterfrågeflexibilitet används i högre grad för att hantera effekttoppar.

Att en stor del av den kraftproduktion som byggs ut för att möta behovsökningen är sol- och vindkraft gör att utbytet av el och effekt mellan elområden blir allt viktigare för att utjämna variationerna i elproduktion. En ökande andel väderberoende kraft i systemet ökar behovet av att anpassa handelsflöden mellan elområden inom och utanför Sverige för att hantera perioder av både överproduktion och underskott. Planerbar elproduktion kommer att ha en viktig roll för att säkerställa ökad självförsörjning. För att komplettera de väderberoende kraftslagen är det viktigt att den planerbara elproduktionen har teknisk möjlighet och ekonomiska incitament att vara flexibel för att möjliggöra ett optimalt samspel mellan samspel mellan systemets olika resurser.

I scenariot ökar importbehovet drastiskt det kommande decenniet. De senaste åren har behovet av import för att förse Sverige med effekt pendlat mellan ett par hundra timmar per år, men över hälften av årets timmar år 2035 råder ett behov av import till Sverige från våra grannländer. Antalet timmar med import minskar därefter under de efterföljande tio åren, men i scenariot landar vi ändå på en betydligt lägre grad av nationell effekttillräcklighet år 2045 jämfört med idag.

Både år 2035 och 2045 väntas det maximala importbehovet uppgå till cirka 10 GW, det vill säga cirka än en fjärdedel av det underliggande maxbehovet på 37 respektive 41 GW. Exporten från Sverige avtar mot 2035 men ökar därefter till 2045. Det är framför allt effekt under några timmar med väldigt hög produktion som export sker under 2045, antalet timmar där export råder är fortfarande lägre än idag. De stora effekterna som ska exporteras 2045 gör att vi nyttjar hela den tillgängliga exportkapaciteten från Sverige i scenariot. För import nyttjas aldrig hela den tillgängliga kapaciteten.

Aktivitet från energilager som finns i mycket större utsträckning än idag och lastreduktion drivs av elpriset, som ofta är högt under höglasttimmar och lågt under låglasttimmar. Det innebär att om lasten är hög så är ofta priset högt, vilket motiverar en viss lastreduktion och effektbidrag från batterier som matar ut till nätet. Under låglasttimmar är det ofta lågt elpris, vilket skapar en motsatt situation, stor aktivitet från energilager som laddar. I figur 5 illustreras export- och importbehov för de 500 timmarna med högst last under året. Analysen visar att användandet av energilager och lastreduktion förbättrar effektbalansen betydligt och reducerar antalet timmar där Sveriges effektbalans är beroende av import, framför allt under höglasttimmar.



Figur 5: Varaktighetskurva för de 500 timmarna med högst last år 2045 i Sverige i Swecos högscenario, jämfört med produktion per kraftslag för respektive timme och import/exportbehov, med flexibilitet från efterfråge- och energilagersidan

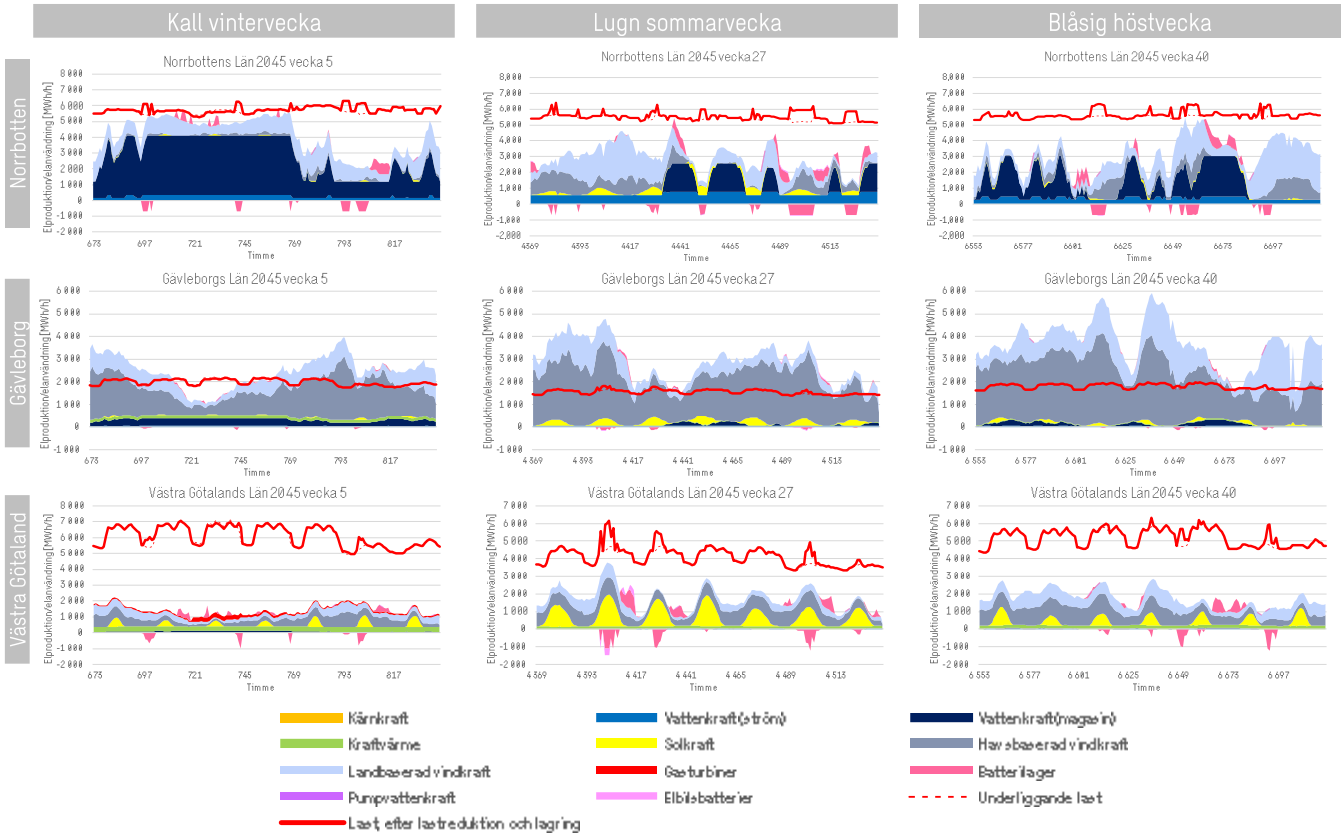
Regional analys av effektbalans och överföringsbehov – det går åt olika håll

När det gäller effektbalans och överföringsbehov som belyses i denna rapport går utvecklingen åt olika håll i olika delar av landet. För att fånga skillnader i utvecklingen mellan olika län görs analysen på regional nivå med fokus på åtta utvalda län: Norrbotten, Västra Götaland, Stockholm, Dalarna, Gävleborg, Värmland, Halland och Örebro.

Norrbottens län går från elöverskott under nästa hela året till underskott under större delar av året inom 10 år. Importbehovet förstärks ytterligare mot 2045. Industrin i Norrbotten driver en kraftig ökning av elbehovet i Sverige, men eftersom en stor del av det tillkommande elbehovet ska användas för att producera vätgas finns osäkerheter kring var elbehovet kopplat till detta kommer att uppstå. Storskalig infrastruktur för transport av vätgas planeras och kan potentiellt förändra förutsättningarna att tillgodose ett vätgasbehov med hjälp av vätgas som produceras på annat håll.

Gävleborgs län utvecklas till ett av Sveriges betydande exportlän för el, med en produktion från land- och havsbaserad vindkraft som långt överstiger den lokala lasten. Även om flera industrietableringar kan identifieras i regionen, vilket driver en ökning av elbehovet, kommer inte regional förbrukning absorbera all produktionsökning. Utvecklingen fordrar fortsatta investeringar i stamnätet för att möjliggöra export av de stora överskotten.

Västra Götaland är i scenariot ett län med hög last och en diversifierad produktionsmix, inklusive gasturbiner. Regionen kommer även fortsättningsvis vara importberoende för att täcka sitt energi- och effektbehov, särskilt under höglasttimmar. För att stärka regionens effektbalans krävs ytterligare investeringar i överföringskapacitet, elproduktion, lagring och flexibilitet. I länet antas utöver stationära batterier en del betydande energilagringskapacitet i form av elbilsbatterier med förmåga att både ladda och mata tillbaka till systemet, så kallad vehicle to grid, som balanserar på dygnsbasis under sommaren. Vidare antas gasturbiner tillkomma till 2035, för att stötta systemet med effekt under korta perioder vid ansträngda situationer.



Figur 6: Effektbalansen i Norrbotten, Gävleborg och Västra Götaland under tre olika veckor år 2045

Stockholms län förblir i likhet med andra storstadsregioner starkt beroende av import, särskilt under höglasttimmar. Det skapar ett behov av förstärkta nätförbindelser för att möta det ökade importbehovet och smarta lösningar för att minska topparna i lasten genom effektiv efterfrågestyrning. Det krävs även investeringar i energilagring för att hantera variationer i både last och produktion. Likt i Västra Götaland antas en ansenlig V2G-batterikapacitet V2G. Denna batterikapacitet agerar på ett sätt som är prisutjämnande, vilket vissa timmar innebär en stor ökning i lastbehov.

Dalarnas län ökar i scenariot sitt effektbehov till följd av bland annat nya etableringar av datacenter i regionen. En annan bidragande faktor till ökningen av elbehovet i regionen är omställning av befintlig industri till fossilfrihet genom elektrifiering. Behovsökningen möts av en tillväxt på produktionssidan, i scenariot sker en tillväxt av landbaserad vindkraft i länet, som medför ett ökat behov av både import och export under vissa timmar.

Värmlands län är idag beroende av import av el för att möta den regionala efterfrågan. I scenariot sker en ökning av elbehovet, framför allt till industri. Däremot följer inte elproduktionen följer samma utvecklingstrend, vilket medför att den negativa elbalansen i länet kvarstår.

Hallands län förstärker sin position som exportlän, med livstidsförlängning av befintliga kärnkraftsreaktorer, två nya kärnkraftsreaktorer i Ringhals och en växande förnybar elproduktion. I scenariot förväntas i huvudsak organisk tillväxt av elbehovet i länet, vilket gör att i princip all nytillkommande produktion exporteras.

Örebro län fortsätter att vara ett län med begränsad installerad elproduktion i scenariot. Det tillkommande elbehovet i länet består till stor del av transportsektors elektrifiering och industri. En liten tillväxt i form av sol- och vindkraft förväntas, men förändrar inte länets status som importberoende.

Överföringsbehovet och elnätens betydelse ökar

Elsystemet spelar en mycket viktig roll i klimat- och energiomställningen, eftersom behovet av att flytta el mellan olika platser ökar där stora punktlaster inte sällan tillkommer på andra platser än i direkt anslutning till kraftproduktionen. I system med hög andel variabel, intermittent kraftproduktion bidrar nätet till att dra nytta av fördelarna med geografisk spridning av elproduktion, vilket i sin tur bidrar till att utjämna produktionen. Alla nätnivåer är viktiga, de stora energiöverföringarna sker i transmissionsnätet men den decentraliserade energiproduktionen och den ökade elanvändningen ansluts i huvudsak på regionnätsnivå.

Den regionala utveckling vi ser framför oss innebär att överföringsbehovet mellan olika län ökar markant fram till 2045. Utöver elområdessnitten saknas det idag exakta uppgifter om överföringsbegränsningar inom Sverige, men det är tydligt att elnätet på många håll är hårt belastat. Det som däremot kan analyseras är förändringen av överföringsbehov till eller från ett län, baserat på scenariots utfall vad gäller balansen mellan produktion och användning av el. I scenariot sticker Gävleborgs län ut, där ökningen av överföringsbehovet ökar elva gånger till 2045 jämfört med idag. Denna kraftiga ökning beror på att en betydande mängd havsbaserad vindkraft ansluts till länet i det analyserade scenariot, kombinerat med att överföringsbehovet från början var det lägsta av alla undersökta län. Regionala och lokala nätnivåer är avgörande för att ansluta i industrier och produktionsresurser och för att dra nytta av elsystemets geografiska skillnader. Svenska kraftnäts överföringsförmåga måste öka både genom att förstärka kapaciteten i transmissionsnätet och öka nyttjandegraden av befintliga förstärkningar.

Det uppskattade investeringsbehovet på alla nätnivåer till 2045 är stort. I Elnätsrapporten 2023 uppskattade vi investeringbehovet i högscenariot till 945 miljarder kronor över de kommande 20 år.

Förkortningar och begreppsbeskrivningar

aFRR	Automatisk frekvensreglering som avlastar FCR. Aktiveringstid inom 2 minuter
Aktiv effekt	Överföringen av elenergi kan delas upp i aktiv och reaktiv effekt. Den aktiva effekten är den användbara effekten som utnyttjas för att uträtta arbete, oftast bara kallad *effekt*.
Balansmarknaden	Den marknadsplats som aktiverar balansresurser inom drifttimmen med syfte att upprätthålla rätt frekvens. Administreras av Svenska kraftnät.
Efterfrågesidan	Begrepp som refererar till samlingen av sektorer som efterfrågar el (bostäder, service, industri, jordbruk och transport)
Effekt	Effekt beskriver hur mycket energi som går åt för att uträtta ett visst arbete per tidsenhet. I elsystemet är elektrisk effekt den hastighet med vilken elektrisk energi överförs, och den beräknas som produkten av spänning och ström vid en given tidpunkt. Den mäts i watt (W), ofta i kombination med lämpligt prefix. Till exempel mäts billaddningseffekt i kilowatt (kW) och större elnätsanslutningar och elproduktionsenheter är av storleksordningen Megawatt (MW).
Effektbalans	Skillnaden mellan produktion och förbrukad elektrisk effekt för ett visst område (t.ex. Sverige eller Norrbotten) vid en viss tidpunkt. Ett underskott mellan egen produktion och förbrukning måste balanseras med import eller förbrukningsflexibilitet.
Effektbrist	Effektbrist är en momentan brist på el som uppstår om det är obalans mellan produktion, import, flexmöjligheter och användning vid en given tidpunkt. I ett läge med effektbrist, då effektbehovet inte kan tillgodoses med vare sig import eller förbrukningsflexibilitet, innebär det att lastfrånkoppling krävs för att klara effektbalansen.
Effektbidragsfaktor	Nytt begrepp, som beskriver hur stor andel av total installerad produktionskapacitet för ett produktionsslag som antas bidra vid en bristtimme. Engelska ”de-rating capacity factor”.
Elbrist	Elbrist, eller elenergibrist som är ett mer korrekt uttryck, är när den efterfrågade elenergin över tid inte kan tillgodoses. Oftast avses den sammanlagda energin över ett år.
Elektrobränsle	Elektrobränsle är en typ av bränsle som produceras genom elektrokemiska processer, vanligtvis med hjälp av förnybar elektricitet. Det är en form av syntetiskt bränsle som används som alternativ till fossila bränslen och kan bidra till att minska koldioxidutsläppen. Vätgas producerad genom elektrolys och metanol producerad genom elektrokemisk metanolsyntes är exempel för elektrobränslen.
Elenergi	Elektrisk energi (elenergi), eller elenergi, består av laddningar i rörelse och beräknas som produkten av spänning, ström och tiden de verkar under. I elsystemet uttrycks elektrisk energi som en funktion av spänning och ström över tid och mäts vanligtvis i wattimmar (Wh) eller med prefix som kilowattimmar (kWh), megawattimmar (MWh), gigawattimmar (GWh) och terawattimmar (TWh). Elektrisk energi är en mycket högvärdig energiform som med små förluster kan omvandlas till andra energiformer eller användas till arbete.

FCR	Stödtjänst som består av FCR-N (normaldrift) och FCR-D (störningsdrift). FCR-N är idag en symmetrisk produkt som automatiskt och med kort aktiveringstid reglerarar frekvensen så snart den avviker från 50 Hz. FCR-D används i de sällsynta fall ett större frekvensfall (under 49,9 Hz) uppstår.
FFR	Stödtjänst som infördes 2020 för att med kort responstid återställa frekvensen. Med minskad rotationsenergi i elsystemet ökar behovet av frekvensreglering med kort responstid.
Flaskhals	Lokal begränsning i elnätet som gör det svårare att överföra elproduktion från ett område till ett annat. Kan exempelvis bero på otillräckliga ledningar mellan områdena (för låg ledningskapacitet).
Flexibilitet	Flexibilitet i kraftsystemet innebär att olika aktörer förändrar sitt beteende utifrån elnätets behov, för att upprätthålla systembalans vid frekvensen 50 Hz. Detta görs genom att minska eller höja produktion/konsumtion av el, eller genom att flytta produktion/konsumtion i tid. Strategier för att uppnå flexibilitet innefattar flexibel elproduktion, efterfrågeflexibilitet och energilager.
Frekvens	Storhet som mäts i enheten Hertz (Hz) och används för att beskriva antalet repetitiva händelser inom ett givet tidsintervall. I elnätet ska frekvensen hållas till 50 Hz vilket upprätthålles genom att upprätthålla balans mellan produktion och förbrukning av elenergin i kraftsystemet.
Kapacitetsfaktor	Förhållandet mellan den faktiska mängden elektricitet som produceras under en viss tidsperiod och den maximala möjliga mängden elektricitet som anläggningen skulle kunna producera om den kördes kontinuerligt under samma period vid full kapacitet.
Kraftbalans	Kraftbalans, även kallat effektbalans, beskriver den momentana balansen mellan efterfrågad och levererad effekt.
Lastprofil	Beskrivning av den efterfrågade lasten i MWh/h med hög temporär upplösning, oftast per timme.
Lokalnät	Lokalnätet kan liknas vid elnätets småvägar som transporterar elen den sista biten fram till hushåll och andra slutanvändare på 0,4–20 kV.
Marknadsintegration	Marknadsintegration syftar till att öka eller bibehålla marknadskapaciteten mellan de svenska elområdena och mellan Sverige och grannländerna. Marknadsintegration skapar på det sättet ett integrerat kraftsystem där olika elområden och länder kan hjälpa varandra, vilket blir extra viktigt med en ökad andel variabel elproduktion.
mFRR	Reserv som avlastar FCR-N inom frekvensintervallet 49,9–50,1 Hz. Aktiveras automatiskt inom 15 minuter via avrop från systemoperatören.
Nätkapacitetsbrist	Nätkapacitetsbrist – oftast endast kapacitetsbrist - uppstår då de fysikaliska egenskaperna i elnätet begränsar nätets överföringsförmåga, dvs. då det blir för ”trångt” i elnätet.
Programpaketet NordSyd	Svenska kraftnät studerar och analyserar transmissionsnätets förmåga att överföra el från norr till söder i programpaketet NordSyd. Programmet utgör en av de större investeringarna i transmissionsnätet de kommande 10 åren. Över Snitt 2 mellan SE2 och SE3 finns tre gamla 220 kV-ledningar och åtta 440 kV-ledningar av varierande ålder, där den äldsta är världens första

	400 kV-ledning från 1952. Ledningarna kommer inom kort uppnå sin tekniska livslängd samtidigt som ett större överföringsbehov väntas.
Punktlaster	Stora laster som finns inom ett begränsat geografiskt område. I rapporten används termen främst för tillkommande industriella aktörer som vill ansluta stora effekter.
Reaktiv effekt	Reaktiv effekt är ett begrepp som används för att beskriva den effekt som pendlar i ett växelströmssystem i och med de induktanser och kapacitanser som finns där. Den reaktiva effekten bidrar inte till ett aktivt arbete men motsvarar ändå en ström i ledningar och andra komponenter och ger upphov till förluster. För att använda elsystemet effektivt behöver reaktiv effekt produceras och konsumeras på olika håll.
Regionnät	Regionnätet kan liknas vid elnätets landsvägar som transporterar el från transmissionsnätet till lokalnäten över medellånga sträckor på spänningsnivåer om 30–150 kV.
Responstid	Hur snabbt en resurs reagerar på en signal för reglering. Till exempel aktivering av en produktionsanläggning.
Rotationsenergi	Rotationsenergi, är den rörelseenergi som finns i kraftsystemets roterande delar. Den beror av det sammanlagda rörelsemängdsmomentet i systemet (eller svängmassa) samt systemets frekvens. Rotationsenergin ger stabilitet och motverkar snabba frekvensändringar och lokalt även spänningsändringar.
Spänning	Spänning, eller mer exakt elektrisk spänning, är skillnaden i elektrisk potential mellan två punkter. För överföring av elektrisk energi över långa sträckor är högre spänning mer effektiv. Komponenter i elsystemet är utformade för vissa spänningsnivåer och om dessa inte upprätthålls finns risk för skador på person och egendom samt att komponenterna inte fungerar som de ska.
Systemförstärkningar	Systemförstärkningar inkluderar de investeringar som görs i transmissionsnätet för att öka nätkapaciteten inom ett elområde.
Stödtjänster	Ett samlingsnamn på de tjänster som behövs för driften av elsystemet, inbegripet balanstjänster (FCR, aFRR och mFRR) och icke-frekvensrelaterade tjänster som spänningsreglering och reaktiv effekt.
Störningsreserv	En reserv som Svk ansvarar för som inom max 15 minuter ska kunna leverera en effekt (eller en reduktion av förbrukning) in i händelse av ett oväntat bortfall av elproduktion. Idag består störningsreserven av ett antal gasturbiner.
Underliggande elektrifiering	Övergripande planer eller förväntningar om elektrifiering från en sektor eller industri som har annonserats till allmänheten. Skilt från enskilda bolags specifika planer.
Tillgänglighetsfaktor	Beskriver hur stor andel av total installerad produktionskapacitet för ett produktionsslag som antas bidra vid en bristtimme, typiskt topplasttimme. Engelska ”de-rating capacity factor”.
Transmissionsnät	Transmissionsnätet kan liknas vid elnätets motorvägar som transporterar stora mängder el långa sträckor på höga spänningsnivåer om 220–400 kV.
Överföringskapacitet	Hur mycket effekt som kan överföras mellan olika delar av elsystemet.

Innehållsförteckning

SAMMANFATTNING 5

FÖRKORTNINGAR OCH BEGREPPSBESKRIVNINGAR 13

INLEDNING 19

1. ELANVÄNDNINGENS OCH EFFEKTBEHOVETS UTVECKLING 21

1.1 Sveriges elanvändning väntas öka men det finns en ökande osäkerhet kring omställningstakten 21

1.2 Stora skillnader i utveckling mellan sektorerna och regionerna 24

2. UTVECKLING AV ELPRODUKTIONEN I SVERIGE 35

2.1 Elproduktionsscenario till 2050 36

3. DESIGNKRITERIER I FOKUS FÖR FRAMTIDENS KRAFTSYSTEM 40

3.1 Vad är leveranssäkerhet? 40

3.2 Kraftsystemets nödvändiga förmågor 48

4. ANALYS AV NATIONELL OCH REGIONAL EFFEKTBALANS 49

4.1 Nationell utveckling – industrins omställning möjliggörs genom ökad produktion, elnätsutbyggnad och elimport 51

4.2 Norrbottens län – elöverskott blir underskott på några år 57

4.3 Västra Götaland – liten utbyggnad av vindkraft men stor ökning av elbehovet 63

4.4 Stockholms län – transportelektrifiering, datacenter och hamnar 66

4.5 Dalarnas län – datacenter och vindkraft 68

4.6 Gävleborgs län – ett potentiellt nytt powerhouse på östkusten 69

4.7 Värmlands län – oförändrat efter 2030 73

4.8 Hallands län – fortsätter att försörja västkusten med el och effekt 75

4.9 Örebro län – transportelektrifiering och solkraft 77

4.10 Överföringsbehov 79

5. UTMANINGAR OCH LÖSNINGAR FÖR DET SVENSKA KRAFTSYSTEMET 80

5.1 Systemets samspel – teknik, regelverk och marknad 81

5.2 Elnätsrelaterade lösningar 84

5.3 Elproduktionsrelaterade lösningar 86

5.4 Efterfrågerelaterade lösningar 94

5.5 Energilager 96

5.6 Marknad, affärsmodeller, och regelverk 99

Inledning

Vi befinner oss i en tid av omfattande elektrifiering och strävan mot fossilfrihet inom både industrin och transportsektorn. Ambitiösa omställningsmål och planer har skapat en förväntan om mer än fördubblat elbehov inom de närmaste decennierna, när samtliga delar av vårt samhälle ska genomgå en omvandling till elektriska och fossilfria lösningar. Den svenska energisektorn står alltså nu inför en utmaning av en magnitud som saknar historiskt motstycke.

Effektrapporten 2025 bygger vidare på den grund som lades av Elnätsrapporten 2023, där vi utforskade Sveriges elbalans både nationellt och på länsnivå. Det är tydligt att medan den årliga elbalansen ger en övergripande bild av elsystemet, kräver dagens och framtidens utmaningar en djupare förståelse av effektbalansen för att säkerställa ett robust och resilient elsystem. Det är en sak att hålla energisystemet i balans över tid, men det är svårare att vara i balans momentant. Därför flyttar årets rapportfokus från enbart energi till att även kvantifiera effektbehovet och effektbalans med hög geografisk upplösning.

Regeringen föreslog våren 2024 nya energipolitiska mål för att möta framtidens elbehov och säkerställa leveranssäkerhet i elsystemet, ett planeringsmål och ett leveranssäkerhetsmål. Planeringsmålet innebär att Sverige ska planera för ett elsystem som kan leverera minst 300 TWh el år 2045, vilket krävs för att stödja elektrifiering och grön omställning. Det geografiska elbehovet ska bedömas för 2030, 2035, 2040 och 2045 för att hantera osäkerheter i genomförandet av projekt. Leveranssäkerhetsmålet innebär att elsystemet ska kunna leverera el där och när den behövs i tillräcklig mängd, med samhällsekonomisk effektivitet som grund. Hinder i elsystemet ska minimeras för att skapa en konkurrenskraftig och effektiv elmarknad. Leveranssäkerhetsmålet kopplar därför till begreppet effekttillräcklighet, som är ett centralt begrepp som belyses i denna rapport. Regeringen betonade också vikten av att se energiförsörjningen ur ett systemperspektiv där el, gas och fjärrvärme samverkar genom sektorkopplingar. Detta blir allt viktigare med ökad elektrifiering.

Sveriges långsiktiga mål om att ha noll nettoutsläpp av växthusgaser senast 2045, med ambitionen att därefter uppnå negativa utsläpp, driver näringslivet bort från fossila bränslen. Tack vare en redan huvudsakligen fossilfri elproduktion har Sverige en unik möjlighet att ytterligare stärka sin konkurrenskraft och skapa många nya arbetstillfällen. Dessutom planerar Sverige för en långsiktig upprustning av civilförsvaret för att möta de globala säkerhetsutmaningarna. Erfarenheter från bland annat Ukraina visar att energiinfrastruktur är ett primärt mål för attacker och sabotage, vilket ökar fokuset på robusthet i vår energiinfrastruktur.

Skillnaden mellan begreppen energi och effekt är tidshorisonten. För att förstå vikten av att analysera både effekt och elanvändning, är det väsentligt att förklara skillnaden mellan dessa två begrepp. Enkelt uttryckt är elanvändning den totala mängden el som konsumeras över tid, medan effekt avser den elenergi som används vid ett givet ögonblick.

En annan central del av denna analys är begreppen effektbrist och kapacitetsbrist. Effektbrist uppstår när den momentana efterfrågan på el överstiger tillgänglig produktion och import vid en viss tidpunkt, vilket kan leda till avbrott och störningar i elförsörjningen. Eftersom vi är en del av ett större elsystem där handel mellan olika elområden sker konstant behöver alltså inte varje område vara i balans mellan produktion och konsumtion, utan det är den samlade kapaciteten i hela systemet som avgör om vi kan möta efterfrågan. Kapacitetsbrist används för att beskriva begränsningar i elnätets förmåga att överföra el från producenter till konsumenter, oavsett om tillräcklig produktion finns tillgänglig. Kapacitetsbrist kan alltså resultera i flaskhalsar i nätet och begränsa tillgången på el i vissa regioner.

Sveriges elanvändning och effektbehov är i ständig förändring och är beroende av både kraftförsörjningen, flexibilitetsresurser och kapacitetssituationen i elnätet. För näringslivet kan behovet av elektrisk effekt ofta uppstå snabbare än vad elnätsföretagen kan leverera, vilket redan idag utgör en begränsning för nya etableringar i flera kommuner. En stabil och tillförlitlig kraftförsörjning är därför avgörande för att möjliggöra fortsatt ekonomisk tillväxt och innovation i Sverige.

Stora industriella investeringar står i startgroparna, och omvandlingen av transportsektorn är påbörjad. För att hantera dessa förändringar krävs inte bara en ökning av elproduktionen utan också en fortsatt satsning på

energieffektivisering, efterfrågeflexibilitet, och en omfattande utbyggnad och förstärkning av elnätet. Samtidigt måste energilager och integrationen mellan olika sektorer utvecklas för att skapa effektiva och ändamålsenliga energisystem.

Utmaningen ligger nu i att tillgodose samhällets ökande krav och efterfrågan på fossilfri el genom hållbar elproduktion, utbyggnad av elnätet, flexibilitet och innovation. Detta kräver en bred politisk och samhällelig konsensus, nya arbetsmetoder, samt en gemensam planeringsram med tydliga delmål och långsiktiga regler för de aktörer som ska genomföra omställningen. Sverige har potential att vara en global föregångare i denna omställning, särskilt genom integreringen av kraft-, värme- och gassektorer.

Den energipolitiska debatten behöver i större utsträckning fokusera på eldistribution och elnätsinfrastruktur, eftersom dessa är avgörande för elektrifieringen och den bredare samhällsutvecklingen. För att skapa ett robust och hållbart elsystem fram till 2045 krävs ett omfattande systemperspektiv som integrerar energiomställning, klimatmål, nyindustrialisering och regional utveckling. Denna övergång kommer att kräva massiva investeringar i elnätsinfrastrukturen.

Syftet med denna rapport är att ge en nyanserad bild av hur elanvändningen, effektbehovet och elproduktionen utvecklas i Sverige, med ett särskilt fokus på regionnätbolaget Ellevios elnätsområden och några utvalda län. Analysen baseras på data med hög detaljnivå och geografisk upplösning, både vad gäller konsumtion och produktion. Rapporten analyserar tidsperioden fram till 2050, men beskriver hur effektbalansen ser ut i Swecos högscenario med nedslagsåren 2025, 2035 och 2045 och vad som ytterligare kan behövas för åtgärder för elsystemet.

I vår analys har vi valt att fokusera på länet som geografisk avgränsning. Denna indelning är vedertagen i politik och statistik, men den motsvarar inte ett konkret fysiskt eller tekniskt system. Genom att beakta länsgränser skapar vi därmed en systemgräns som i praktiken inte existerar i de tekniska sammanhang som rör elförsörjning och effektbalans. Det är därför viktigt att minnas att elnätets fysiska utformning innebär flaskhalsar som ofta avviker från kommun- och regiongränser. Länsgränser skiljer sig på så sätt från exempelvis elområdesgränser, som i viss utsträckning baseras på flaskhalsar i transmissionsnätet. Vilket geografiskt område man använder när man analyserar effektbalansen är inte givet och det finns fördelar av att beakta flera olika perspektiv. Det kan finnas politiska mål kopplade till EU-nivå, nationell självförsörjningsgrad eller även regionala målsättningar.

Valet att använda länsnivå som utgångspunkt för vår analys syftar till att möjliggöra en mer detaljerad och regionalt anpassad förståelse av effektbehovet, än vad en analys på nationell eller elområdesnivå möjliggör. Det ger oss möjlighet att identifiera och belysa regionala skillnader och specifika utmaningar som kan påverka elförsörjningen. Samtidigt innebär denna indelning en viss begränsning, eftersom den inte tar hänsyn till de faktiska flödena av elektricitet som ofta sträcker sig över länsgränser.

Analysens metod bygger på kartläggningar, scenarioanalyser och marknadsmodellering. Swecos scenarier för elanvändning och elproduktion används för att modellera elmarknaden på elområdesnivå i Europa, därefter genomförs effektanalyser på regional nivå. Data om både produktion och användning av el samlas på kommunnivå, för att ge en detaljerad lokal bild. Antaganden om elanvändningens utveckling baserad på en detaljerad bottom-up-metod, som inkluderar förändringar i efterfrågan från hushåll, industri och tjänster. Specifik vikt läggs vid bedömning av stora specifika elkonsumenter, så kallade punktlaster, då dessa får mycket stor påverkan på el- och effektbehovet regionalt.

Samtidigt utvecklas scenarier för elproduktion och energilagring, där olika kraftslag, energilagerlösningar och energipolitiska riktlinjer beaktas. Sweco använder publika data och egna bedömningar för att skapa framtidsscenarier för produktion på kommunnivå. Dessa scenarier används sedan i Swecos elmarknadsmodell Apollo, där data aggregeras till elområdesnivå och kompletteras med syntetiska profiler för last och produktion. Modelleringen simulerar marknadens funktion, inklusive överföringskapacitet mellan samtliga europeiska elområden.

Resultaten från marknadsmodellen översätts sedan tillbaka till kapaciteterna på kommun- och länsnivå för att kunna användas i en effektanalys som fokuserar på regionala förhållanden. Effektanalysen studerar därmed samspelet mellan last, produktion, flexibilitet och lagring på regional nivå, baserat på marknadsmodelleringen. Denna metod ger värdefulla insikter för att planera och dimensionera ett hållbart och robust energisystem. På så sätt avser insikter från rapporten bidra till en bättre förståelse för de nödvändiga stegen för att skapa ett hållbart, robust och resilient elsystem som möter framtidens behov och skapar möjligheter.

1. Elanvändningens och effektbehovets utveckling

Jämfört med förra rapporten, Elnätsrapporten 2023, innebär årets högscenario en mer återhållsam prognos för elbehovsökningen. Årets högscenario är i paritet med förra rapportens lågscenario. Försenade eller nedlagda projekt på grund av höga kostnader, ännu omogna marknader, långsamma tillståndsprocesser och bristande elnätskapacitet är några av orsakerna till detta. Samtidigt innebär prognosen fortfarande en stor utveckling av elbehovet ökning jämfört med tidigare prognoser. I högscenariot förväntas fortfarande en snabb elektrifiering av industri och transport, vilket resulterar i ett elbehov på nästan 300 TWh år 2045. Ett centralt antagande för elanvändningens ökning och geografiska placering beror på antaganden om var produktionen av grön vätgas för att möta behovet i industrin kommer äga rum, lokalt, nationellt eller kanske utomlands?

I våra scenarier ökar topplasten under ett normalår från 25 GW till 37 GW år och 2035 och 41 GW år 2045. Detta innebär att effektbehovet i topplasttimmen ökar med nästan 50 % under det kommande decenniet och cirka 64% till 2045.

Förbrukningen ökar markant över hela året och skillnader mellan säsongerna minskar. Dagens effektbehov i Sverige följer ett tydligt säsongsmönster, högre på vintern och lägre på sommaren, vilket till stor del påverkas av uppvärmningsbehovet. Nya elintensiva industrier förväntas bidra med en jämnare förbrukning över året. Ett exempel är etableringen av datacenter som förväntas öka i Sverige och kan innebära enskilt stora men jämna effektbehov. Datacenter kan förväntas ha en ganska jämn lastprofil över året, eller till och med lite högre under sommaren då kylbehovet ökar.

Transportsektorn står idag för en mycket liten del av den totala elanvändningen, men för att nå våra energi- och klimatmål så behöver andelen fordon som drivs med el eller andra fossilfria bränslen öka drastiskt. Personbilsflottan förväntas bidra till den största delen av transportsektorns elanvändning framöver. Elektrifiering av lätta och tunga transporter innebär dock en större utmaning för elnätet eftersom och effektbehovet vid laddning är större, upp till 1 MW.

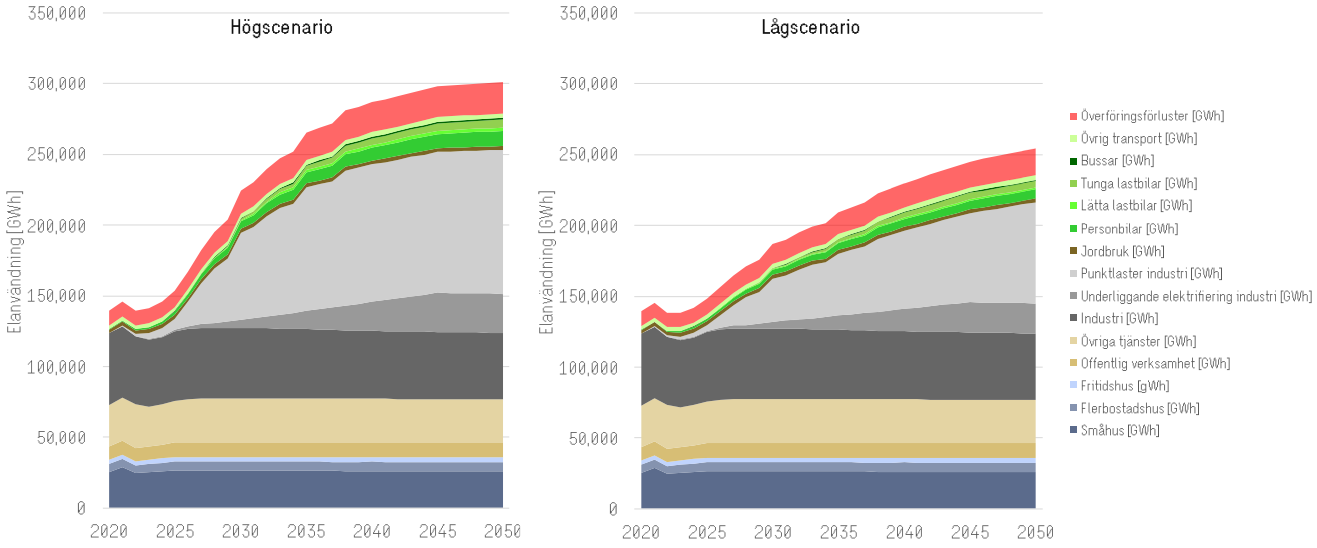
1.1 Sveriges elanvändning väntas öka men det finns en ökande osäkerhet kring omställningstakten

Vi står inför en kraftig ökning av elanvändningen i såväl Sverige som övriga Norden och Europa. Sedan 1970- och 1980-talet, då kärnkraften byggdes ut och relativt låga elpriser gjorde att elanvändningen ökade, har elanvändningen legat på mer eller mindre samma nivå. I dagsläget uppgår elanvändningen i Sverige årligen till cirka 140 TWh inklusive förluster.

Den förväntade ökningen av elanvändning drivs av en global klimatomställning och digitalisering och utgörs i till merparten av ökat elbehov inom industrisektorn, som i sin tur består av två huvudkomponenter: elektrifiering av befintlig industri samt nyetableringar. Elektrifieringen av befintlig industri innebär att sektorer som idag använder fossila bränslen byter energibärare till el, antingen direkt och indirekt. *Direkt elektrifiering* innebär att verksamheter byter från energibärare med fossilt ursprung, som till exempel naturgas eller koks, till el. Den *indirekta elektrifieringen* innebär användning av vätgas och elektrobränslen som produceras från el. Flera industriprojekt för produktion av dessa energibärare har lanserats på olika håll i landet men det finns också ett antal projekt som försenas eller till och med avbryts. Det finns också exempel på projekt som innebär *nyetableringar* av elintensiv industri, ofta för att möta de behov som uppstår i en digitaliserad och elektrifierad värld, som exempelvis datacenter och batteriproduktion.

Sweco har tagit fram två scenarier för elanvändningens utveckling fram till 2050. I analysen används år 2025, 2035 och 2045 som nedslagsår för att förtydliga jämförelser av förändring över tid. Den långsiktiga utvecklingen är förknippad med stora osäkerheter och beror på en mängd faktorer. Metoden för att ta fram scenarier för elanvändningens utveckling inkluderar både en kartläggning av publicerade etableringsplaner som vi kallar *punktlaster industri*, samt analys av den *underliggande elektrifieringen av industrin*,[2] alltså elektrifieringen som respektive industrisektor meddelat att de vill genomföra utan att sektorns ingående bolag specifikt har annonserat sina planer publikt.

Förra årets lågscenario är årets högscenario. Jämfört med Elnätsrapporten 2023 innebär både hög- och lågscenariot en mer återhållsam utveckling av elbehovet. Detta bygger på att ett flertal stora projekt meddelat att de lägger ner eller skjuts upp. Ökade kostnader, omogna marknader, långsamma tillståndsprocesser och bristande elnätskapacitet är några som några anledningar varför projekten inte genomförs som planerat. Den största skillnaden mellan hög- och lågscenariot är elektrifieringstakten i industrisektorn. Högscenariot utgår från en snabb och omfattande elektrifiering inom industri och transportsektor samt en snabb digitalisering och uppförande av datacenter. I scenariot nås en slutgiltig nivå för elanvändningen på 294 TWh till år 2045. Lågscenariot utgår i stället från antaganden om en något långsammare utbyggnadstakt för de nya industrierna och något långsammare transportelektrifiering och landar på ett elbehov på 242 TWh till 2045. Elbehovets utveckling i scenarierna illustreras av Figur 7. I denna rapport redovisas elanvändningen inklusive överföringsförluster då elanvändningen presenteras geografiskt aggregerad, som nationellt, läns- och elområdesvis, men på sektornivå genomgående exklusive överföringsförluster.



Figur 7: Swecos nationella elanvändningsscenario per sektor, scenario hög och låg, inklusive förluster (2024)

Utfallsrummet är stort både på kort och lång sikt. Många projekt har satt upp omställningsmål till 2030, vilket medför att stor utveckling behöver ske redan under innevarande decennium. Samtidigt ser vi en ny nykterhet i aktörernas planer sedan tidigare kartläggningar. En större osäkerhetsfaktor för båda scenarierna är om delar av det stora vätgasbehovet kommer produceras i Sverige, importeras eller till och med exporteras. Det finns platser i Sverige med gynnsamma förutsättningar för vätgasproduktion och ett flertal annonserade projekt har kartlagts, men ännu finns ingen driftsatt produktionsanläggning för vätgas som motsvarar den storleksordning som kommer att behövas. Dessutom finns planer på en rörledningsförbindelse för vätgas mellan norra Sverige och Finland, vilket skulle möjliggöra vätgashandel mellan länderna.

Effektbehovet i Sverige har ett tydligt säsongsmönster som beror på variationen i utomhustemperatur, det vill säga större på vintern och mindre på sommaren. Detta beror på att uppvärmning står för en stor del av elanvändningen, och

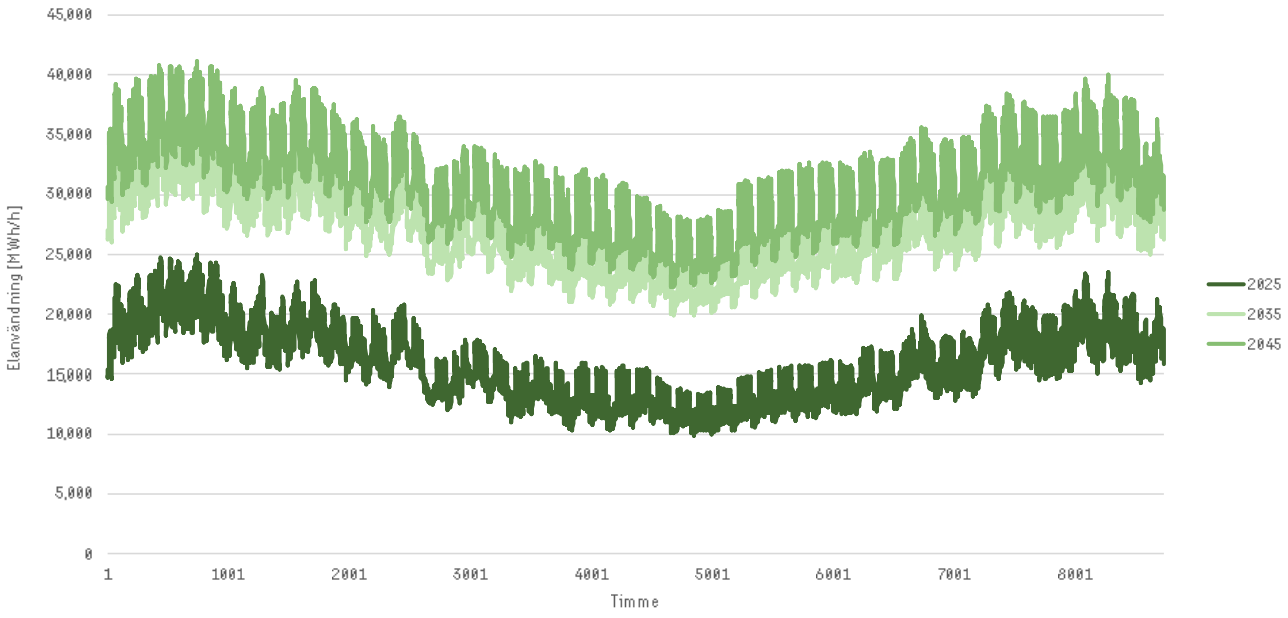
[2] *Bedömningen av det underliggande elektrifieringsbehovet utgår från Naturvårdsverkets utsläppregister från industri och energisektorn samt uppgifter om elektrifieringspotential för branschen från sektorer och branschorganisationer, justerat för redan publicerade, bolagsspecifika elektrifieringsplaner.*

ju kallare det är desto mer uppvärmning krävs. Samtidigt sjunker effektbehovet under helger och semesterperioder, då många verksamheter minskar sin aktivitet.

Det finns skillnader i hur olika typer av laster varierar i effektbehov. Elintensiv industri har typiskt ett relativt jämnt effektuttag över året, ibland med avbrott för semestrar eller underhåll, och påverkas generellt inte i samma utsträckning av temperaturförändringar. Den temperaturkänsliga elförbrukningen, i huvudsak hushåll och service, ansluter i regel till lokalnäten, vilket innebär att effektvariationerna från förbrukningen är betydligt större i lokalnäten jämfört med regionnät och transmissionsnät. Större industrier med ett jämnare uttag ansluter ofta till regionnätet.

Etablering av nya elintensiva industrier kommer att ha enorm påverkan på, och är samtidigt beroende av, elsystemets utveckling. Effektbehovet från stora, enskilda punktlaster i GW-klass som ansluts fram till 2045 kan jämföras med dagens topplastförbrukning för hela Sverige som under ett normalår uppgår till runt 25 GW och upp till 27–28 GW under en kall vinter.

Bakom scenariot för effektbehov finns antaganden om hur vi kommer att använda el framöver. Olika typer av elanvändare skiljer sig åt vad gäller totalt effektbehov, hur behovet varierar under ett dygn eller ett år, samt hur flexibla de är. För all elanvändning antas en profil, vilken skiljer sig åt mellan olika sektorer. Genom att lägga ihop alla sektorer erhålls då det totala effektbehovet för en viss geografi. I vår sammanlagrade lastprofil för framtida år antar vi en del implicit användarflexibilitet från alla sektorer, exempelvis genom att personbilsladdningen flyttas och att elektrolysörer inte producerar vätgas under extremt ansträngda timmar. Här finns dock betydande skillnader i hur flexibla aktörerna vill vara med sin elektrolys och hur flexibla de kan vara med sin efterföljande process. Figur 8 visar den antagna lastprofilen i högscenariot, i form av det effektbehov som antas innan eventuellt priskänslig flexibilitet aktiveras.

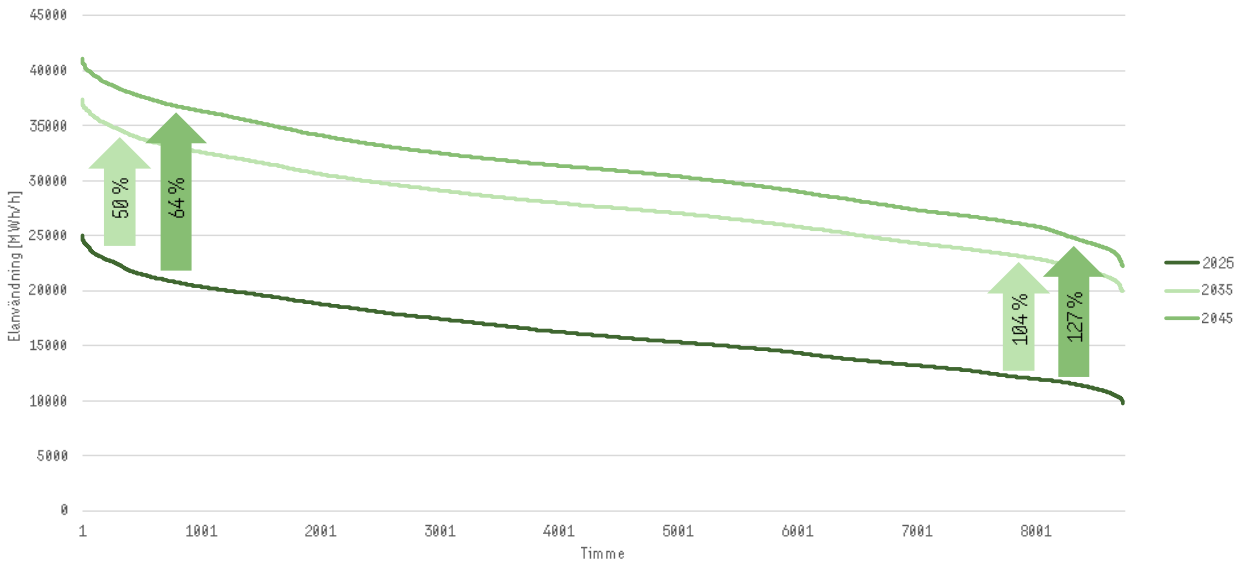


Figur 8: Lastprofil i kronologisk ordning timme för timme för Sverige under ett normalår 2025, 2035 och 2045 i Swecos högscenario.

Förbrukningen ökar markant över hela året. I våra scenarier ökar topplasten under ett normalår från 25 GW till 37 GW år och 2035 och 41 GW år 2045. Detta innebär att effektbehovet i topplasttimmen ökar med nästan 50 % under det kommande decenniet och cirka 64% till 2045, vilket syns vid jämförelse av vintern 2025 respektive 2035 i Figur 8.

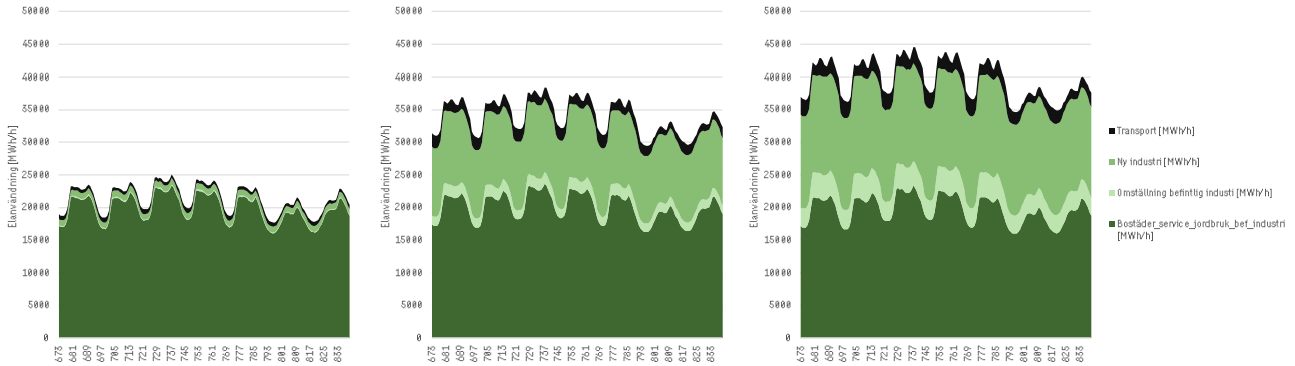
Ju lägre last, desto större relativ ökning. Den tillkommande industrilasten, som utgör merparten av den totala tillkommande lasten, har ett effektbehov som är relativt jämnt fördelat över dygnet och året. Detta får genomslag även på det sammanlagda effektbehovet nationellt, då den relativt största effektbehovsökningen enligt scenariot inträffar de timmar då effektbehovet traditionellt är lågt. Detta visualiseras av Figur 9, ett varaktighetsdiagram över effektbehovet år 2025, 2035 och 2045. Diagrammet skapas genom att effektbehovet för samtliga timmar sorteras i fallande ordning, det finns alltså ingen kronologi i figuren. Ser man inte bara på den enskilda topplasttimmen utan de 500 timmar som har högst

last under ett år, motsvarar scenariot en ökning på 50 procent till 2035 och 64 procent till 2045, vilket illustreras av grafen nere till vänster i Figur 9. Förbrukningen under låglasttimmarna ökar från cirka 10 GW år 2025 till 20 GW år 2035 och 22 GW år 2045, vilket motsvarar en ökning på 104 och 127 procent.



Figur 9: Lastprofil Sverige under ett normalår 2025, 2035 och 2045 i Swecos högscenario som varaktighetskurva

Figur 10 visar hur effektbehovet varierar under en vintervecka för nedslagsåren 2025, 2035 och 2045. Effektbehovsökningen är som kraftigast mellan 2025 och 2035, vilket beror på att mycket nyetablering av elintensiv industri förväntas under de kommande 10 åren. Mellan 2035 och 2045 blir även det tillkommande elbehovet för omställning av den befintliga industrin mer framträdande.



Figur 10: Lastprofil vecka 5 år 2025, 2035 och 2045 per sektor

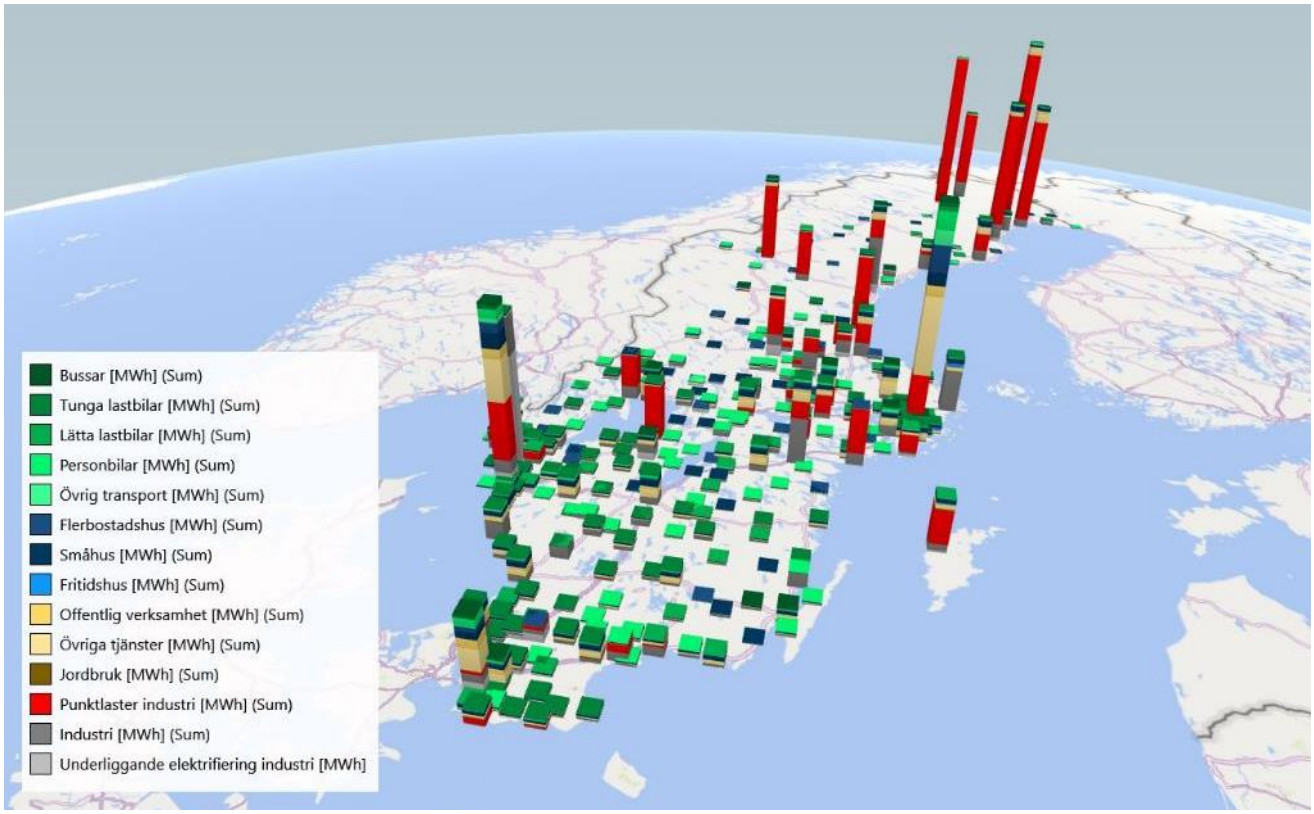
För att möta detta behöver vi både tillföra mer elproduktion och stärka möjligheterna att överföra effekt från produktionsresurserna till slutkunden, vilket kräver ett väl utbyggt elnät. Eftersom elnätet dimensioneras för att kunna möta topplastbehovet, det vill säga då effektbehovet är som störst, kan elsystemet effektiviseras genom att ”platta ut” behovet, det vill säga sänka topparna och höja dalarna i lastprofilen. Detta görs genom så kallad efterfrågeflexibilitet, vilket innebär att slutkonsumenten antingen planerar om så att användning i stället sker när den totala efterfrågan är lägre eller helt eller delvis drar ner sin elanvändning.

1.2 Stora skillnader i utveckling mellan sektorerna och regionerna

Elektrifieringen av industrin leder till att stora elförbrukare dyker upp på nya platser. Medan de traditionella förbrukningscentrumen ligger runt storstäderna i Södra Sverige, driver gruv- och stålindustrin i Norrbotten en kraftig

ökning av elbehovet i norra Sverige, främst kopplat till produktionen av vätgas för LKAB:s och Stegras tillverkning av fossilfri järnsvamp samt SSAB:s omställning till produktion av fossilfritt stål. I tillägg ser vi stora ökningar för omställning av hamnar i form av elektrifiering och ytterligare vätgasproduktion, samt ett antal större datacenter. Dessutom ökar elanvändningen i industrierna på västkusten, både i form av tillkommande punktlaster och genom underliggande elektrifiering av befintlig industri.

Utvecklingen är starkt beroende av individuella aktörers framgång. Den enorma storleken på de projekt som annonserats under de senaste åren innebär att elbehovet ökar med en takt som aldrig tidigare skådats. Annonserade projekt kan i flera fall leda till en mångdubbel ökning av elbehovet i en kommun, vilket framgår av storleken på de tillkommande punktlasterna som visas i Figur 11. Därmed blir utvecklingen beroende av att dessa enskilda aktörers projekt realiseras. Framdriften av projekten är i sin tur kopplad till flera viktiga förutsättningar, såsom konkurrenskraftiga elpriser, marknadsutveckling som går i takt med utbyggnaden av den industriella utbyggnaden, tillräcklig kapacitet i elnäten, erforderliga tillstånd, tillgång till mark samt kompetensförsörjning, för att nämna några. Om några av dessa faktorer skulle falla bort på platsen förändras förutsättningarna för projekten vilket kan leda till att de försenas, flyttas eller avbryts.

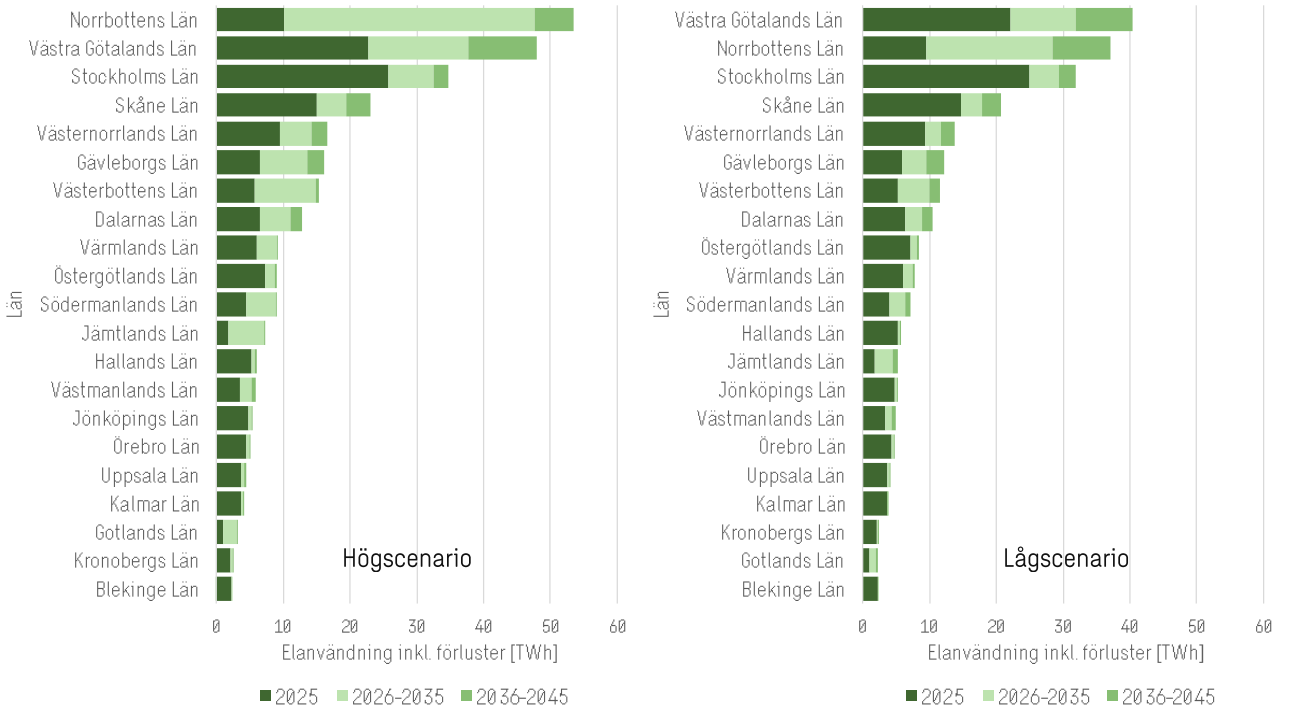


Figur 11: Illustration av elanvändning per kommun och sektor år 2035 i högscenariot. Tillkommande industriella punktlaster är rödmarkerade

I vårt högscenario ligger Norrbottens län högst i elanvändningsligan, medan Västra Götaland kommer på andra plats. I lågscenariot är förhållandet det omvända, med Västra Götaland som ledare. Denna skillnad beror på att den befintliga industrin i Västra Götaland förväntas genomgå en omställning oavsett scenario, med en högre sannolikhet att realiseras tack vare dess etablerade industri och historia av vätgasproduktion och -användning. Dessutom är utvecklingen fördelad på fler aktörer och branscher vilket minskar risken. I Västra Götaland ser vi även en mer organisk tillväxt, exempelvis i form av elektrifierade transporter, som bidrar till det ökade elbehovet. I Norrbottens län däremot är ökningen starkt kopplad till ett fåtal stora nyetableringar och industriprojekt som är mer beroende av att nya förutsättningar och investeringar realiseras. Det ska dock poängteras att utvecklingen i Västra Götaland beror på hur arbetet med att möta den nuvarande kapacitetsutmaningen fortskrider.

I Västra Götaland tillkommer en lastökning motsvarande flera tusen MW fram till 2030. Ökningen utgörs bland annat av den planerade batteriproduktionen i Mariestad, Preems planer i Lysekil, elektrifiering av Göteborgs hamn och den övriga transportsektorn, samt etablering av nya datacenter. Andra län som ser stora ökningar till 2030 är Västernorrlands län med Liquid Winds FlagshipTWO, i Ånge finns RES vätgasproduktion och OX2, Lhyfe och Velarions gröna konstgödselproduktion, för att nämna några. Västerbottens län med flera projekt relaterade till elektrobränsleproduktion samt Jämtlands och Dalarnas län med stora datacenter. I Stockholms län tillkommer hamnelektrifiering och datacenter samt ökat effektuttag från transportsektorn, i Skåne län dominerar elektrifieringen av hamnar och transportsektorn de tillkommande punktlasterna. Samtidigt förväntas Kalmar län, Blekinge län, Kronobergs län och Uppsala län ha en nästan oförändrad elanvändning på sikt.

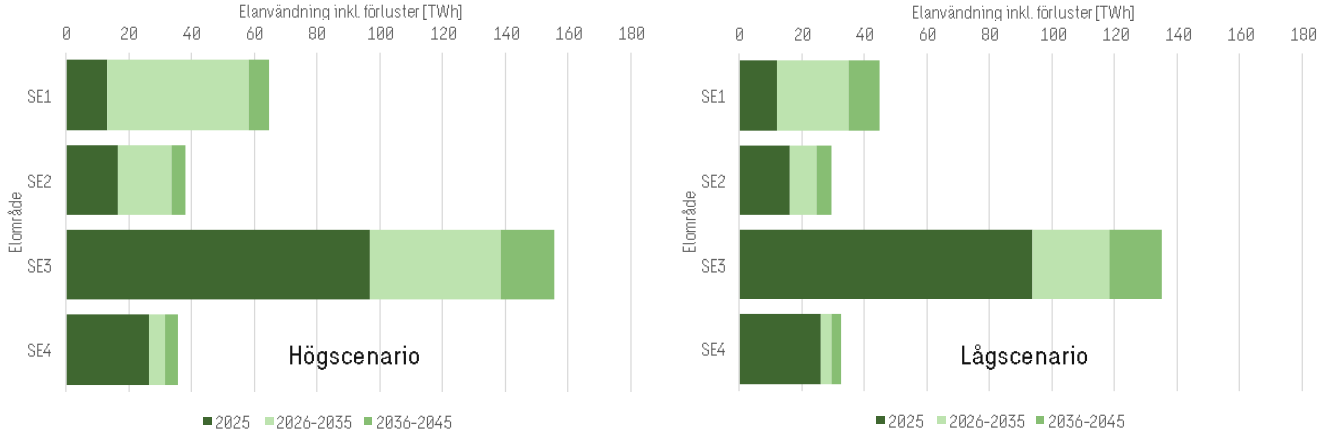
Figur 12 visar elanvändningsutvecklingen per län och Figur 13 per elområde. Det stora tillskottet av punktlaster i SE1 innebär att det kan vara viktigt att fokusera på att utöka elproduktionen även i norra Sverige, för att fortsätta stödja Sveriges övergång till en mer hållbar och klimatvänlig industriell utveckling. Att flaskhalsar är ett problem endast när el ska transporteras från norra till södra Sverige kan således bli ett förlegat narrativ.



Figur 12: Swecos nationella elanvändningsscenario per län, scenario hög och låg (2024)

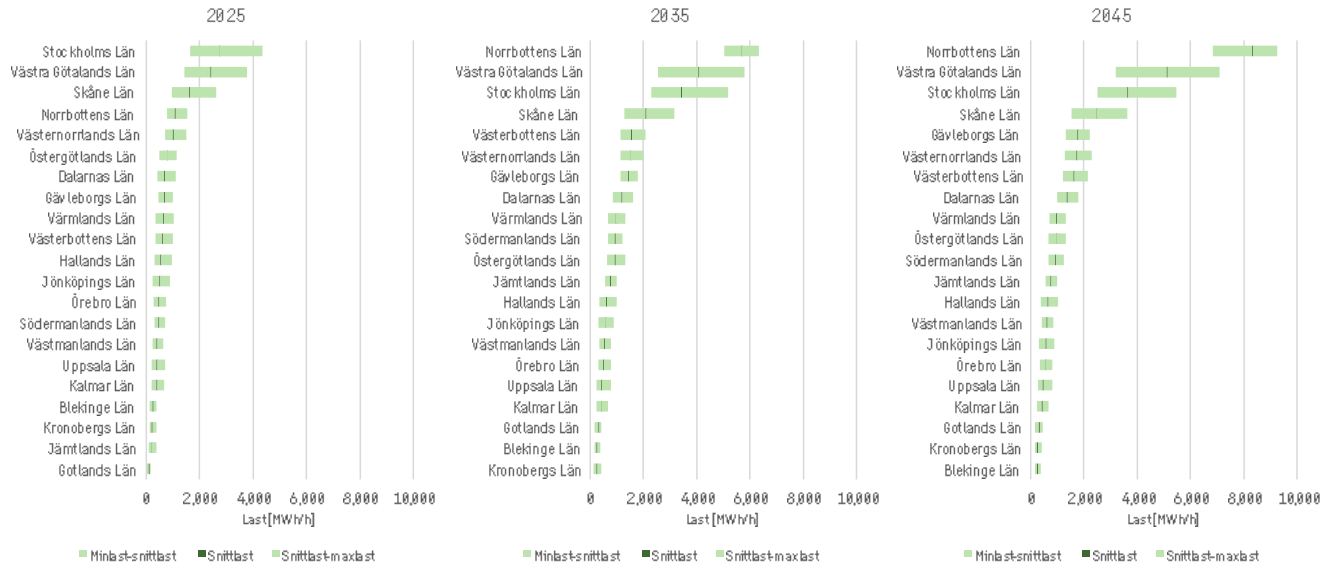
Summerat på elområdesnivå ökar elanvändningen inklusive förluster i båda scenarierna mest i SE3, där elanvändningen i ökar med 25–42 TWh till 2035 och ytterligare 17 TWh fram till 2045, för att nå 135–156 TWh. Detta innebär en enorm utmaning då ökningen i många fall sker i städer där kapacitetsutmaningen redan är ett faktum. Utöver SE3 finns det även

en stor ökning av elbehovet i SE1 (mellan 33 och 51 TWh fram till 2045) och en stor relativ ökning i SE2. Elanvändningen ökar minst i SE4.



Figur 13: Swecos nationella elanvändningsscenario per elområde, scenario hög och låg (2024)

I många län kommer variationen i effektbehov under ett år sannolikt att vara mycket större än idag. Figur 14 visar effektbehovet under nedslagsåren 2025, 2035 och 2045, uttryckt som ett intervall mellan det minimala och maximala effektbehovet som beräknas för aktuellt år. Även det genomsnittliga effektbehovet markeras. Det län som sticker ut i är föga förvånande Norrbotten, där både det maximala och minimala effektbehovet ökar kraftigt. Detta ska dock ses som behov från främst industrin snarare än resultatet som kan möjliggöras utan stora anpassningar av elsystemet, främst i form av storskaliga energilager.



Figur 14: Effektbehov i olika län, uttryckt som ett intervall mellan minimumlast och maxlast, där genomsnittet är markerat

Tvärt om gäller i Stockholms län, där genomsnittslasten finns i den undre delen av intervallet, vilket vittnar om goda förutsättningar för flex under topplasttimmar.

1.1.1 Industrin, datacenter – snabbt växande behov men utvecklingen är kopplad till kapacitetssituationen i nätet

Omställnings av industrisektorn förväntas i huvudsak ske genom elektrifiering. Olika industrisektorer skiljer sig åt i befintlig nivå av fossila utsläpp och elanvändning, exempelvis är elanvändningen i skogs- och pappersmassaindustrin redan idag hög och andelen fossila bränslen låg. I järn- och stålindustrin samt cementindustrin är elbehovsökningen större, där el planeras ersätta fossila bränslen i olika processer.

Utöver omställning genom elektrifiering och tillväxt av befintliga företag tillkommer elanvändning från *nya etableringar* av elintensiv industri. Historiskt har det främst varit konjunkturen som styrt industrins elanvändning. Under de senaste åren har dock flera nya satsningar annonserats, bland annat på grund av god tillgång till fossilfri el till ett lågt pris lockar dessa investeringar. Stegras fossilfria stål, datacenter och produktion av elektrobränslen är några exempel. Nya etableringar förväntas på grund av sin storlek få en stor påverkan på elanvändningen på såväl regional som nationell nivå.

En stor del av den förväntade ökningen i elanvändning på nationell nivå utgörs av produktion av vätgas och elektrobränslen. Efterfrågan på vätgas producerad av el väntas öka markant i såväl Sverige, EU som globalt. Det kanske mest kända vätgasprojektet i Sverige, Hybrit, är ett gemensamt projekt mellan Vattenfall, SSAB och LKAB där järnmalm reduceras med hjälp av vätgas, i stället för genom en traditionell masugnsprocess. Vidare kan vätgas och elektrobränslen kan möjliggöra en mer flexibel elanvändning om de lagras, samt bidra till omställningen av transportsektorn, framför allt i tunga och långa transporter som lastbilar, sjöfart och luftfart.

Dock finns stora frågetecken förknippade med storskalig vätgasproduktion, framför allt framtida behov och var produktionen kommer att ske, vilket i sin tur kopplar till elproduktionsmöjligheterna och elpriser. Av denna anledning diskuteras större pipelineprojekt som antingen kopplar regionalt inom landet eller kopplar ihop länder, som t.ex. Nordic Hydrogen Route. I de flesta projekt som annonserats sker vätgasproduktionen i direkt anslutning till en industri, till exempel Ovako och Stegra. Samtidigt finns initiativ och projekt som syftar till att skapa en distribuerad vätgasekonomi. Till exempel undersöker många vindkraftsproducenter möjligheten att producera vätgas i anslutning till sin park. Ett sådant system kräver dessutom att ett försörjningssystem för vätgas etableras, för att sammankoppla producenter och konsumenter.

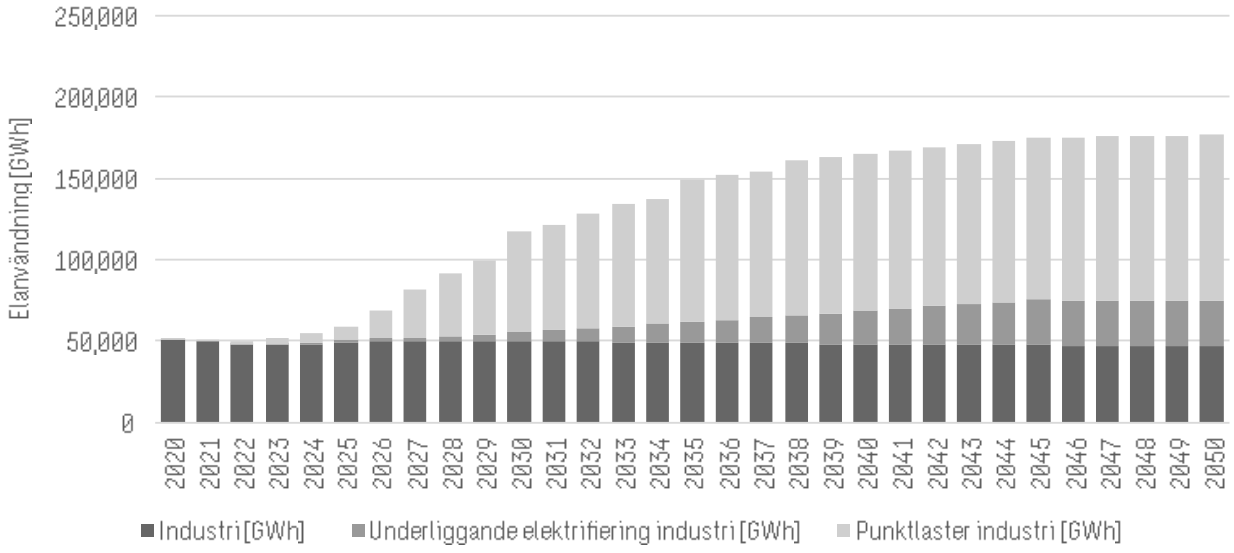
I denna analys inkluderas även elektrifiering av hamnar och landström i industrisektorn. Landström innebär att fartyg, när de är förtöjda i en hamn, ansluts till elnätet på land i stället för att använda sina egna motorer eller generatorer för att producera elektricitet ombord, vilket bidrar till att förbättra luftkvaliteten och minska den totala miljöpåverkan från hamnverksamheten.

Metoden för datainsamling bygger på en skrivbordsstudie som kompletteras av Ellevios inspel vad gäller förväntade kommande anslutningar, men kan givetvis inte ta hänsyn till icke-publika planer. Kartläggningen kommer därmed inte kunna återspegla eventuella nätutvecklingsplaner till 100%.

Skillnaderna i punktlaster i årets rapport jämfört med elnätsrapporten från 2023 beror på flera faktorer. För det första handlar det om att några projekt inte blir av. Dessutom blir vissa projekt uppskjutna av olika anledningar, som exempelvis LKAB:s övergång till fossilfri produktion av järnsvamp i Kiruna. Det saknas också uppdaterad information om kommande projekt, särskilt gällande datacenter och andra mindre projekt. I dessa fall tolkas avsaknaden av information som att planerna för projekten har stagnerat eller saknas helt.

Trots att vissa projekt har avbrutits har vissa platser lyckats attrahera nya aktörer som ersätter de ursprungligen planerade verksamheterna. Till exempel har EcoDataCenter meddelat att de kommer att bygga ett datacenter i Kvarnsveden, där Northvolt tidigare planerade att etablera sig. Denna utveckling understryker den fortsatta höga efterfrågan på etableringsklara siter, samtidigt som den belyser osäkerheten kring framtida elintensiva investeringar. Därför är det i dagsläget svårt att förhålla sig till sannolikheten i alla projekt och att avgöra mognadsgraden samt realismen i

tidplanerna, vilket vi försöker reflektera i låg- och högscenariot[3]. I effektanalysen ser vi dock enbart på det mest ambitiösa högscenariot.

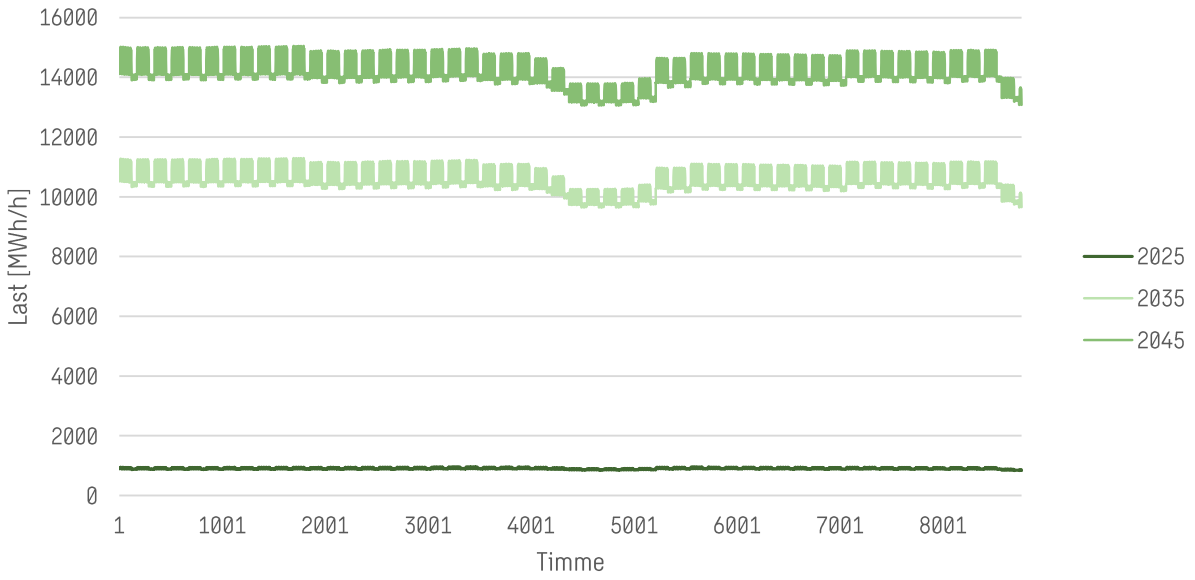


Figur 15: Utveckling av elanvändning inom industrin inklusive datacenter i Swecos högscenario

Eftersom effektbehovet hos många industrier, både nuvarande och tillkommande, innebär enskilt stora effektuttag har de även stor teoretisk potential att underlätta en ansträngd effektsituation, om de kan vara flexibla i sin elanvändning. Det är framför allt efterfrågeflexibilitet hos industri kan bidra till att underlätta topplastsituationer samt för att hantera flaskhalsar i region- och transmissionsnät. Dock har industrin ofta svårt att vara alltför flexibla och det finns ett flertal anledningar till detta. En tydlig anledning är att det kan störa produktionen, vilket kan leda till att man inte kan leverera enligt de åtaganden man har mot slutkund. Det kan också vara så att processerna är känsliga för de störningar som kan uppstå i och med neddragningar eller stopp, alternativt att slitaget på anläggningarna ökar. Dessutom är kunskapsnivån hos industriföretag varierande, vilket kan utgöra en barriär för industrier att bidra med efterfrågeflexibilitet.

Förutom vilja eller teknisk möjlighet är de ekonomiska incitamenten för industrier att vara flexibla i sin elförbrukning något begränsade. I dagsläget är det framför allt elpriset som kan påverka hur en elanvändare styr sin användning. Det faktum att många industrier har långsiktiga elhandelsavtal med ett fast pris eliminerar även detta incitament. Men detta är på väg att förändras, det utvecklas flera nya sätt att sätta ett pris på flexibiliteten, som exempelvis implementering av effekttariff och utveckling av flexibilitetsmarknader.

[3] *Vid tidpunkten för analysen fanns inte många nätutvecklingsplaner tillgängliga för en avstämning med rapportens antaganden.*



Figur 16: Antagen lastprofil för nytillkommande industri inklusive elektrolys (innan flex)

Datacenter – Amazon, Google och andra etablerar sig i Sverige

Etableringen av datacenter ökar kraftigt i Sverige och kan innebära enskilt väldigt stora effektbehov. Globalt såväl som i Sverige väntas marknaden för datacenter att fortsätta växa. Alltmer data samlas in, analyseras och lagras, vilket öppnar upp för nya tjänster. Även om processorer och hårddiskar blir allt energisnålare i förhållande till både beräknings- och lagringskapacitet finns det idag inget som tyder på att trenden om allt större elanvändning i datacenter globalt kommer att brytas. Notera att vi räknar in datacenter under punktlaster industri i vår analys. Sverige har flera egenskaper som är attraktiva för etableringar av datacenter med sin politiska och ekonomiska stabilitet, bra IT-infrastruktur och ett kallare klimat som minskar behovet av energikrävande kylning av den värme som alstras i datahallarna.

Under en period rådde stor uppmärksamhet kring datacenter, och många aktörer annonserade sina avsikter att bygga eller meddelade att de hade tillgängliga tomter för ändamålet. Idag, flera år efter att dessa planer presenterades, saknas fortfarande konkreta tecken på att de tidigare annonserade projekten har avancerat. I avsaknad av ny information om dessa projekt under en längre period har vi kommit fram till att de troligtvis inte kommer att realiseras.

I årets scenarier har vi därför ett mer konservativt antagande om etablering av datacenter. Det fanns tidigare mycket ambitiösa planer för nyetableringar av datacenter på greenfieldtomter, men i nuläget råder brist på uttalade planer för dessa tomter. I våra scenarier uppgår elanvändning i datacenter i Sverige till cirka 15 TWh år 2035 och 16 TWh år 2045. Variationen i elbehov mellan sommaren och vintern syns i Figur 17.

Figur 17: Lastprofil för nytillkommande datacenter, Sverige 2025-2045

Även om det mesta talar för en kraftig ökning av elanvändningen i datacenter, råder fortfarande en stor osäkerhet kring hur mycket elanvändningen kommer att öka och hur den kommer att fördela sig geografiskt. Ur ett nätperspektiv är det generellt sett betydligt enklare att etablera ett stort datacenter i de norra delarna av landet på grund av närheten till elproduktionen och att det finns färre flaskhalsar i nätet, samt det kallare klimatet. I kommuner med kapacitetsbrist finns det olika syn på hur attraktivt etableringar av datacenter är, då en större etablering av ett datacenter kan ta en stor del av tillgänglig nätkapacitet i anspråk.

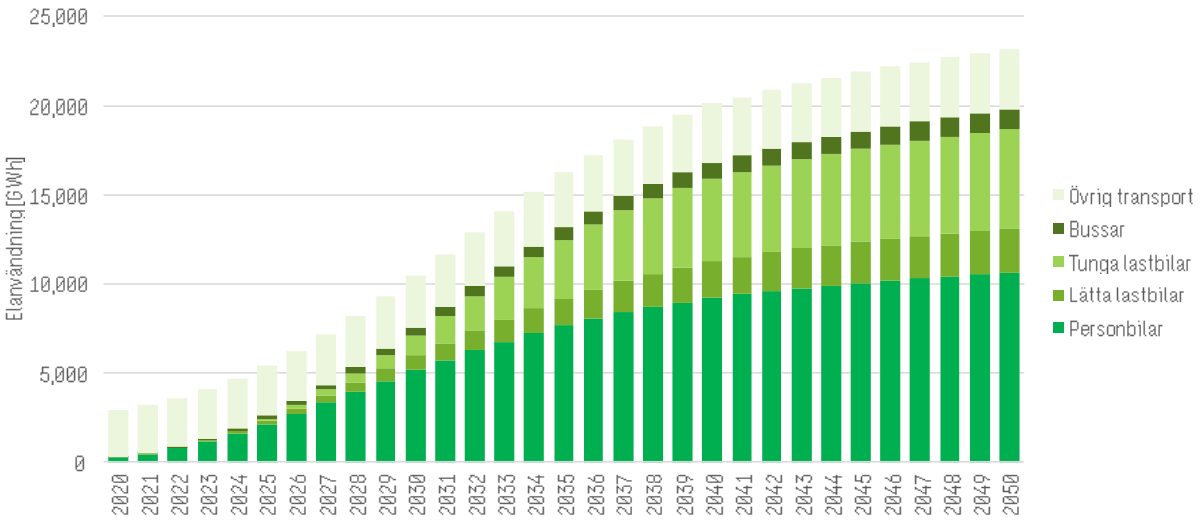
Till skillnad från vissa andra industrisegment, som exempelvis produktion av e-metanol eller SAF, uppvisar behovet av kapacitet för databehandling och datalagring globalt en tydlig uppåtgående trend. Detta minskar osäkerheterna kring huruvida etableringar kommer att realiseras eller inte. Det kvarstår dock frågor kring den geografiska lokaliseringen av datacenter, eftersom det finns många potentiella platser för etablering. Datacenter har inte samma krav på försörjningskedjor för material eller kompetens som den traditionella tillverkningsindustrin, vilket ger en större flexibilitet.

1.1.2 Elektrifiering av transporter – en effektfråga

Transportsektorn står för en mycket liten del av den totala elanvändningen, men för att nå våra energi- och klimatmål så behöver andelen fordon som drivs med el eller andra fossilfria bränslen öka drastiskt. Elanvändning i transportsektorn uppgår i nuläget till 2–3 TWh och består nästan uteslutande av bantrafik. Om större delen av transportsektorn elektrifieras kan elanvändning i transportsektorn på sikt komma att öka till 15–21 TWh, vilket motsvarar 8–10 procent av dagens elanvändning. De laddbara fordonen i Sverige har under 2024 en samlad batterikapacitet på 12 000 MWh[4] och den växande laddningsbara flottan kommer öka denna mängd avsevärt i framtiden. Figur 18 visar transportsektorns elbehovsökning i Swecos scenario.

Det framtida effektbehovet från elektrifiering av transportsektorn beror på mängden laddbara fordon och hur laddningen av fördelar sig över dygnet. Om alla privatpersoner laddar sina elbilar sent på eftermiddagen när de kommer hem från jobbet blir effekttopparna höga. Laddning av tyngre fordon som bussar och lastbilar kan komma att innebära laddeffekter uppemot 1 MW, vilket kan skapa lokala problem i områden där elnätet är ansträngt. Antaganden om framtida laddningsmönster blir därför centrala för att förutse tillkommande effektbehov.

[4] 665 000 laddbara fordon på vägarna - Elbilen mest populär



Figur 18: Utveckling av elanvändning inom transport i Swecos högscenario

De framtida utmaningarna med ökat effektbehov för transportsektorn kan med stor sannolikhet begränsas med smart laddning. Smart laddning innebär att elfordonsladdning schemaläggs på ett sätt som är mer gynnsamt för elsystemet. Tekniken för detta har under de senaste åren utvecklats, både hårdvaru- och mjukvarumässigt, samtidigt som nya marknadsverktyg driver på utvecklingen. Tekniken V2G (Vehicle to grid) innebär att den smarta laddningen kompletteras med tillbakaförsel av energi till från fordonens batterier till nätet, via anslutna laddare. Denna teknik kan i framtiden bidra med effekt från ett stort antal elfordon till lokalnätet, men ännu kvarstår bristande affärsmodeller och standardiserad teknik.

Personbilar

Personbilsflottan väntas utgöra den största delen av transportsektorns elanvändning framöver. På marknaden finns idag konkurrenskraftiga personbilsmodeller och majoriteten av alla större bilföretag erbjuder ett växande antal elbilar och laddhybrider. I Sverige finns det år 2024 omkring 665 000 laddbara fordon,[5] vilket innebär en dryg fördubbling från 2021. Det mesta talar för att omställningen av personbilsfordonsflottan kommer att ske genom en övergång till laddbara fordon, och frågan är snarare hur snabbt omställningen kommer att ske. Speciellt om och när batteri- och elbilspriserna kommer ner och laddinfrastrukturen håller jämna steg med behovet kan utvecklingen gå fort. I vårt scenario förväntas personbilsflottan växa till 2.6 miljoner bilar år 2030, varav två tredjedelar som rena batteridrivna elbilar och en tredjedel hybridbilar. Vår analys utgår ifrån en genomsnittlig livslängd och körsträcka inom en kommun och antagandet att antalet personbilar per invånare förblir oförändrat. Fordonens genomsnittliga livslängd antas variera något mellan kommunerna.

Laddprofiler under ett genomsnittligt vardagsdygn för personbilar kan ses i Figur 19. Hemmaladdningen sker framför allt på natten med en tydlig dipp under arbetstid då fordonen i hög grad används för arbetspendling. Arbetsplatsladdning sker under hela dagen med en dipp under lunchtid och den publika laddinfrastrukturen används framför allt under sen eftermiddag samt under morgontimmarna på grund av resmönster kopplat till arbete.

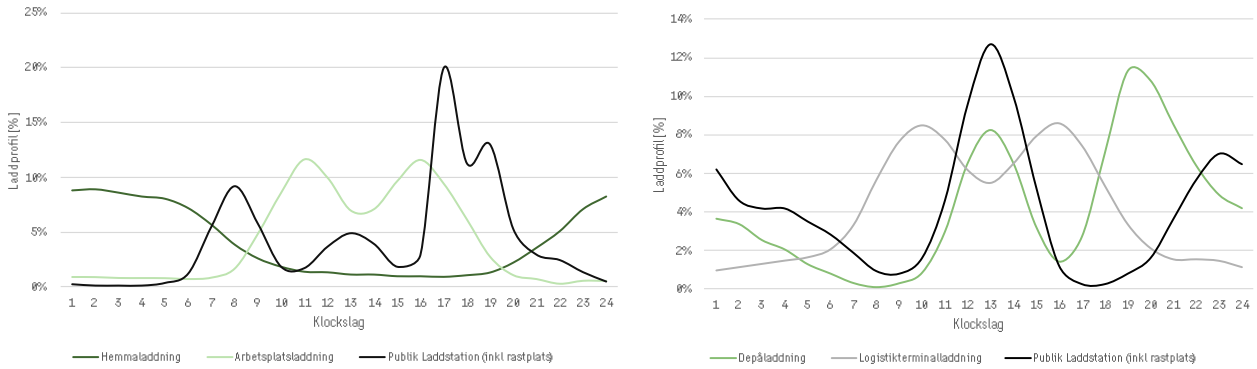
Lätta och tunga lastbilar

Elektrifiering av lätta och tunga transporter innebär en större utmaning för elnätet eftersom energibehovet och effektbehovet vid laddning är större. Hälften av alla lastbilstransporter körs sträckor kortare än 50 km[6], vilket gör att det finns god potential att öka antalet kilometrar som körs på el. För lastbilar som används i regionala transporter upp till

[5] 665 000 laddbara fordon på vägarna - Elbilen mest populär

[6] Lastbilstrafik 2020

cirka 30–40 mil väntas elektrifiering med batteri, tillsammans med biodrivmedel, bli den centrala tekniken för en omställning till fossilfria transporter[7]. Flera tillverkare har redan batteridrivna fordon på marknaden med fordon som når en räckvidd uppåt 30 mil, vilket skulle möjliggöra för batteridrift av en stor andel av de regionala transporterna och även en del av fjärrtransporterna[8]. 2024 finns det ca 780 elektriska tunga lastbilar och drygt 27 000 elektriska lätta lastbilar registrerade i Sverige. Elektrifiering av lastbilar som färdas längre sträckor är mer utmanande och ligger längre fram i tiden. De tunga lastbilarna antas ladda enligt Figur 19.



Figur 19: Laddprofiler för personbilar (vänster) och tunga lastbilar (höger) under ett genomsnittligt vardagsdygn. Depåladdning innebär laddning vid fordonens hemvist, framför allt under kvällstid och under lunchpausen. Laddning vid logistikterminaler, där en stor del av tunga lastbilar har i- och urlastning, sker under dagtid med toppar under morgon och eftermiddag. Den publika laddningen sker till största del kring chaufförernas lunchrast samt under nattetid då de i många fall tar dygnsvila.

Bussar

Kollektivtrafikens ambitiösa mål om 90 procent förnybara drivmedel inom bussflottan år 2020 har inneburit att sektorn har haft en snabb omställning sedan 2008. Nu körs de flesta bussflottor i Sverige med flytande biodrivmedel och i viss utsträckning med biogas. Liksom för tunga lastbilar finns det flera olika alternativ för hur en bred elektrifiering kan genomföras, till exempel genom batteridrift eller användning av vätgas. För stadsbussar är det lättare att planera laddtillfällen och installera den infrastruktur som behövs, vilket gör batteridrift till ett mer attraktivt alternativ jämfört med tunga lastbilar.

Sjöfart och flyg

I denna analys beaktas omställningen av sjöfarten implicit, genom exempelvis elbehov till produktionsanläggningar för elektrobränslen. Elektrifiering av hamnar inkluderas i industrisektorn i denna analys. I denna analys beaktas inte utvecklingen av elflyg.

1.1.3 Bostadssektorns elanvändning står still

Elanvändningen inom bostads- och servicesektorn har nationellt legat relativt stabil på omkring 70 TWh under de senaste 20 åren. Dock kan de årliga variationerna kan vara stora, eftersom en stor del av elanvändningen går till uppvärmning och därmed är beror på utomhustemperatur. I de flesta nationella scenarierna antas elanvändningen inom bostäder och service (exklusive datacenter) ligga kvar omkring samma nivå som idag, trots ökat bostadsbyggande. Förenklat sett vägs en ökad elanvändning från en växande befolkning och ökad användning av hushållsel och driftsel upp av energieffektivisering, varmare klimat och konverteringar från direktvärmande el till andra uppvärmningssätt. När det

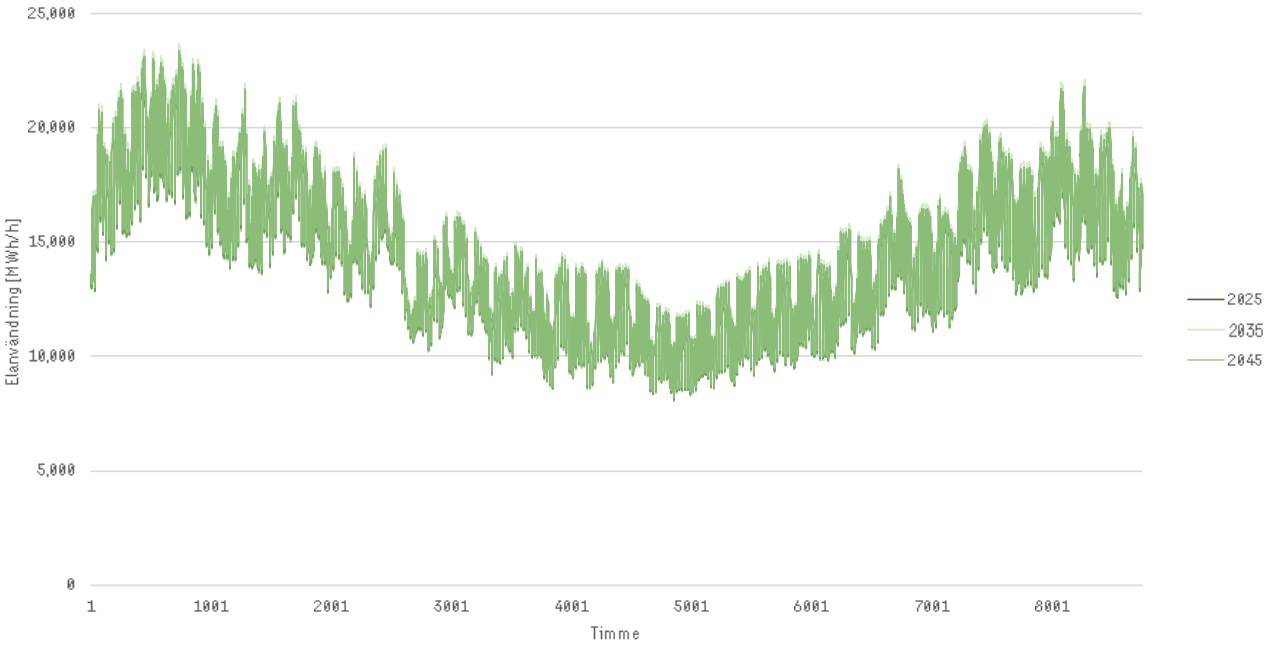
[7] *Fossilfritt Sverige, 2021, Strategi för fossilfri konkurrenskraft - Vätgas*

[8] *Fossilfritt Sverige, 2020, Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Fordonsindustrin – tunga fordon*

gäller uppvärmning har den största förändringen under de senaste åren varit värmepumparnas frammarsch. Undersökningar har visat att värmepumpar idag primärt ersätter äldre värmepumpar eller direktverkande el/elpannor, vilket innebär att denna trend bidrar till en minskande snarare än ökande elanvändning, eftersom värmepumpar kräver mindre el för att täcka samma värmebehov.

Effektbehovet i bostads- och servicesektorn antas inte förändras i någon vidare utsträckning framöver. Det kommer fortsätta finnas naturliga effekttoppar i konsumtionsbeteendet som beror på hur vår användning av våra större hushållsapparater och hemelektronik varierar över dygnet. Det är dock viktigt att notera att vi i analysen inte tar hänsyn till eventuellt ökat kylbehov under sommarhalvåret.

Likväl kan flexibilitet från hushåll och fastigheter kommer att kunna bidra till ett välmående energisystem, till exempel via styrning av stora laster som värmepumpar och vitvaror. Fjärrvärme som ersätter elvärme är och kan också bli en viktig storskalig flexibilitetslösning för kraftsystemet även om den nuvarande trenden är den omvända. Mer fjärrvärme i stället för elvärme kan minska elbehovet för uppvärmning under årets kallaste dagar och ansträngda situationer. En ökad konvertering från elvärme till fjärrvärme innebär framför allt en betydande reduktion av efterfrågetoppar vintertid.



Figur 20: Effektbehovet för bostäder, servicesektor, jordbruk och befintlig industri (utan omställning) 2025, 2035 och 2045

2. Utveckling av elproduktionen i Sverige

För att hänga med utvecklingen på elanvändningssidan behöver elproduktionen byggas ut.

Land- och havsbaserad vindkraft kommer byggas ut. Vi antar i våra scenarier en hel del uppgraderingar för landbaserad vindkraft, så kallat repowering, mellan 2030 och 2040 och att det inom något år kommer finnas tillräckliga incitament för kommunerna att säga ja till mer landbaserad vindkraft så att vi år 2045 sammanlagd når 32 GW installerad effekt i det höga scenariot. Utvecklingen mellan 2030 och 2045 antas ske långsamt på grund av ökat fokus på havsbaserad vindkraft och ny kärnkraft. Vi antar också att förslagen i Utredningen om havsbaserad vindkraft om en mer strömlinjeformad tillståndsprocess och en övergång till ett auktionssystem genomförs och att någon form av tillräcklig riskdelning införs, vilket i våra scenarier leder till 8,6 GW ny havsbaserad vindkraft till 2035 och ytterligare 2,8 GW havsbaserad vindkraft till 2045.

För kärnkraft ser vi både livstidsförlängning och nyproduktion. Vi antar i vårt högscenario att många befintliga reaktorer livstidsförlängs med 15 år efter 2040–2043 samt att det byggs nya reaktorer vid befintliga anläggningar i Ringhals (2036), Forsmark och Oskarshamn under 2040-talet, sammanlagd 5600 MW i det höga scenariot.

Vi antar effektutbyggnad av vattenkraft, 780 MW, i befintliga älvar i SE1 och SE2, främst under 2030-talet, men ingen större ökning av elproduktionen från dagens nivåer. Utöver det antar vi att ombyggnaden av Juktan (380 MW) tillbaka till pumpkraft och några projekt för pumpvattenkraft i gruvor (15–20 MW per anläggning) i främst SE3 och SE4 realiseras.

Vi ser kraftvärmen och övrig termisk kraft minskar något under perioden och att 300 MW från nya gasturbiner tillkommer i Västra Götaland. Solkraften har ökat kraftig de senaste åren och vi antar i våra scenarier dryga 13 GW solkraft till 2035 och 17,5 GW till 2045.

Sedan 1980-talet har största delen av svensk elproduktion skett med vattenkraft och kärnkraft, kraftvärmeproduktion står för en mindre del samtidigt som vindkraftens andel ökat snabbt. Vattenkraften byggdes ut i de norrländska älvarna under 1950–1960-talet. Kärnkraften i Sverige byggdes ut på 1970–1980-talet, vilket möjliggjorde och bidrog till en ökad elanvändning. Fossil värmekraft har i princip fasats ut helt sedan kärnkraften togs i drift. Under 2010-talet har vindkraftens andel ökat för varje år och ser ut att fortsätta öka då ett stort antal vindkraftparker planeras att tas i drift de kommande åren. Sverige har historiskt haft tillgång till relativt billig el vilket gynnat elintensiva industrier såsom stålindustri, papper- och massaindustri samt träindustri.

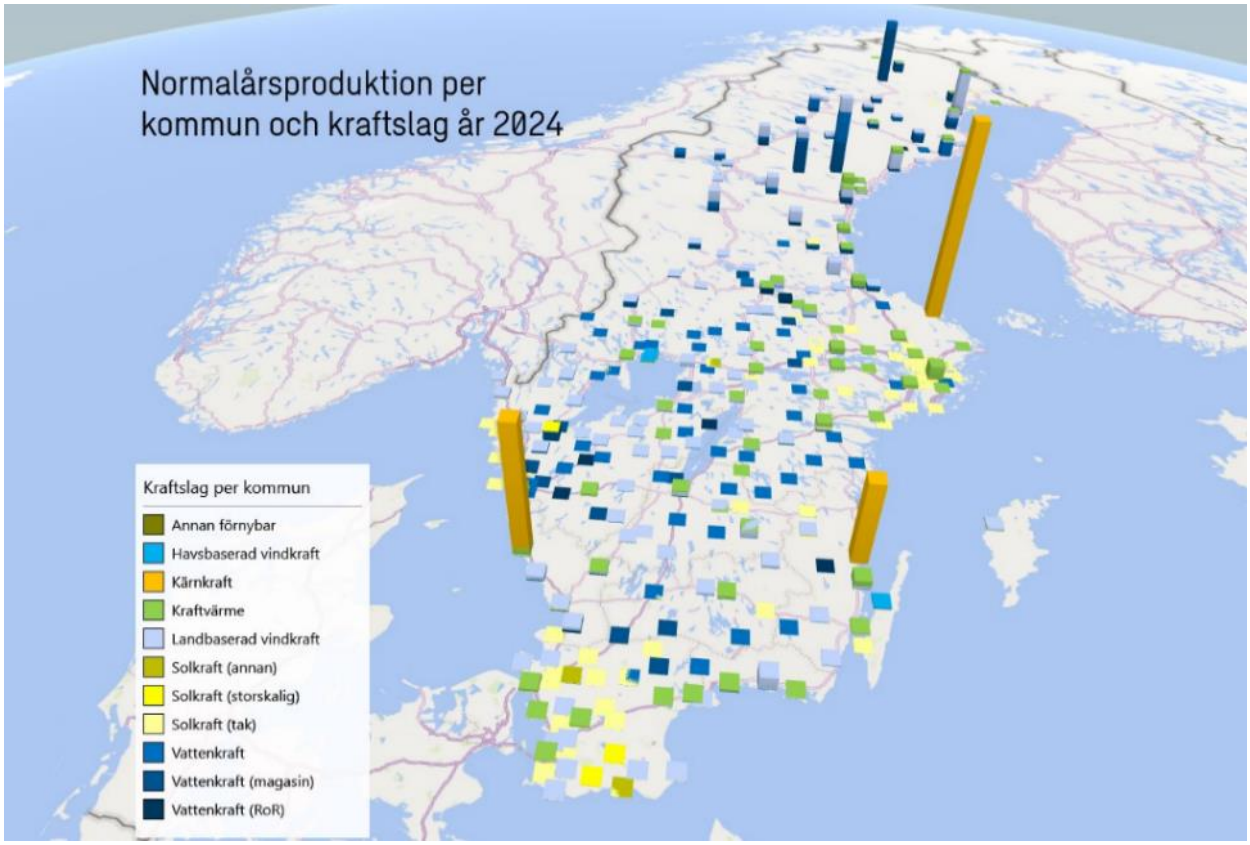
Sedan 2023 årets elnätsrapport har förändringar skett som ritar om kartan för scenarier för Sveriges framtida elförsörjning, framför allt vad gäller kärnkraft och vindkraft. Regeringen har lanserat en färdplan för ny kärnkraft som syftar till att ha två fullskaliga reaktorer på plats senast 2035. För att främja ny kärnkraft har regeringen föreslagit statliga kreditgarantier på upp till 400 miljarder kronor. Detta syftar till att minska riskerna för långsiktiga investeringar i kärnkraft.

Vidare har regeringen föreslagit ett stöd motsvarande fastighetsskatten till kommuner för att öka incitamenten för vindkraftsutbyggnad. Samtidigt har man beviljat tillstånd till fyra havsbaserade parker och gett avslag till totalt 13 parker, varav de flesta projekterade i Östersjön.

Regeringen har tillsatt en särskild utredare för att analysera och föreslå hur den svenska elmarknaden kan utvecklas och regleras. Utredningen, som ska levereras senast den 25:e april 2025, syftar till att tydliggöra systemansvaret, öka leveranssäkerheten och skapa långsiktiga planeringsförutsättningar för en fossilfri elproduktion fram till 2040.

Den 13:e december 2024 redovisades resultatet från utredningen om havsbaserad vindkraft, som fokuserar på hur regelverket för användning av havsområden vid etablering av vindkraft kan förbättras. Utredningen har analyserat

hur tillståndsprövningen kan bli mer effektiv och tydlig, samt tagit ställning till att Sverige på sikt bör övergå till ett anvisningssystem.



Figur 21: Elproduktion i Sverige 2024, Swecos analys

2.1 Elproduktionsscenario till 2050

Sweco har tagit fram ett elproduktionsscenario för hög elanvändning som sträcker sig till år 2050. Scenariot är på kort sikt baserade på trender, på längre sikt på möjliga utvecklingar av den europeiska och svenska energipolitiken och ska visa på energi- och effektbalanser på en detaljerad geografisk nivå, elområdes- och länsnivå. Scenarierna bygger dock på data på kommunnivå.

De olika kraftslagen kompletterar varandra i elsystemet genom sina olika egenskaper och produktionsförutsättningar. Väderberoende kraft som vind- och solkraft bidrar exempelvis med elproduktion till låga kostnader och med låga växthusgasutsläpp, medan planerbara kraftslag som kraftvärme, vattenkraft med magasin och kärnkraft men även gasturbiner bidrar med effekt när det behövs. Genom att kombinera dessa kraftslags förmågor på bästa sätt kan vi få ett elsystem som kan möta samhällets elbehov på ett hållbart sätt, sett till kostnad och utsläpp. Förmågorna inklusive tillgänglig effekt diskuteras utförligt i kapitel 3, medan vi här redovisar våra scenarioantaganden för installerad effekt.

Vattenkraft

Den svenska vattenkraften har utvecklats under cirka 100 år, där en stor del av dagens anläggningar byggdes på 1950- och 1960-talet. Idag genererar de cirka 2000 kraftverken omkring 66 TWh el per år. Idag ligger fokus främst på underhåll och vidmakthållning av befintliga anläggningar snarare än utbyggnaden av ny vattenkraft. Det finns dock några anläggningar där omfattande ombyggnader är möjliga och produktionsökningar är möjliga. Frågan är dock om dessa åtgärder är lönsamma och därmed kommer genomföras.

I både scenario hög och låg antas att det sker en viss effektutbyggnad, 780 MW, i befintliga älvar i SE1 och SE2, främst under 2030-talet, men ingen större ökning av elproduktionen från dagens nivåer. Utöver det antar vi att ombyggnaden av

Juktan (380 MW) tillbaka till pumpkraft realiseras samt att några projekt för pumpvattenkraft i gruvor (15–20 MW per anläggning) byggs.

Kraftvärme

Kraftvärmens elproduktion hjälper till att hantera lokala flaskhalsar i elnätet och bidrar nationellt med reglerbar effekt. Det kan därför vara positivt för elsystemets funktion om elproduktionen från kraftvärme ökar. Dock är fjärrvärmeunderlaget begränsat och det finns också konkurrens från andra värmekällor. För att fjärrvärmen ska växa krävs generellt att hela bostadsområden ansluts till fjärrvärmenätet. Om en fastighet är ansluten till ett fjärrvärmenät är det ovanligt att gå över till en annan uppvärmningsform.

Lönsamheten för ny kraftvärme har under senare år varit begränsad och i flera fall värderar fjärrvärmebolag att enbart producera värme och inte installera en turbin för elproduktion, på grund av relativt låga elpriser. En strävan bör finnas mot den mest samhällsekonomiska användningen av tillgängliga värmekällor som är uthålliga på sikt. Samtidigt har intäkterna från fjärrvärmen varit lägre än kostnaderna sedan kriget i Ukraina. De ekonomiska förutsättningarna för elproduktion i kraftvärmeverk är beroende av möjligheterna att sälja värme, där priset på fjärrvärme sätts utifrån priset för alternativa uppvärmningsformer såsom värmepumpar. Elpriset och betalning för stödtjänster är också av betydelse, där en betalningsvilja för flexibilitet och kapacitet skulle kunna leda till ökad elproduktion med biobränslen, s.k. biokraft.

Teknikutveckling inom fjärrvärmeområdet påverkar förutsättningarna på elmarknaden, då ny teknik med lågtempererade system gör att fjärrvärmesystemen kan öppna upp och ta emot spillvärme från industriella processer och datacenter, vilket är positivt ur ett resursutnyttjandeperspektiv men minskar värmeunderlaget för kraftvärmeverk och därmed möjlig elproduktion. Vi antar i vårt scenario att kraftvärmens installerade kapacitet minskar något fram mot 2045 till 5500MW.

Kärnkraft

Kärnkraftens framtid påverkas av energipolitiken och vilka säkerhetskrav som ställs på verksamheten. Inträffade katastrofer har lett till högre säkerhetskrav vilket inneburit stora investeringar för kärnkraftsägarna. Detta blev olönsamt för reaktorer med kort kvarvarande livslängd, vilket var fallet för de nyligen nedlagda reaktorerna i Sverige. Dagens kärnkraftreaktorer kan producera el till cirka år 2040, där de når en livslängd på runt 60 år och därefter behövs större investeringar för att livstidsförlänga dem med ytterligare 15 till 20 år.

I november 2023 lanserade regeringen en färdplan för ny kärnkraft i Sverige. Färdplanen har som mål att driftsätta två fullskaliga reaktorer senast 2035, genom en mängd initiativ från kompetensutveckling till kreditgarantier. Vi antar i vårt högscenario att många befintliga reaktorer livstidsförlängs med 15 år efter 2040–2043 samt att det byggs nya reaktorer vid befintliga anläggningar i Ringhals (2036), Forsmark och Oskarshamn under 2040-talet, sammanlagt 5600 MW i högscenariot. Driften av dessa reaktorer antas i modelleringen ske kontinuerligt och bortkopplat från kortsiktiga svängningar av elpriset.

Gasturbiner

Vi behöver mer planerbar elproduktion i vissa regioner och antar 300 MW från nya gasturbiner i Västra Götaland för att kunna producera vid behov och täcka en del av det stora regionala effektunderskottet. Det är dock oklart om turbinerna är lönsamma enbart på energy-only marknaden eller om det också behövs någon form av stödmekanism.

Landbaserad vindkraft

Landbaserad vindkraft är det snabbast växande kraftslaget i Sverige och den snabba utbyggnaden väntas fortsätta under de kommande åren. Den nytillkomna vindkraften utgörs idag huvudsakligen av storskalig landbaserad vindkraft eftersom denna är mest lönsam, varav merparten är lokaliserad i norra Sverige där det råder färre målkonflikter med konkurrerande intressen. Det fattades inga nya investeringsbeslut under 2024, men vi antar att det bara är ett hack i kurvan och att trenden ändå kommer att fortsätta.

Vindkraft, och då främst landbaserad, förväntas öka mycket även i framtiden eftersom det är idag det billigaste kraftslaget att bygga ut med volym. Kostnadsutvecklingen för landbaserad vindkraft har varit snabbt sjunkande de senaste 15 åren,

som ett resultat av investerings- eller driftstöd i många europeiska länder som har drivit ner investeringskostnaden per installerad MW. Kostnader bestäms i hög grad av teknikutvecklingen (större turbiner med högre navhöjd och större rotordiameter samt aerodynamiska förbättringar) samt effektivare volymproduktion av vindkraftverken hos tillverkarna, även om priserna har gått upp under senare år. Faktorer att beakta för den landbaserade vindkraftens utveckling är tillståndsfrågor, ofta kopplade till lokala/regionala begränsningar i totalhöjd, priset på stål, huruvida reinvesteringar görs som repowering och vilka repowering-koncept som kommer användas och om eventuella ytterligare krav ställs på vindkraften på sikt.

Vi antar i våra scenarier en hel del uppgraderingar, så kallat repowering, mellan 2030 och 2040 och att det inom något år kommer finnas tillräckliga incitament för kommunerna att säga ja till mer landbaserad vindkraft så att vi sammanlagd når 22 GW installerad kapacitet i det låga scenariot år 2045 och 32 GW i det höga scenariot. Vi antar dock att utvecklingen mellan 2030 och 2045 sker långsamt på grund av ökat fokus på havsbaserad vindkraft och ny kärnkraft.

Havsbaserad vindkraft

Svenska vatten erbjuder goda förutsättningar för havsbaserad vindkraft och stora parker projekteras, men det finns utmaningar kopplat till anslutnings- och tillståndsprocesser samt investerbarhet. Förutsättningar för havsbaserad vindkraft i den svenska delen av Östersjön och även utanför Sveriges västkust är bra: goda vindförhållanden, låga våghöjder, i det närmaste obefintligt tidvatten och låg salthalt som är fördelaktigt ur ett korrosions- och underhållsperspektiv. Produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft är fördelaktiga i en del av de kustnära områden. Dock finns det idag inget specifikt stödsystem och inget som är planerat, och planer om slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft som ändå inte hade varit tillräckliga incitament lades ner. Samtidigt finns det utmaningar med nätanslutningen, långa tillståndsprocesser och Försvarets allt viktigare roll vilket ger ett stort utfallsrum för möjliga scenarioantaganden.

Vi antar dock att förslagen i Utredningen om havsbaserad vindkraft om en mer strömlinjeformad tillståndsprocess och en övergång till ett auktionssystem genomförs och att någon form av tillräcklig riskdelning införs. I våra scenarier antar vi därför 8.6 GW ny havsbaserad vindkraft till 2035 och ytterligare 2.8 GW havsbaserad vindkraft till 2045 i det höga scenariot.

Solkraft

Solkraft utgör idag endast en mindre del av elproduktionen i Sverige men utbyggnaden går extremt fort. Solkraft kommer i många skepnader, allt ifrån småskaliga solcellsanläggningar på hustak och fastigheter till centraliserade och storskaliga markanläggningar (solcellsparker). Historisk har utbyggnaden i Sverige huvudsakligen utgjorts av distribuerade anläggningar uppförda av individuella husägare, företag eller kommuner, vilket kan delvis förklaras med att den svenska marknaden och stödsystem varit utformade för att främja egenproduktion medan riktade stödsystem för storskalig produktion, som exempelvis de feed-in-tariffer som införts i andra EU-länder, inte funnits. Under de senaste åren har dock intresset för storskaliga solcellsanläggningar ökat eftersom produktionskostnaderna sjunkit kraftigt, och nya rekordstora etableringar utannonseras regelbundet.

Under de senaste åren har den installerade kapaciteten nätansluten solkraft snabbt ökat till nu långt över 4000 MW vid slutet av 2023 med en fortsatt snabb utbyggnadstakt. I Energimyndighetens kortsiktiga prognos väntas den svenska solkraftsproduktionen växa till 4.5 TWh 2024[9]. Därutöver nämner kommuner och nätägare i olika sammanhang att det inkommit ett antal förfrågningar angående större solcellsanläggningar. Under 2024 saktade utbyggnadstakten in men den Energimyndighetens kortsiktiga prognos verkar ändå uppnåtts. På sikt väntas solkraft kunna stå för en betydande del av den svenska elproduktionen.

För storskaliga och centraliserade anläggningar är tillgång till mark en av de viktigaste förutsättningarna och marktillgången är i dagsläget ett av de största hindren för solparksutvecklare. Kostnaden för mark varierar beroende på var i landet man befinner sig, där kostnaden generellt är högre i södra Sverige än i norra Sverige och högre desto närmare

[9] Energimyndigheten, *Kortsiktsprognos i siffror vinter 2024, 2024*

man befinner sig en storstadsregion. Kostnaden för mark beror även i stor utsträckning av värdet för alternativ användning av marken. Goda förutsättningar för solparksetableringar finns typiskt på mark med ett lågt alternativvärde, som till exempel marginaljordbruksmark, eller mark där solelsproduktionen kan samlokaliseras med andra användningsområden, såsom samlokalisering med vindkraft eller installationer vid flygplatser, deponier och, i viss utsträckning, betesmark. En annan viktig förutsättning är även möjligheterna till att ansluta anläggningen till elnätet. I dagsläget tål projekten endast små anslutningskostnader. Dessutom är tidsapekten kritisk, vilket innebär att man inte har tid för utdragna anslutningsprocesser. Detta medför att lokaliseringen idag i stor utsträckning sker i anslutning till befintlig infrastruktur.

I våra scenarier antar vi dryga 13 GW solkraft till 2035 och 17,5 GW till 2045 i det höga scenariot, vilket resulterar i cirka 16 TWh elproduktion.

Faktablad scenario

Tabell 1. Översikt över vilken tillväxt som beaktas i scenariot, i form av nätutbyggnad, flexibilitet och elproduktion. Tillväxten beskrivs förenklat som installerad kapacitet i MW

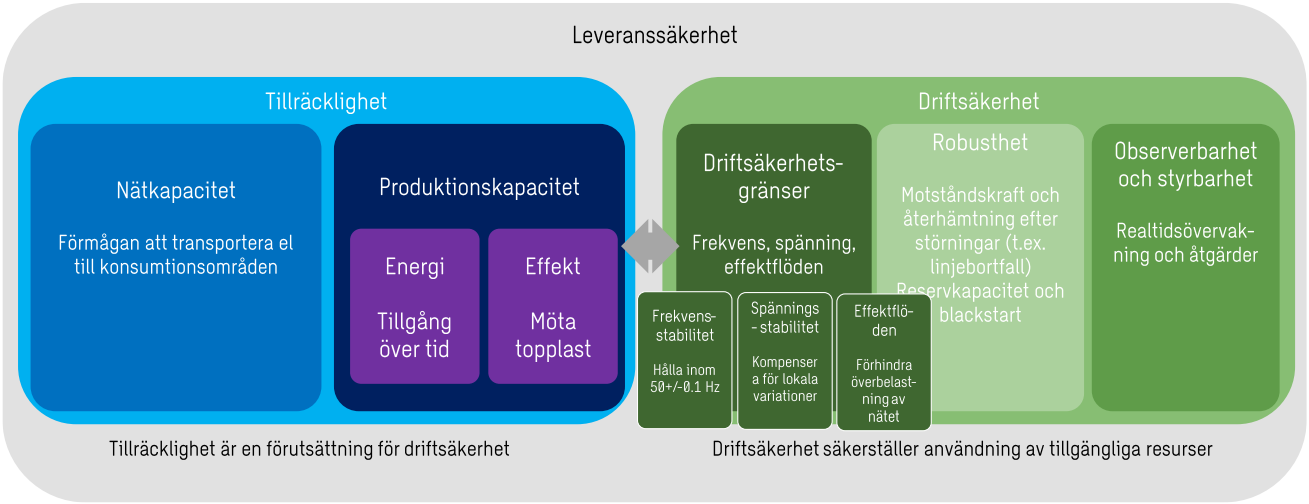
	2026–2035	2036–2045
Nätutbyggnad, tillkommande kapacitet [MW]		
Utlandsförbindelser (export/import)	800/900	1700/1700
Snitt 1 (söderut/norrut)	2000/2000	3000/3000
Snitt 2 (söderut/norrut)	1800/1800	3000/3000
Snitt 4 (söderut/norrut)	1100/2400	500/2000
Flexibilitet, tillkommande kapacitet [MW]		
Batterilager	4300	3400
Elbilsbatterier tillgängliga för V2G	1000	1000
Pumpkraft	400	0
Elproduktion, tillkommande kapacitet [MW]		
Solkraft	9300	4700
Landbaserad vind	9300	6800
Havsbaserad vind	8600	2800
Vattenkraft	300	500
Kärnkraft	0	5600
Kraftvärme	0	0
Gasturbiner	300	0

3. Designkriterier i fokus för framtidens kraftsystem

För att framtidssäkra och möjliggöra en högre andel förnybar och variabel elproduktion kommer ett flertal anpassningar att behöva göras i kraftsystemet. Dessa kan kopplas till tekniska utmaningar i att upprätthålla systemstabilitet och hög leveranssäkerhet. I följande avsnitt, som inte direkt länkar till modelleringen, diskuteras begreppet leveranssäkerhet och vilka designkriterier som framtidens kraftsystem behöver ta hänsyn till för att upprätthålla just god leveranssäkerhet.

3.1 Vad är leveranssäkerhet?

Kraftsystemets leveranssäkerhet handlar om ett samspel mellan produktionsanläggningar, överförings- och distributionssystem och förbrukningsanläggningar. Leveranssäkerhet består av två element: tillräcklighet och driftsäkerhet. Tillräcklighet handlar om långsiktig planering och att det finns tillräckligt med resurser (produktions- och nätkapacitet) för att möta efterfrågan. Driftsäkerhet handlar om systemets stabilitet och robusthet i realtid, särskilt vid störningar. *Tillräcklighet* är alltså en förutsättning för driftsäkerhet, medan *driftsäkerhet* säkerställer användning av tillgängliga resurser.



Figur 22: Leveranssäkerhet (schematiskt enligt Svk, med Sweco-justeringar)

Figur 22 beskriver leveranssäkerhet som en sammansättning av de två huvudkomponenterna tillräcklighet[10] och driftsäkerhet[11]. Den visar hur dessa två områden bidrar till att säkerställa att el kan levereras kontinuerligt, stabilt och med rätt kvalitet till konsumenterna. Om nätkapaciteten eller produktionskapaciteten är otillräcklig kan det bli svårt att

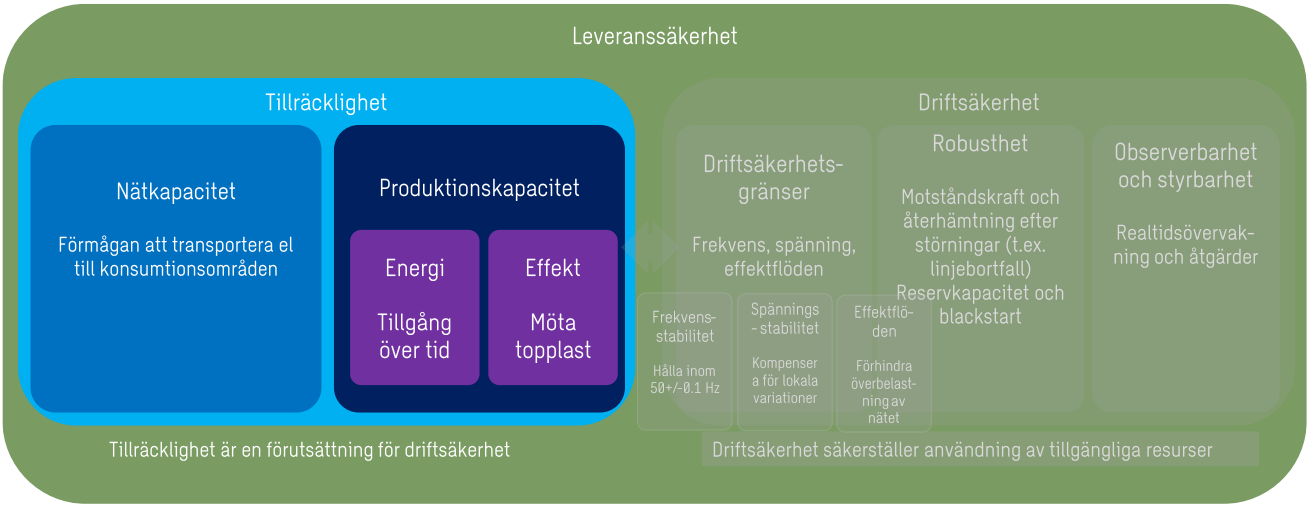
[10] *Engelska: adequacy eller resource adequacy*

[11] *Engelska: security*

upprätthålla systemets stabilitet i realtid. Om kraftsystemet inte är stabilt och styrbart i realtid kan tillgängliga resurser inte utnyttjas fullt ut, vilket underminerar tillräckligheten.

Vad är tillräcklighet?

Tillräcklighet är en förutsättning för driftsäkerhet. *Tillräcklighet* handlar om kraftsystemets långsiktiga förmåga att säkerställa att det finns tillräckliga resurser för att möta efterfrågan på el under alla förhållanden. Det omfattar både *produktionskapacitet* och *nätkapacitet*, som båda är avgörande för att leverera el till slutanvändarna.



Figur 23: Tillräcklighet består av nät- och produktionskapacitet

Nätkapacitet avser förmågan att transportera el från produktionsplatser till konsumtionsområden via överförings- och distributionsnät. Brister i nätkapaciteten, som flaskhalsar, kan begränsa möjligheten att använda tillgänglig elproduktion, även om produktionskapaciteten är tillräcklig. Exempel: Om det finns mycket elproduktion i norra Sverige men bristande överföringskapacitet till södra Sverige, kan elbehovet i södra Sverige inte mötas fullt ut, vilket hotar tillräckligheten.

Produktionskapaciteten delas upp i två underkategorier, *energi* och *effekt*. *Energi* avser tillgången till el över tid, vilket inkluderar faktorer som bränsletillgång (t.ex. vattenkraftmagasin, biobränslen) och kapaciteten att lagra energi för senare användning (t.ex. batterier eller vätgaslager). Energin säkerställer att behovet kan mötas under längre perioder, såsom dagar, veckor eller säsonger. *Effekt* avser förmågan att leverera tillräckligt med el i realtid för att möta efterfrågetoppar. Till exempel måste kraftsystemet kunna hantera kalla vinterdagar när elbehovet är som högst, vilket vi exemplifierar i modelleringen med vecka 5. Här är snabb tillgång till planerbar produktion, som vattenkraft och gasturbiner, energilager, lastflytt- eller lastreduktion avgörande.

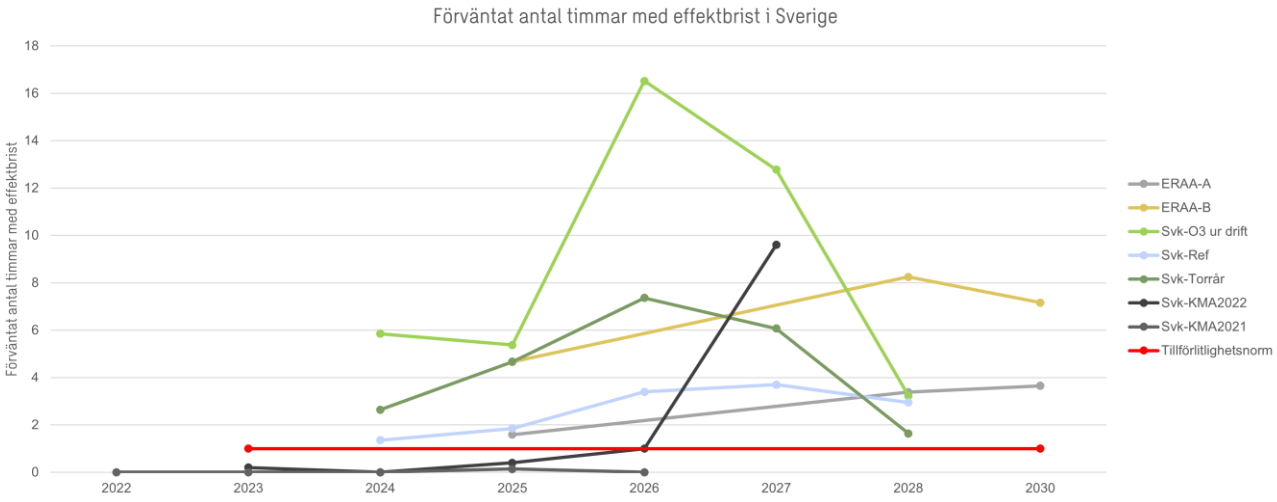
Om den producerade effekten som levereras till elnätet i en viss tidpunkt plus möjligheter till import inte räcker till för att möta den momentana elanvändningen råder *effektbrist*. Hänsyn tas också till möjligheter att frigöra kapacitet genom efterfrågeflexibilitet och utnyttjande av energilager. Om dessa resurser inte räcker till för att balansera systemet, inträffar effektbrist. En allt högre andel variabel kraftproduktion från sol och vind och en icke-flexibel användarsida kan leda till minskade marginaler i effektbalansen under vissa tidpunkter, framför allt under de kallaste och mörka vinterdagarna och i värsta fall - i ett kraftsystem utan större energilager – till effektbrist. Både sol- och vindkraft har låga marginalkostnader relativt mer konventionella kraftslag och det är rimligt att anta att sol- och vindkraftproduktion kommer att konkurrera ut annan produktion. De mer konventionella kraftslagen som utkonkurreras är emellertid mer reglerbara och står därmed för ett viktigt bidrag till att upprätthålla kraftsystemets effektbalans. Ett energisystem med en hög andel sol och vind kommer därför att behöva kompletteras med reglerbar kraftproduktion, en mer flexibel elanvändning och/eller utökad överföringskapacitet.

Flera frågor aktualiseras av topplastutmaningen. En sådan fråga är i vilken utsträckning topplasten behöver täckas med inhemsk produktion, med hänsyn till de olika tillgänglighetsfaktorer som man kan räkna med för olika

produktionsalternativ. I samband med detta ställs dock allt oftare frågan om i vilken utsträckning vi i framtiden kan förlita oss på att kapacitet finns i omvärlden när Sveriges importbehov är som störst. Detta är en frågeställning med stora osäkerheter eftersom även omvärlden ser en förskjutning mot mer variabel elproduktion och mindre planerbar kraftproduktion. EU ställer dock krav på att resurstillräckligheten ska bedömas på regional nivå, dvs. i samverkan mellan grannländer. Produktion är inte det enda sättet att klara balansen. Genom laststyrning och annan efterfrågeflexibilitet samt med lagring, till exempel batterier, kan toppeffekten minskas genom att lasten förflyttas i tid eller reduceras. Det är inte heller självklart att det uteslutande är inhemsk produktion som ska klara balansen, vi kan också välja att förlita oss på elimport.

Kopplat till inhemsk planerbar elproduktion finns också frågan om vem som kommer att finna det naturligt att investera i den topplastproduktion som sannolikt kommer att behövas. Det finns ingen aktör idag som har det långsiktiga ansvaret för att det ska finnas tillräcklig produktionseffekt i framtiden. Svenska kraftnät har det kortsiktiga ansvaret för effektbalansen. De har dock inget ansvar för att bygga elproduktion och en del av de verktyg de kan använda för att upprätthålla balans, t.ex. bortkoppling av last, är sådana som i normalfallet knappast upplevs som acceptabla. Det långsiktiga effektansvaret vilar på marknaden. Modelleringen visar att en stor del av den framtida planerbara elproduktionens intäkter kommer att uppstå under relativt korta tider med mycket höga elpriser. Hur många timmar med exceptionellt höga priser som kommer att uppstå årligen i framtiden och hur höga dessa prispikar kommer att bli är mycket osäkert, vilket innebär ytterst osäkra incitament för kapitalkrävande investeringar och det är rimligt att förvänta sig höga avkastningskrav. Många av de tekniker som förväntas lösa de framtida utmaningarna är också oprövade och i några fall kräver de beteendeförändringar från elanvändarna.

Det finns olika sätt att betrakta effekttillräcklighet. Med det traditionella statiska synsättet jämför man ett maximalt effektbehov, exempelvis under en 10-årsvinter och jämför det med den tillgängliga produktionen och eventuellt importbehov. Med detta synsätt förutses ett växande underskott inom landet under toppeffekttimmen. Med den dynamiska metoden simuleras i stället många år med olika temperatur, tillrinning, vind samt slumpmässiga avbrott i produktion och distribution och för varje timme jämförs tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med förbrukningen. Därigenom kan risken för effektbrist utvärderas. Även med denna metod syns på sikt viss ökad risk för effektbrist, men den är liten. Svenska kraftnät anger på lång sikt i genomsnitt mindre än 1 timme per år (*loss of load expectation*) och liten omfattning i energi räknat.



Figur 24: LOLE under olika scenarier för Sverige

Installerad respektive *tillgänglig elproduktionskapacitet* är två centrala begrepp när det gäller att analysera och förstå elsystemets funktion. Installerad kapacitet avser den totala effekten som teoretiskt kan genereras av systemets produktionsenheter. Denna kapacitet ger en översikt över de resurser som finns tillgängliga för elproduktion, men säger inget om deras produktionsbeteende. Tillgänglig kapacitet å andra sidan syftar på den effekt som faktiskt kan genereras vid en given tidpunkt, med hänsyn till väderförhållanden, driftstörningar och underhåll.

Detta innebär alltså att även om den installerade kapaciteten är relativt konstant och känd, så är den tillgängliga produktionen i konstant variation, framför allt beroende på väder men också underhållsscheman. För att kunna ta hänsyn till detta i systemtillräcklighetsbedömningar antas en faktor som beskriver hur stor andel av den totala installerade kapaciteten som förväntas producera i den undersökta tidpunkten. Denna faktor kallas för ”de-rating factor” och kan översättas till tillgänglighetsfaktor eller effektbidragsfaktor[12]. Faktorn är en ansats att kvantifiera det sannolika effektbidraget i topplasttimmen från den samlade flottan av installerade resurser inom varje kraftslag. Det verkliga utfallet skiljer sig från anläggning till annan och har historiskt sett visat sig både överensstämma och skilja sig från den antagna faktorn.

Tabell 2. Antagna tillgänglighetsfaktorer enligt Svk (2024/1927)[13] För havsbaserad vindkraft antar Svk ingen faktor, då har en faktor antagits enligt Sweco (2024)[14]

Kraftslag	Tillgänglighetsfaktor vinter	Tillgänglighetsfaktor sommar
Kraftvärme	77 % (90 % tillgänglighet, 85 % verkningsgrad)	10 %
Kondenskraft	90 %	50 %
Vattenkraft	82 %	75 %
Kärnkraft	90 %	Beräknas utifrån planerade kärnkraftsrevisioner för respektive månad.
Solkraft	0 %	9 %
Landbaserad vindkraft	9 %	9 %
Havsbaserad vindkraft	12 % (Havsbaserad vindkraft behandlas inte i Svk:s rapport.)	12 % (Havsbaserad vindkraft behandlas inte i Svk:s rapport.)

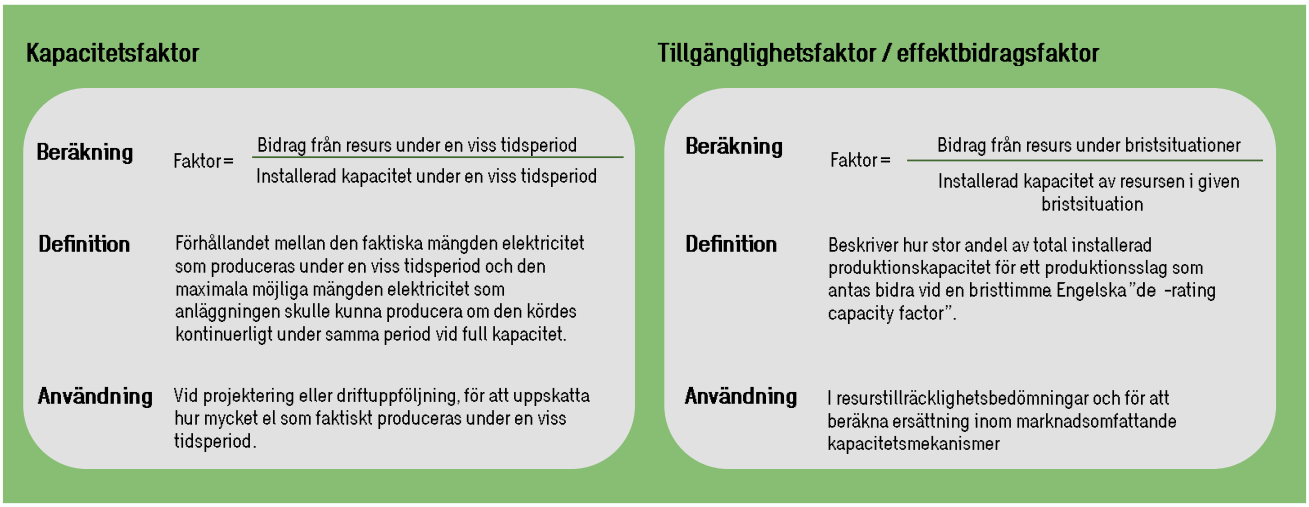
Eftersom tillgänglighetsfaktorn är mindre än 100 % för samtliga kraftslag blir den uppskattade tillgängliga kapaciteten i en topplasttimme mindre än den teoretiska totala installerade i systemet. Figur 26 illustrerar den förväntade tillgängligheten för respektive kraftslag i topplasttimmen, givet tillgänglighetsfaktorer antagna för kraftsystemet år 2024.

[12] *Olika begrepp används av olika aktörer för att beskriva denna faktor. I rapporten väljs begreppet tillgänglighetsfaktor, som överensstämmer med källan från vilken faktorerna inhämtats, Svk:s årliga översyn av kraftbalansen på den svenska elmarknaden. (Svk 2024/1927)*

[13] *Svk (2024) Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024* Länk

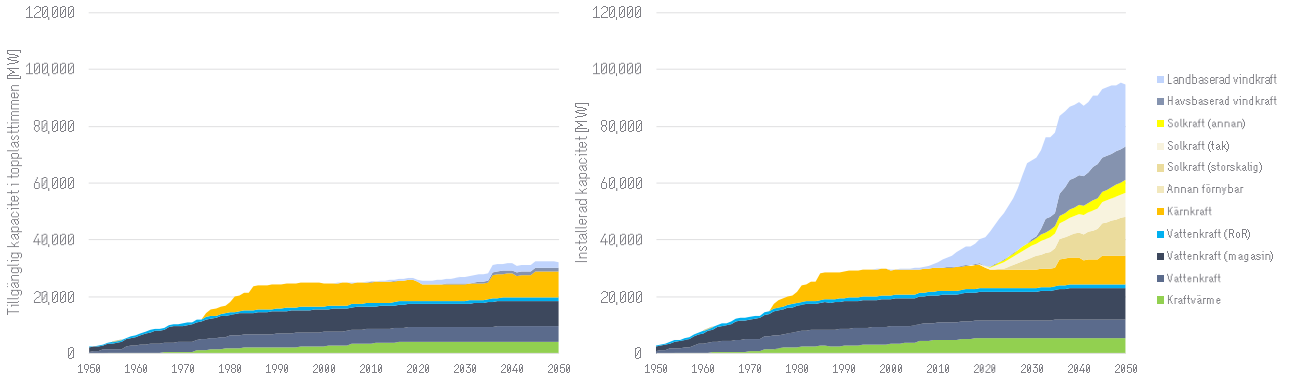
[14] *Sweco (2024) Kapacitetsfaktor och tillgänglighetsfaktor – en kunskapshöjande rqapport till Svensk Vindenergi* Länk

Det bör betonas att nuvarande tillgänglighetsfaktorer gäller kraftsystemet i sin nuvarande utformning och kan inte med säkerhet överföras till ett framtida system.



Figur 25: Definition kapacitetsfaktor, effektbidragsfaktor och tillgänglighetsfaktor

Figuren ska därför ses som en förenklad bild av topplasttimmen i ett framtida scenario. Olika kraftslags produktionsbeteende i topplasttimmen kommer sannolikt att se annorlunda ut i ett framtida system. Framtida tillgänglighetsfaktorer kommer att skilja sig från dagens på grund av tekniska framsteg, framtida elmix, utveckling av efterfrågeflexibilitet, geografisk spridning av resurser, marknadssignaler, för att nämna några.



Figur 26. Förenklad illustration av tillgänglig kapacitet (dvs installerad kapacitet gånger „de-rating factor“) i topplasttimmen (t.v.) och total installerad kapacitet per kraftslag (t.h.). Tillgänglig kapacitet är uppskattad genom att tillgänglighetsfaktorer beräknade för kraftsystemet år 2024 applicerats för en topplastimme på vintern.

Effektbrist eller kapacitetsbrist?

Att den momentana effekten som genereras inom ett geografiskt område inte är tillräcklig för att möta behovet i samma område innebär inte direkt att effektbrist råder. Eftersom elsystemet sammankopplar stora områden med varandra finns ofta möjligheten till handel mellan områden med över- respektive underskott, vilket gör att tillgängliga elproduktionsresurser kan användas på ett effektivt sätt. Detta kräver att tillräcklig överföringskapacitet finns mellan över- och underskottsområdena, men om nätkapaciteten brister kan områden drabbas av kapacitetsbrist eller inte få avsättning för all produktion. När nätkapaciteten inte är tillräcklig frikopplar elområderna prismässigt, dessa elprisskillnader har ökat det senaste decenniet men prognosticeras att minska i och med ökad överföringskapacitet och ökad efterfrågan på el i norr.

Vilket geografiskt område man använder när man analyserar effektbalansen är inte given och det finns fördelar av att beakta flera olika perspektiv. Det kan finnas politiska mål kopplade till EU-nivå, nationell självförsörjningsgrad eller även regionala målsättningar. Det är även viktigt att ta hänsyn till elnätets fysiska utbyggnad vars flaskhalsar ofta avviker från kommun och regiongränser.

På kort sikt utgörs den största utmaningen av regionala kapacitetsbegränsningar och lokala flaskhalsar, särskilt drabbat är flera storstadsregioner (tex Stockholm, Malmö och Uppsala). Inom de närmsta åren riskerar en liknande situation uppstå även i andra delar av landet. Orsaken är dels ett föråldrat transmissionsnät som på flera håll behöver förnyas och förstärkas, dels en pågående urbanisering, digitalisering och elektrifiering som driver på ett ökat elbehov. Under de allra flesta tidpunkter på året utgör inte befintligt elnät en begränsande faktor utan utmaningen ligger oftast i att kunna överföra tillräcklig effekt under kalla vinterdagar då belastningen generellt är som störst. Det gäller alltså att skilja på kapacitetsbrist (då *elnätet* är den begränsande faktorn för överföring) och effektbrist (då tillgänglig effekt inte är tillräcklig för att tillgodose behovet). Då nätutbyggnad, som ofta ses som den långsiktiga lösningen på kapacitetsbrist, generellt har långa ledtider finns det risk för att kapacitetsutmaningen inte kommer att vara helt avhjälpt förrän framåt år 2030 i vissa områden. Det genomförs dock flera alternativa åtgärder för att råda bot på kapacitetsbristen på kort sikt.

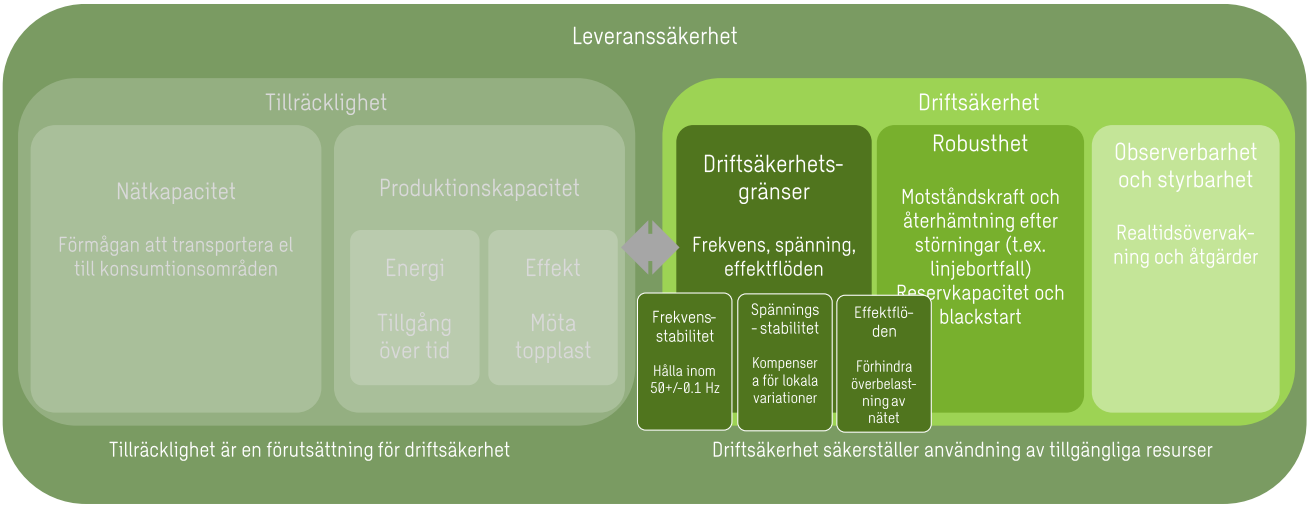
Det finns ett stort antal möjliga åtgärder för att minska problemen med dessa lokala nätkapacitetsbegränsningar. Bland dessa återfinns nätutbyggnad och lokal elproduktion under vinterhalvåret då kapacitetsutmaningen är som störst, inom de områden där inmatningen av el är begränsad. Kraftvärme är typiskt exempel på sådan produktion. Incitamenten för kraftvärme är dock låga för närvarande och flera studier pekar på oförändrad eller svagt minskande installerad effekt i kraftvärmeverk på tio års sikt givet dagens policy och skatter. Andra anpassningsåtgärder för den lokala eleffektutmaningen kan istället fokusera på elanvändningen, exempelvis efterfrågeflexibilitet, lagring, generell effektivisering och konvertering från elbaserad uppvärmning till fjärrvärme eller biobränsle.

Vissa åtgärder genomförs i syfte att lösa problem med lokala flaskhalsar på kort sikt, vilket innebär att en del åtgärder är tillfälliga till dess att mer långsiktiga lösningar, exempelvis nätutbyggnad, finns på plats. Ett problem som kan uppstå med detta är att genomförda åtgärder inte längre är nödvändiga då de mer långsiktiga lösningarna väl finns på plats. Om de tillfälliga åtgärderna är förknippade med (stora) investeringar finns det därmed risk för att dessa endast ger ekonomisk avkastning under en kortare tid, även om dess livslängd egentligen är längre.

På ett principiellt plan kan man också ifrågasätta själva problemformuleringen – nätkapacitetsbrist. Det antyder att det elnät som bör vara den åtgärd som på lång sikt löser frågan om el(effekt)försörjningen. I princip kan man se lokal elproduktion och/eller åtgärder för efterfrågeflexibilitet även som långsiktiga lösningar på den lokala eleffektfrågan. Det är inte alltid elnätsutbyggnad som borde vara svaret. Denna helhetssyn på tillräcklighet säkerställer att både långsiktig planering och realtidsoperativa krav adresseras, vilket är avgörande för ett robust och pålitligt elsystem.

Vad är driftsäkerhet?

Driftsäkerhet säkerställer användning av tillgängliga resurser. Systemets driftsäkerhet är beroende av att olika förmågor – exempelvis robusthet, observerbarhet och styrbarhet – finns till förfogande i systemet. Historiskt sett har dessa primärt funnits hos produktionsanläggningar och som utrustning i överföringssystem, men de finns även hos förbrukningsanläggningar och kommer kanske i större utsträckning återfinnas där framöver. Tillräckligheten vad gäller elenergi utgörs också av samspelet mellan produktionsanläggningar och kraftsystemets överföringskapacitet, men påverkas även av förmågor i förbrukningsanläggningar som avgör det totala elbehovet i kraftsystemet. Se Figur 27 för en schematisk bild över kraftsystemets leveranssäkerhet.



Figur 27: Schematisk illustration över vad som ingår i begreppet driftsäkerhet

Frekvensreglering och frekvensstabilitet

I kraftsystemet måste det i varje tidpunkt råda balans mellan elproduktion och elanvändning för att upprätthålla systemstabilitet och -frekvens. I samma stund som elen produceras måste motsvarande mängd användas. Om det här sker i obalans orsakas frekvensavvikelser från 50 Hz i elnätet, som då snabbt måste åtgärdas genom att produktion/elanvändning ökas eller minskas.

Om frekvensen avviker från 50 Hz är det viktigt att snabbt återställa den och för det finns olika typer av frekvensreglering, både automatisk och manuell. Möjlighet till automatisk frekvensreglering finns exempelvis i flertalet vattenkraftverk där produktionen kan regleras snabbt baserat på frekvensavvikelser. Vattenkraften används för att reglera kraftsystemet på alla tidshorisonter, men för att den ska kunna bidra med frekvensreglering (FRR, FCR och aFRR) krävs att turbinerna är inkopplade, att de roterar och att de producerar kraft. I situationer med låg last och stor andel vind- och solkraft kan vattenkraften och andra reglerbara kraftslag komma bli utkonkurrerade och behöva regleras ned till ett minimum under vissa tidpunkter för att inte vind- och solkraft ska gå till spillo. Det innebär i sin tur att det t.ex. i de situationerna finns färre vattenkraftaggregat som kan bidra till frekvensreglering. Sol- och vindkraftverken är inte lika lätta att styra i och med att produktionen är väderberoende, men större anläggningar ska framgent kunna bidra med frekvensreglering.

Frekvensregleringen sköts idag till väldigt stor del genom att vattenkraften snabbt reglerar upp/ner sin produktion utifrån systemets behov. I framtiden kommer dock konkurrensen om var vattenkraftens reglerbara egenskaper ska användas att öka. Exempelvis står vattenkraften idag för en stor del av nedregleringskapaciteten i systemet, vilket innebär att det måste planeras för en viss vattenkraftsproduktion även under låglasttimmar på sommaren, för att kunna minska denna om exempelvis vindkraftsproduktionen blir högre än väntat. Används mycket vattenkraftsproduktion på sommaren för att säkerställa frekvensstabiliteten innebär detta dock att mindre vattenkraftresurs finns kvar för att hantera regleringen över året. I detta exempel skulle exempelvis en nedreglering av vindkraftsproduktionen periodvis under sommaren kunna vara ett alternativ.

Utöver att vattenkraften kommer att efterfrågas för fler systemfunktioner, minskar den också som andel av den totala elproduktionen. Samtidigt försvinner en del av de traditionella resurserna som står för mycket av systemets rotationsmassa ned, vilket också genererar nya utmaningar för frekvensregleringen. Nya resurser för frekvensreglering kommer att behövas.

Ett kraftsystem med mycket rotationsenergi har en tröghet som ger ett naturligt motstånd mot snabba frekvensvariationer. Termiska kraftverk och vattenkraftverk består av roterande synkrongeneratorer som därmed har en rotationsenergi och är direkt kopplande till transmissionsnätet. Den roterande massan i dessa anläggningar tillför en betydande tröghet i systemet i och med att frekvensändringar i systemet inte kan ske utan att också bromsa in de synkrona maskinerna. Denna tröghet är av stor vikt för systemets stabilitet, då den snabbt och helt ”automatiskt” bidrar

till att motstå snabba frekvensvariationer i transmissionsnätet. En stor andel av trögheten i det svenska kraftsystemet tillhandahålls idag av kärn- och vattenkraftverk, men även kraftvärmeverk och förbrukningsanläggningar med synkronmotorer. Sol- och vindkraftverk bidrar däremot inte till systemets tröghet. Då kraftproduktion som kärnkraft stängs ner minskar därför systemets tröghet, vilket minskar frekvensstabiliteten. Utmaningen kan delvis hanteras genom allt snabbare frekvensreserver. Det är inte enbart rotationsenergin från det svenska utan hela det nordiska kraftsystemet som är relevant för systemets frekvensstabilitet.

Kraftelektronik kopplad till exempelvis batterier eller vindkraftverk är väl lämpad att snabbt ta ut eller mata in den energi i systemet som behövs för att motverka en frekvensförändring för att kompensera för minskad rotationsenergi. För att detta ska ske behövs antingen en marknad för detta (exempelvis en justerad FFR) som incitament, eller kravställning på anslutande enheter. Den totala rotationsenergin i systemet är inte särskilt stor. Den varierar enligt Fingrid typiskt mellan 110 och 256 GWs (30 600 respektive 71 100 kWh) i det nordiska systemet. Den praktiskt användbara delen av detta, antaget mellan 50 och 48 Hz, är då mellan 2 400 och 5 600 kWh vilket motsvarar ca 34 till 80 st normala elbilsbatterier. Det handlar däremot om stora effekter, vilket gör att fördelning på många enheter är fördelaktigt.

Spänningsreglering

Spänningsnivåerna i ett kraftsystem är lika fundamentala som frekvensen för att säkerställa en stabil och fungerande elöverföring. Utan stabil spänning går det inte att överföra aktiv effekt över långa sträckor, vilket kan leda till driftstörningar. Spänningen regleras lokalt genom produktion och konsumtion av reaktiv effekt, där både produktionsanläggningar och komponenter som transformatorer och kompensationsanläggningar spelar en viktig roll. Synkronmaskiner, som används i exempelvis kärnkraftverk, bidrar särskilt mycket till både spänningsreglering och kortslutningseffekt, vilket ökar motståndskraften mot snabba spänningsvariationer.

I Sverige är kärnkraften i SE3 och SE4 en viktig del av spänningsregleringen och stabiliteten i kraftsystemet. Om denna kapacitet försvinner och ersätts med vindkraft i norra Sverige (SE1 och SE2) uppstår nya utmaningar, eftersom vindkraftverk generellt inte bidrar lika effektivt till reaktiv effekt eller kortslutningseffekt. Svenska kraftnät hanterar dessa kortsiktiga utmaningar genom att minska överföringskapaciteten mellan elområden eller köpa stödtjänster som spänningsstödstjänster från andra aktörer.

På lång sikt krävs nya lösningar för att säkerställa spänningsstabiliteten i systemet. Investeringar i kraftelektronik, som STATCOM eller SVC, och en ökad andel kraftproduktion som kan leverera reaktiv effekt är viktiga åtgärder. Dessutom kan installation av synkrona kondensatorer eller förbättrad teknik i vindkraftverk bidra till stabiliteten. För att främja en hållbar systemutveckling kan ekonomiska incitament införas för att skapa ett kraftsystem där fler anläggningar bidrar till spänningsregleringen, även utanför södra Sverige.

Sammantaget är spänningsreglering och stabilitet avgörande för ett pålitligt kraftsystem. Med förändrade produktionsmönster och en ökad andel väderberoende energi krävs både kortsiktiga åtgärder och långsiktiga investeringar för att möta de nya utmaningarna och säkerställa stabilitet och tillförlitlighet i det svenska kraftsystemet.

Fakta

Överföringen av elenergi kan delas upp i aktiv och reaktiv effekt. Den *aktiva effekten* är den *användbara effekten* som utnyttjas för att uträtta arbete medan den reaktiva effekten uppstår till följd av induktanser och kapacitanser i ett växelströmssystem. Det är önskvärt att minimera den reaktiva effekten i en ledning för att ge utrymme åt den aktiva effekten. Den reaktiva är dock nödvändig för att reglera spänningen i kraftsystemet.

Vid låg elöverföring behöver spänningen hållas nere med hjälp av tex en shuntreaktor som *konsumerar reaktiv effekt* och vid hög elöverföring behöver spänningen hållas uppe med hjälp av tex en shuntkondensator som *producerar reaktiv effekt*. Shuntreaktorer och shuntkondensatorer är dock endast delvis styrbara. För att finjustera spänningsnivån och ge snabb stöttning till kraftsystemet behövs även automatiskt styrbar effektkompensering. Styrbar reaktiv effekt kan fås genom en STATCOM-anläggning (statisk kompensator).

3.2 Kraftsystemets nödvändiga förmågor

Kraftsystemets förmågor är avgörande för att upprätthålla leveranssäkerhet, som handlar om att säkerställa att el alltid kan levereras i rätt mängd, vid rätt tidpunkt och med rätt kvalitet. Varje förmåga bidrar till olika aspekter av leveranssäkerhet, och tillsammans formar de grunden för ett robust och pålitligt elsystem. Förmågorna säkerställer att elsystemet kan möta både dagens och framtidens krav på stabilitet, flexibilitet och effektivitet.

Förmåga	*Beskrivning*	*Stödjande förmågor*
Balans och frekvensstabilitet	Effektbalans: Säkerställa att produktionen motsvarar efterfrågan i alla tidsintervall. Frekvenshållning: Förmågan att upprätthålla frekvensen nära 50 Hz vid förändringar i produktion eller konsumtion.	Svängmassa, syntetisk svängmassa, primär-, sekundär- och tertiärreglering.
Spänningsstabilitet	Spänningsreglering: Förmågan att hålla spänningsnivåer inom säkra gränser i hela nätet.	Reaktiva effektresurser, t.ex. kondensatorbatterier och FACTS-system.
Flexibilitet	Anpassningsbar produktion: Kunna snabbt öka eller minska elproduktionen beroende på behov. Efterfrågeflexibilitet: Förmågan att anpassa förbrukningen hos konsumenter eller industrier vid behov. Integrering av variabel produktion: Hantera väderberoende energikällor, som vind och sol.	Flexibel produktion, efterfrågestyrning, energilager.
Resiliens och robusthet	Motståndskraft mot störningar: Förmågan att hantera störningar som bortfall av kraftverk eller linjer. Återstartsförmåga (svartstart): Kunna återuppta drift efter en total systemkollaps. Klimatanpassning: Robusthet mot extremväder.	Reservkapacitet, svartstartsförmåga, klimatresilienta lösningar.
Tillräcklig nätkapacitet	Överföringsförmåga: Förmågan att transportera el från produktion till konsumtion över långa avstånd. Systemstyrka: Upprätthålla nätets stabilitet vid höga flöden eller svag nätstruktur.	Utbyggnad av nätkapacitet, förbättring av regional stabilitet.
Hållbarhet och integration av förnybar energi	Maximerad förnybar andel: Hantera hög andel vind- och solkraft samtidigt som stabiliteten bibehålls. Smarta lösningar: Integrera decentraliserad produktion, energilager och småskalig produktion.	Energilager, smarta nät, flexibilitetslösningar.
Operativ effektivitet	Snabb reaktion: Identifiera och åtgärda avvikelser och störningar i realtid. Förutseende planering: Optimera produktion och nätresurser baserat på prognoser.	Digitala övervakningssystem, AI-baserad planering, automatisering.

4. Analys av nationell och regional effektbalans

Effektbalansen i det svenska elsystemet förändras drastiskt efter 2025. Sverige går från att endast ha ett fåtal timmar med negativ effektbalans till att ha en negativ effektbalans runt två tredjedelar av årets timmar 2035. Energimässigt går vi från ett stort överskott på årsbasis till ett energiunderskott på 5 TWh. Situationen förbättras sedan gradvis till 2045 där vi får ett energiöverskott på 13 TWh. Effektbalansen är dock fortfarande mycket sämre än idag med en negativ effektbalans en tredjedel av timmarna. Vind- och solkraftens installerade effekt växer kraftigt vilket leder till högre export under vissa timmar och en mer fluktuerande energimix. Relaterat till detta har energilager blivit avgörande för att hantera variationer i produktion och efterfrågan, och efterfrågeflexibilitet används i högre grad för att hantera effekttoppar.

Det finns stora regionala skillnader i hur utvecklingen mot 2035 och 2045 ser ut, på grund av regionala skillnader och specifika utmaningar som kan påverka både elförsörjningen och elanvändningen.

Av allt att döma, kommer **Norrbottens län** gå från överskott under nästa hela året till underskott under större delar av året inom 10 år och effektbalansen försämras ytterligare mot 2045. Norrbottens elsystem behöver stora investeringar i produktion och transmissionskapacitet för att hantera denna drastiska förändring.

Västra Götaland är ett län med hög last och en diversifierad energiprofil inklusive gasturbiner, men det är fortsatt importberoende för att täcka sina effektbehov, särskilt under höglasttimmar. För att stärka regionens effektbalans krävs framför allt investeringar i transmissionskapacitet, samtidigt som utbyggd elproduktion, lagring och flexibilitet kan bidra till att lindra situationen.

Stockholms län förblir i likhet med andra storstadsregioner starkt beroende av import, särskilt under höglasttimmar. Det krävs förstärkta nätförbindelser för att möta det ökade importbehovet och smarta lösningar för att minska topparna i lasten genom effektiv efterfrågestyrning. Lokal produktion och energilager kan byggas ut för att hantera variationer i både last och produktion. Med rätt strategier kan storstadsregionerna förbättra sin effektbalans och bidra till ett mer robust och balanserat energisystem.

Hallands län förblir och bygger ut sin position som län med en stabil kärna av kärnkraft och en växande förnybar elproduktion.

Gävleborgs län utvecklas till ett av Sveriges viktigaste exportlän för el, med en produktion som långt överstiger den lokala lasten. Vindkraft, både land- och havsbaserad, är den dominerande energikällan och gör det möjligt för länet att bidra stort till det nationella elsystemet. Dock kräver detta fortsatta investeringar i stamnätet för att möjliggöra export av de stora överskotten, särskilt under låglasttimmar. Dessutom behövs ytterligare utbyggnad av lagringskapacitet och flexibilitet i systemet för att hantera de väderberoende variationerna i produktionen. Med rätt åtgärder kan Gävleborg befästa sin position som en nyckelaktör i Sveriges energiomställning.

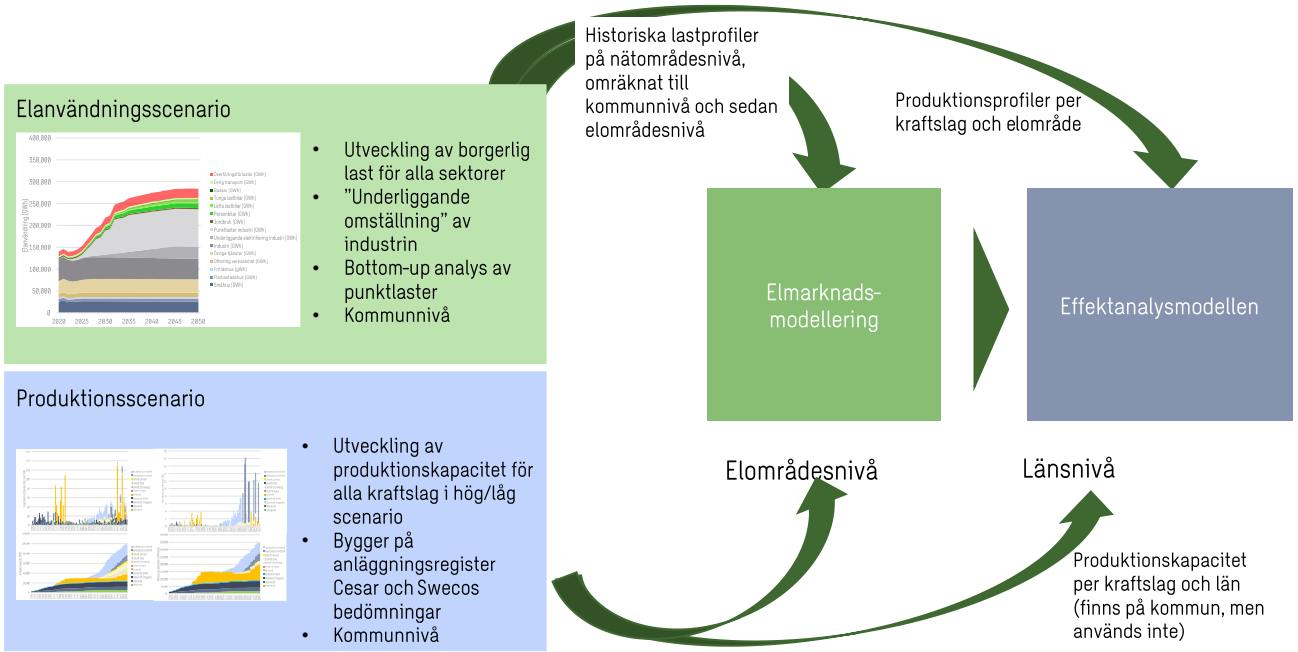
Överföringsbehovet varierar stort mellan olika län fram till 2045. Elnätet är redan idag hårt belastat under vissa perioder och i vissa områden. Framöver ser vi ett ökat överföringsbehov till och från samtliga av det åtta län som är fokus i denna rapport. Gävleborg sticker ut med en ökning av exportbehovet motsvarande elva gånger dagens behov. Denna kraftiga ökning beror på att en betydande mängd havsbaserad vindkraft ansluts till länet i det analyserade scenariot, i kombination med att Gävleborg har ett litet behov av överföring över länsgränsen idag.

Balansen mellan elproduktion och -användning över året ger en övergripande bild av samspelet i elsystemet. För att få en mer nyanserad förståelse för specifika systemkomponenters roll och förmågor behöver en årlig analys kompletteras och nyanseras med en analys av effektbehovet på timbasis. Det blir framför allt viktigt för ett framtida elsystem med ökande variabel elproduktion och mer flexibel elanvändning. Följande kapitel syftar därför till att illustrera beteendet hos

produktion och användning av el, energilager, flexibilitet och elöverföring för att öka förståelsen för hur effektbehovet kan komma att utvecklas i Sverige, på nationell och regional nivå.

Med denna analys vill vi illustrera det timupplösta samspelet mellan elsystemets komponenter, men resultaten syftar inte till att definiera absoluta nivåer av till exempel framtida last eller elproduktion. Utformning av den metod som använts för att kunna göra denna illustration bedöms vara ändamålsenlig för just det syftet, men för att kunna dra långgående slutsatser om exempelvis systemets resurstillräcklighet krävs ett annat tillvägagångssätt än det som valts i denna analys. Till exempel görs modelleringen för ett enda väderår, till skillnad från exempelvis Svks modelleringar av resurstillräcklighet som analyserar ett stort antal historiska väderår.

Swecos scenarier för elanvändning och elproduktion används som utgångspunkt för en elmarknadsmodellering, som görs på elområdesnivå för hela Europa och Sverige. Därefter används resultaten från marknadsmodelleringen för att genomföra analyser av effektbalansen på regional nivå. Processen bygger på en stegvis metod där data insamlas, bearbetas och analyseras med fokus på lokala förhållanden. Metoden består av fyra huvudsakliga delar; scenarioanalys för elanvändning respektive elproduktion, elmarknadsmodellering och effektmodellering, vilket illustreras av Figur 28.



Figur 28: Swecos process for effektanalysen

Utvecklingen av elanvändningen analyseras genom en bottom-up analys som resulterar i ett låg- och ett högscenario, se kapitel 1 för en mer detaljerad beskrivning. Först undersöks förändringar i den totala efterfrågan på el från olika sektorer, såsom hushåll, industri och tjänster. En viktig fokuspunkt är bedömningen av den "underliggande omställningen" av industrin, alltså det elbehov som uppstår när befintlig industri förändrar sina processer för att möta omställningskrav, till exempel genom att byta från en fossil energibärare till el. Detta betyder att förändringar relaterade till elektrifiering eller klimatomställning inkluderas i analysen. Dessutom genomförs en bottom-up-analys av punktlaster, där specifika stora elkonsumenter studeras mer detaljerat. Denna del av kartläggningen fångar elbehovet från nytillkommande etableringar.

Parallellt utvecklas scenarier för elproduktion och energilagring. Sweco analyserar hur kapaciteten för olika kraftslag, såsom kärnkraft, kraftvärme, vind-, sol- och vattenkraft och gasturbiner, kan komma att utvecklas i framtiden, baserat på nuvarande trender, kostnadsutveckling och energipolitiska inriktningar. Även utvecklingen av lagringskapacitet i form av storskaliga batterilager och elbilsbatterier bedöms och är input till modelleringen. Analysen bygger på data från anläggningsregister, som exempelvis Cesar, och Swecos bedömningar av befintliga och planerade produktionsanläggningar. Se kapitel 2 för en mer detaljerad beskrivning.

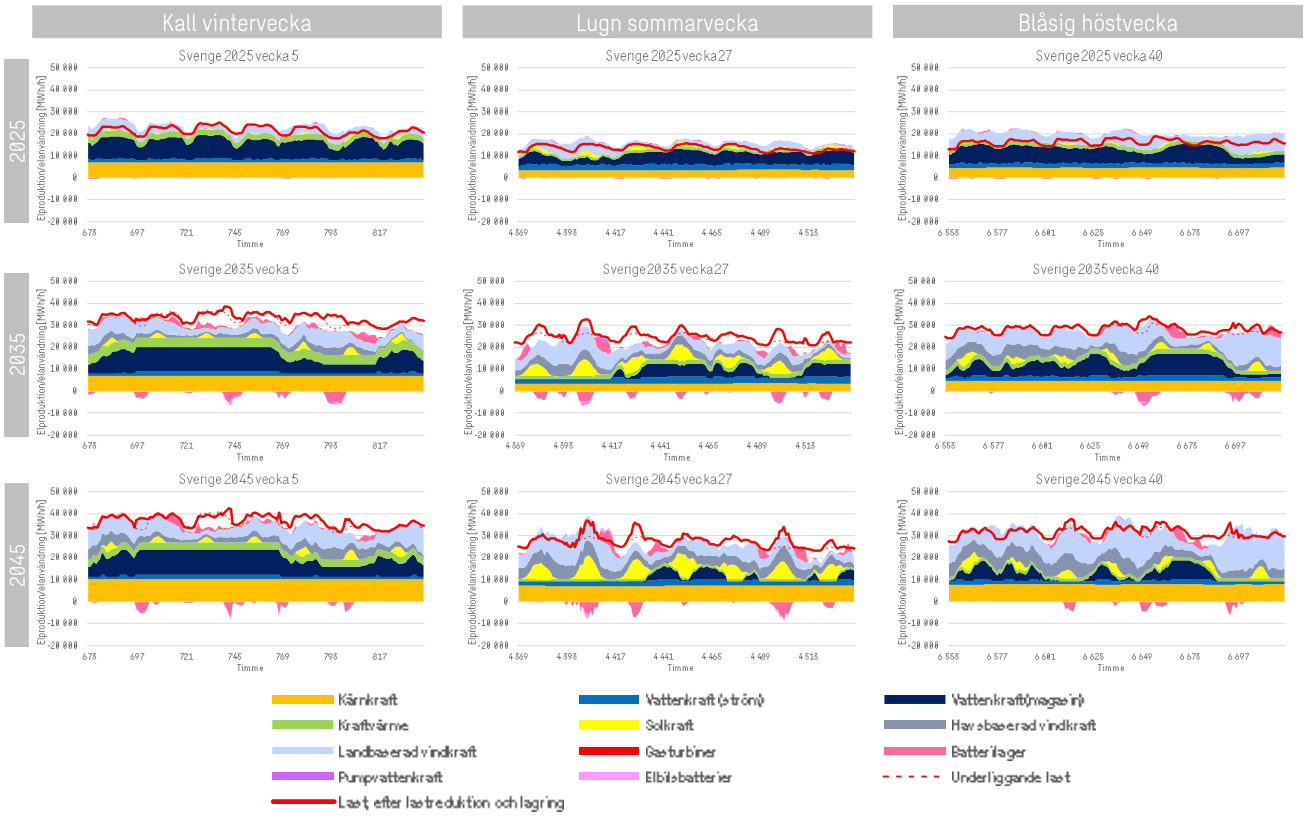
I scenariot ingår även förstärkt eller nybyggd eltransmission. Fokus ligger på transmissionsnätsnivå och analysen beaktar därmed kapaciteten mellan elområden, både mellan elområden i Sverige och utomlands. Som underlag för vår bedömning använder vi Svenska kraftnäts rapporter och planer, kompletterat med prognoser och planer från TSO:er i grannländerna samt Swecos egna insikter.

Efter att produktions- och elanvändningsscenariot har fastslagits är nästa steg i processen är att analysera dessa scenarier i Swecos elmarknadsmodell Apollo. Marknadsmodelleringen syftar till att simulera och analysera hur resurserna agerar på elmarknaden, exempelvis genom att studera balansen mellan utbud och efterfrågan under olika förhållanden. Elmarknadsmodellen kräver att data aggregeras på elområdesnivå, både gällande elanvändning, elproduktion, olika former av energilager och flexibilitet. Därtill utvecklas lastprofiler för elanvändningen, alltså hur behovet varierar från timme till timme. Utformningen av lastprofiler baseras på Swecos bedömning av framtida lastprofiler, som räknats om från nätområdesnivå till kommunnivå för att bättre spegla lokala förhållanden och den geografin mest tillgängliga data finns. Därtill adderas syntetiska lastprofiler för tillkommande laster som motsvarar deras förväntade beteende, se exempelvis kapitel 1.1.1 för resonemang om industrins lastprofil, eller 1.1.2 för transportsektorns. För att begränsa analysens omfattning modelleras enbart ett nordiskt väderår, ett normalår.

Slutligen används resultaten från elmarknadsmodelleringen, såsom olika kraftslags produktionsbeteende, lastreduktion hos priskänsliga elanvändare, samt i- och urladdning av energilager, som input i en effektanalysmodell. Denna modell analyserar samspelet mellan last, produktion, efterfrågeflexibilitet och energilagring på den minsta geografiska enheten vi hanterar, kommunnivå. I denna rapport redovisas dock resultaten aggregerat på länsnivå. Effektanalysen ger värdefulla insikter i regionala förhållanden och kan utgöra ett underlag för att förstå, planera och dimensionera energisystemet på ett hållbart och robust sätt.

4.1 Nationell utveckling – industrins omställning möjliggörs genom ökad produktion, elnätsutbyggnad och elimport

I det aktuella scenariot förväntas en betydande ökning av elbehovet på nationell nivå. Den mest dramatiska ökningen beräknas inträffa fram till 2035, där efterfrågan på el ökar hastigt. Även om ökningen fortsätter fram till 2045, sker den i en något långsammare takt. Detta syns i Figur 29 som visar elproduktion och elanvändning under tre utvalda veckor, vecka 5, vecka 27 och vecka 40, för de tre nedslagsåren 2025, 2035 och 2045. Veckorna har valts ut för att illustrera skillnaderna i elsystemet under olika tider på året. Figurerna visar elproduktion och användning i MWh/h på y-axeln och timmar under den aktuella veckan på x-axeln. Elproduktionen visas per kraftslag, medan elanvändningen visas både före och efter att flexibel lastreduktion och energilagring beaktas, den streckade respektive heldragna röda linjen. Den streckade lasten kan således tolkas som "vad lasten hade varit utan priskänsliga elanvändare och energilager". I scenariot förväntas dock en betydande del priskänsligt beteende från användare och lagring vilket skapar avvikelser från den underliggande lasten.



Figur 29: Effektbalansen i Sverige under tre olika veckor år 2025, 2035 respektive 2045

Vid analys av balansen mellan produktion och konsumtion framöver visar Figur 29 att situationen går från ett generellt konstant överskott under alla tre veckor till en mer varierad situation, där balansen pendlar mellan överskott och underskott, framför allt påverkas variationen i balans av tillgång till sol och vind under vissa timmar. Figurerna illustrerar också hur vattenkraften hjälper till att balansera systemet genom att kompensera för den väderberoende produktionens fluktuationer.

År 2025 är skillnaden påtaglig mellan den genomsnittliga lasten under vinterveckan, vecka 5, jämfört med sommarveckan, vecka 26. Under vinterveckan 2025 är den genomsnittliga lasten drygt 21 GWh/h, jämfört med under sommarveckan samma år, då lasten är 14 GWh/h. Åren 2035 och 2045 kvarstår säsongsvariationen, men den är procentuellt sett mindre. Vinter- respektive sommarveckan 2035 har en genomsnittlig last på 33 GW respektive 25 GW. År 2045 är motsvarande last 37 GW respektive 27 GW. Att säsongsvariationen i effektbehov minskar framöver beror på att mycket av den last som tillkommer förväntas ha en relativt platt profil, både över dygnet och över året. Detta innebär att elbehovet under sommarveckan inte förväntas skilja sig lika mycket från vinterveckan, utan vara mer jämnt under hela året.

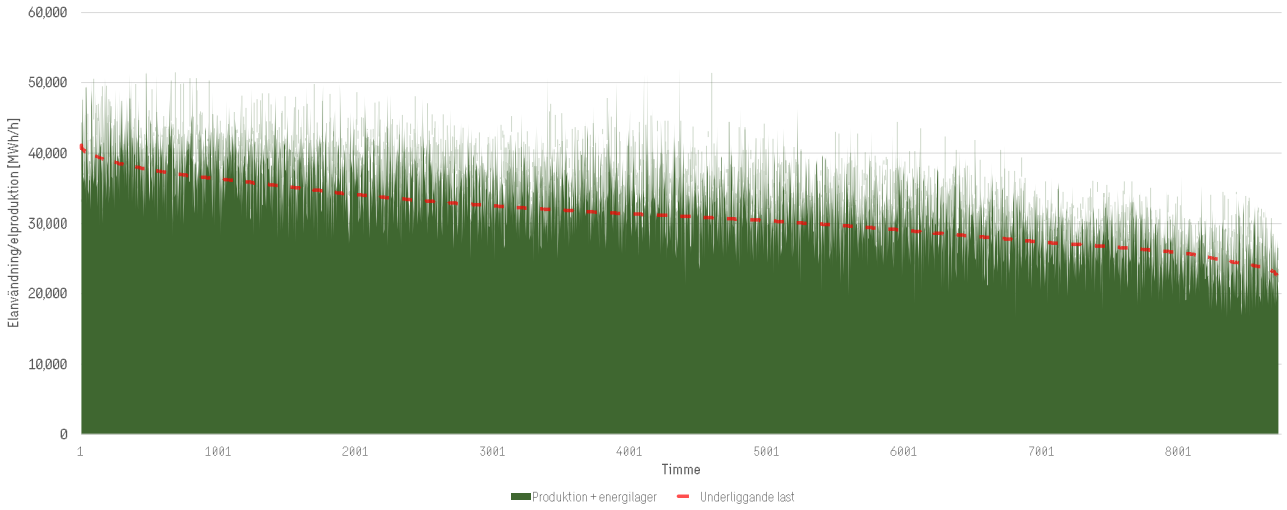
Vindkraftens och solkraftens andel i produktionsmixen ökar avsevärt till 2035. Dessa kraftslag har ett intermittent produktionsmönster som delvis hanteras med hjälp av energilager, men också genom efterfrågeflexibilitet. När det råder en hög produktion av sol- och vindenergi, vilket ofta leder till låga elpriser, motiveras batterilager att ladda och pumpkraft att pumpa vatten uppför. I motsats, under perioder med hög efterfrågan och därmed högre elpriser, kan efterfrågeflexibilitet och energilager bidra till lastreduktion, där batterierna matar tillbaka energi till nätet.

Energilager av olika slag blir ett allt vanligare inslag i energisystemet och deras funktion att balansera variationer i konsumtion och produktion blir alltmer viktig. I modellen styr energilager i- och urladdning baserat på elpris, vilket har en utjämnande effekt på elpriset, samtidigt som det kan skapa större variationer i lastprofilen. Under timmar med god tillgång på el till lågt pris lagras mycket energi under kort tid vilket skapar toppar i effektbehovet under dessa lågpristimmar. Den hackiga karaktär på lasten som uppstår när en stor samlad batterikapacitet laddar samtidigt drivs av att den modellerade batterikapaciteten styrs enbart av elpriset. I verkligheten kan dock flera andra styrsignaler energilagers beteende, såsom nätpriser eller prisnivåer på andra marknader som lokal flexibilitet och balansprodukter. Nätpriser bidrar till att diversifiera

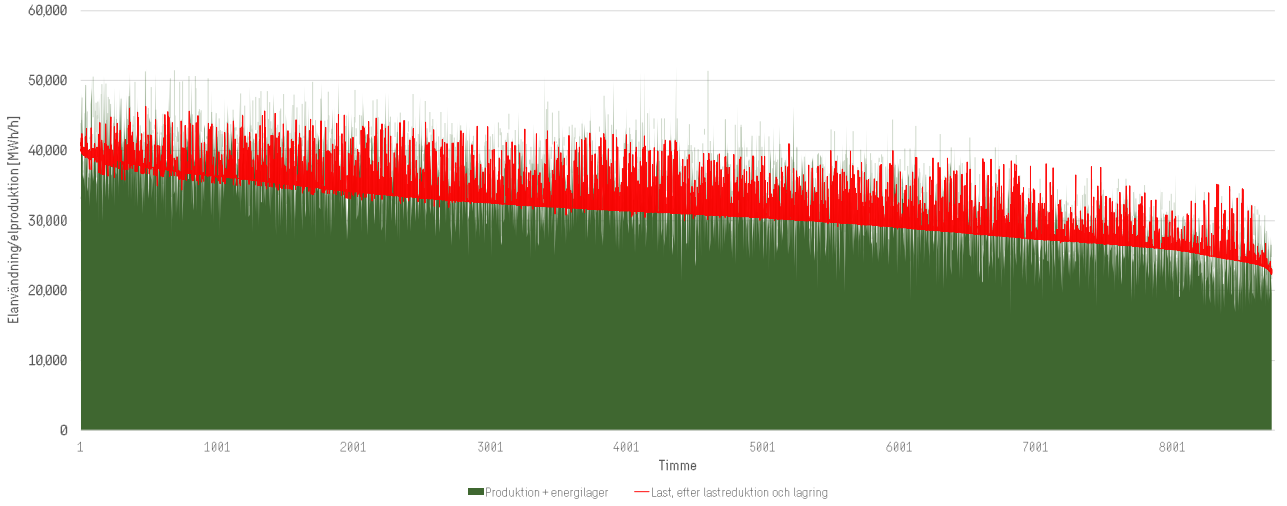
prissignalerna och volymer av energilager som bjuds in till dagen före-marknaden beror på möjliga ersättningsnivåer från alternativa marknader såsom flex- och stödtjänstmarknaderna. Det kan antas att sammanvägningen av flera prissignaler kan medföra ett mindre dramatiskt laddbeteende än om all energilagring följde en och samma styrsignal.

4.1.1 Effektbalans i det svenska elsystemet

Effektbalansen påverkas av balansen mellan produktion och användning av el. Figur 30 visar en varaktighetskurva för lasten under alla årets timmar jämfört med den totala elproduktionen i Sverige 2045. I ett framtida scenario kan det dock antas att en allt större del av elanvändare kommer att anpassa sin användning efter elpriset. Därför har en analys av hur lastreduktion och energilager, vilket är exempel på flexibla elanvändare, påverkar den slutgiltiga elanvändningen i respektive timme. Figur 31 visar effekterna av energilager och efterfrågeflexibilitet, man kan tydligt se att det ökar efterfrågan under många timmar.



Figur 30: Varaktighetskurva för lasten under alla årets timmar jämfört med den totala elproduktionen i Sverige 2045 i högscenariot, utan flexibilitet från efterfråge- och energilagersidan



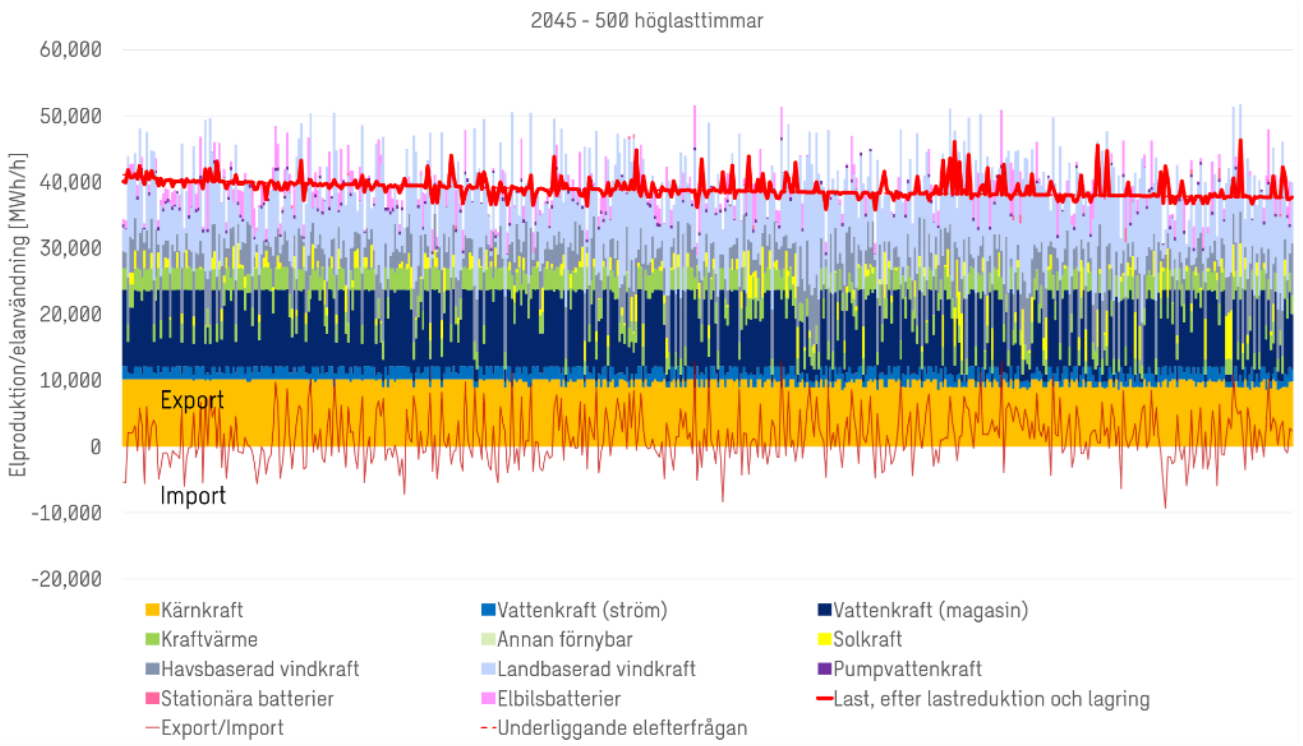
Figur 31: Varaktighetskurva för lasten under alla årets timmar jämfört med den totala elproduktionen i Sverige 2045 i högscenariot, med flexibilitet från efterfråge- och energilagersidan

Under höglasttimmarna år 2045 präglas Sveriges energisystem av en underliggande efterfrågan på drygt 40 GW. Den höga lasten är en följd av den omfattande elektrifieringen av industri, transport och samhället i stort. Trots insatser för

lastreduktion och användning av lagring ligger behovet på stabilt höga nivåer, vilket ställer stora krav på produktionen och flexibiliteten i systemet.

Traditionellt sett har det funnits en stark koppling mellan timmar med hög last i elsystemet och högt elpris. Denna koppling mellan last och prisnivå minskar i framtidsscenariot, vilket beror på ökande väderberoende produktion med låga marginalkostnader. Hög underliggande efterfrågan år 2045 innebär inte per definition höga priser, även bland de timmar då systemet är som högst belastat finns det timmar med låga elpriser, under vilka vattenkraften att nedreglerar och energilager laddar. Beroende på hur lagringsresurserna är placerade i förhållande till produktionen kan laddning under höglasttimmar antingen signifikant öka belastningen på elnätet eller hjälpa till att reducera behovet av transmission.

I Figur 32 visualiseras samspelet mellan olika kraftslag, energilagringsresurser och last under de 500 timmarna med högst underliggande last år 2045. Den röda streckade linjen illustrerar det underliggande elbehovet, alltså det samlade behovet från alla elanvändare i systemet, och den heldragna röda linjen illustrerar lasten inkluderat lastreduktion och energilagring. I Figur 32 ser vi att laddning av energilager stundtals bidrar till att öka lasten, även under de timmar då systemet är som allra högst belastat. Samtidigt finns också tillfällen under de 500 topplasttimmarna då flexibla resurser medför en nettoreduktion av lasten.



Figur 32: Varaktighetskurva för de 500 topplasttimmarna år 2045 i Sverige i Swecos högscenario, jämfört med produktion per kraftslag för respektive timme och import/exportbehov, med flexibilitet från efterfråge- och energilagersidan.

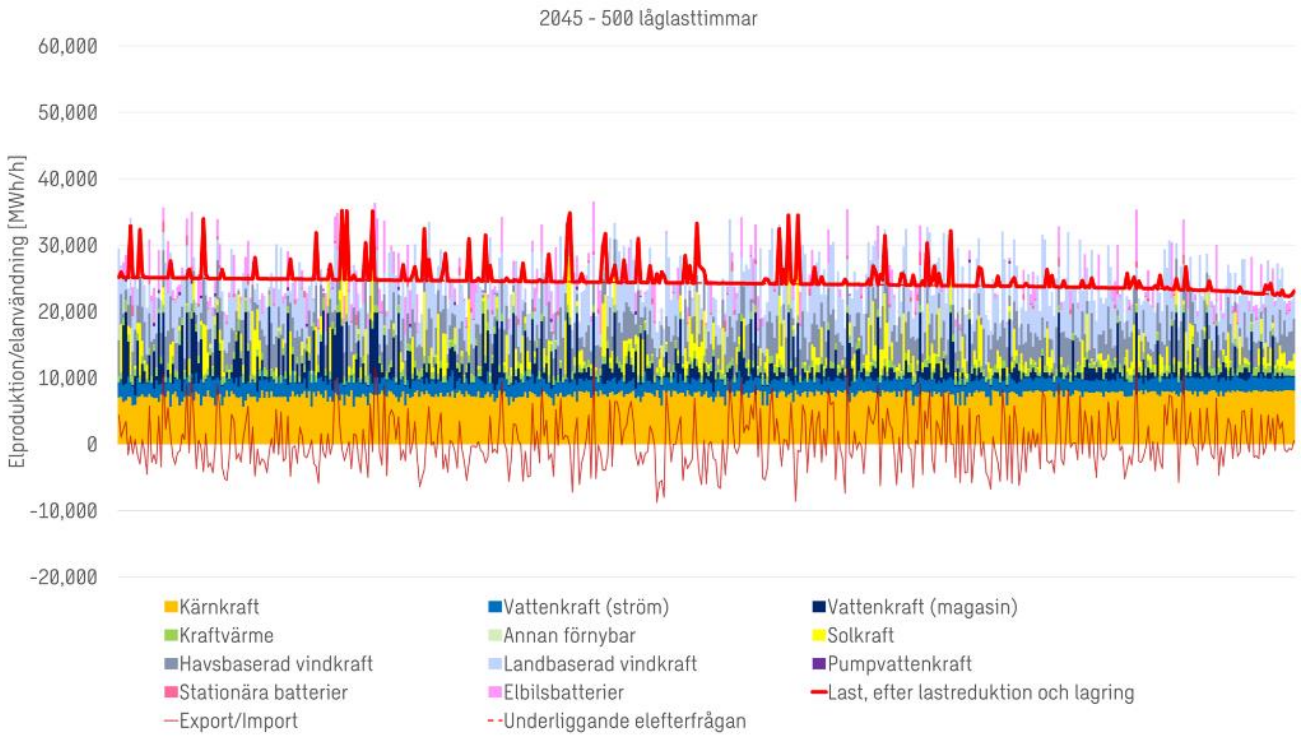
Kärnkraften spelar en fortsatt central roll som basproduktion och levererar stabilt mellan 10 000 och 12 000 MW. Den väderoberoende karaktären gör att den möter en stor del av efterfrågan under alla höglasttimmar. Samtidigt bidrar vindkraften, både land- och havsbaserad, med en betydande andel av elproduktionen. Under blåsiga perioder kan vindkraften producera mellan 15 000 och 20 000 MWh/h, vilket gör den till en av de viktigaste energikällorna för att hantera höga belastningar. Vattenkraften, som innefattar både flödes- och magasinbaserad produktion, är avgörande för att balansera systemet. Dess flexibilitet gör att den snabbt kan skalas upp eller ned för att möta variationer i lasten och kompensera för fluktuationer i väderberoende energikällor som vindkraft. Den används intensivt under höglasttimmar och bidrar till att stabilisera effektbalansen. Kraftvärmen och andra förnybara energikällor, såsom solkraft och biobränslen, ger ett stabilt men mindre bidrag. Dessa energikällor fungerar främst som kompletterande resurser och bidrar till att minska trycket på det övriga systemet. Stationära batterier och elbilsbatterier spelar en viktig roll för att hantera

effekttoppar och variationer i produktionen. Genom att lagra överskottsenergi och släppa ut den vid behov hjälper de till att minska behovet av import och förbättra systemets flexibilitet.

Energilager, efterfrågeflexibilitet och tillräckligt med överföringskapacitet är nycklar till att hantera svängningarna i effektbalansen i ett system med mycket väderberoende produktion. Analysen visar att flexibilitet får en stor effekt på den nationella effektbalansen. Energilager och flexibilitet bidrar med att minska antalet timmar med effektunderskott genom att dra nytta av den överproduktionen som finns under andra timmar. Denna nytta skulle öka om lagringsmöjligheter med större uthållighet, som vätgaslager, skulle tillkomma. Under överskottstimmar med låga elpriser står flexresurser som batterier för en betydande andel av efterfrågan och om det finns tillgänglig export till låga priser kan flexresursernas användning öka importbehovet.

Om den tillgängliga kapaciteten i from av energilager och efterfrågeflexibilitet är begränsad kan det innebära att produktionen vissa timmar överstiger det som systemet kan tillgodogöra sig. Det inträffar när det finns mycket produktion med låga rörliga kostnader som vind- och solkraft. Vid dessa tillfällen behöver man spilla kraft. Idag har vi full avsättning för den kraft som produceras, men med den ökande mängden väderberoende produktion ser vi i det modellerade scenariot ett ökat behov att spilla kraft, eftersom produktionen överstiger summan av det som kan användas nationellt och exporteras till våra grannländer. Detta inträffar redan 2035 men ökar ytterligare 2045. Detta indikerar ytterligare potential för lagring, lastflytt och flexibelt elbehov än vad som antas i scenariot.

Trots den omfattande inhemska produktionskapaciteten uppstår det perioder under höglasttimmarna när Sverige behöver importera el. Detta inträffar främst när efterfrågan är som högst samtidigt som produktionen från väderberoende energikällor, särskilt vindkraft, är låg. Importen är avgörande för att säkerställa att lasten täcks och att systemet förblir stabilt. Sammanfattningsvis har Sverige år 2045 ett robust energisystem som är väl anpassat för att möta höglasttimmar genom en kombination av kärnkraft, vindkraft, vattenkraft och flexibla lagringslösningar. Kärnkraften och vattenkraften säkerställer stabilitet, medan vindkraften står för en stor del av produktionen. Dock kvarstår vissa utmaningar, särskilt vid låg produktion från väderberoende energikällor, vilket leder till ett fortsatt behov av import. För att hantera dessa utmaningar är lagringskapacitet, flexibilitet och nätinfrastruktur viktiga pusselbitar.



Figur 33: Varaktighetskurva för de 500 timmarna med lägst last år 2045 i Sverige i Swecos högscenario, jämfört med produktion per kraftslag för respektive timme och import/exportbehov, med flexibilitet från efterfråge- och energilagersidan

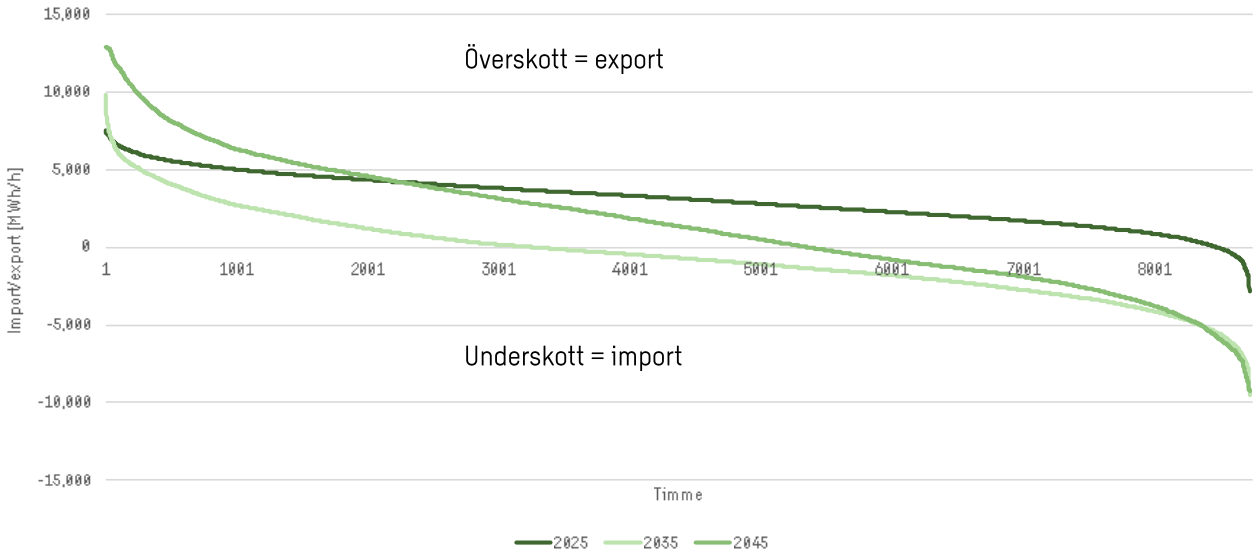
Under låglasttimmarna år 2045 spelar vattenkraften en viktig roll som flexibel resurs. Under många timmar behövs inte produktionen utan vattenkraften sparar sitt vatten i magasinen till timmar där behovet är större. Precis som för andra flexibilitetsresurser är det inte elområdets effektbalans i sig som styr, utan det är framför allt prissignaler som avgör när vattenkraften producerar. Batterilager bidrar också till att hantera fluktuationer från de väderberoende energikällorna. De agerar prisutjämnande genom att ladda när priserna är låga och ladda ut när de är höga, vilket oftast sammanfaller med timmar med hög, respektive låg väderberoende produktion. Detta gör systemet mer stabilt och motståndskraftigt mot plötsliga förändringar i produktionen.

Kraftvärmen producerar betydligt mindre än under topplasttimmarna, något som främst är säsongsberoende. Kärnkraften fortsätter att agera basproduktion, kopplat till marginalkontraktens incitament. Vindkraft, både land- och havsbaserad, är en av de största bidragsgivarna till produktionen under låglasttimmarna. Under blåsiga timmar genererar vindkraften stora överskott, vilket leder till omfattande export av el. Detta exportöverskott är en central del av Sveriges energisystem år 2045 och syns tydligt i grafen där den röda linjen för export ofta ligger högt över noll. Solkraften har däremot ett mer marginellt bidrag under dessa timmar, vilket är förväntat eftersom låglast ofta inträffar nattetid.

Även under de 500 timmarna med lägst underliggande efterfrågan på el har vi många timmar med nationellt effektunderskott, då låg vind- och solkraftproduktion gör att vi importerar el av våra grannländer. Vattenkraften väljer ofta att inte producera under dessa timmar vilket indikerar att det finns ett billigt elöverskott att nyttja från dessa länder.

I Figur 34 ser vi hur effektbalansen förändras dramatiskt till 2035 och 2045. Från att endast ha ett fåtal timmar med negativ effektbalans går Sverige till att ha en negativ effektbalans runt två tredjedelar av årets timmar 2035. Energimässigt går vi från ett stort överskott på årsbasis till ett energiunderskott på 5 TWh 2035. Situationen förbättras sedan gradvis till 2045 där vi får ett energiöverskott på 13 TWh. Effektbalansen är dock fortfarande mycket sämre än idag med en negativ effektbalans en tredjedel av timmarna. Det visar på hur investeringarna i ny elproduktion till en början inte lyckas hålla jämna steg med utvecklingen av elbehovet och att export/import möjligheterna är en essentiell källa till flexibilitet för elsystemet. Den ökade importen är inte ett problem per se, i det undersökta scenariot finns det tillräckligt

med exportkapacitet hos våra grannländer för att tillgodose vårt behov på effekt. Den här nationella bilden nyanseras när vi i följande kapitel studerar regionerna för sig. Regionernas effektbalans varierar stort och det är tydligt hur viktig elnätet är för att matcha elproduktionen med efterfrågan då de sällan befinner sig på samma geografiska plats vilket vi här har sett på nationell nivå.

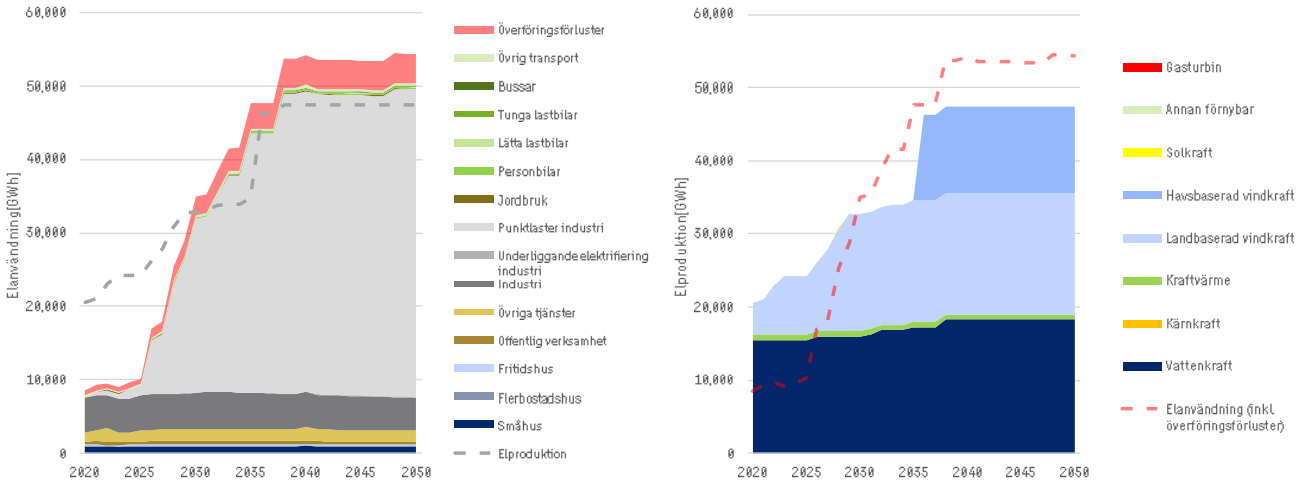


Figur 34: Varaktighetsdiagram för import/export från och till Sverige 2025, 2035 och 2045.

I denna analys studerar vi endast ett normalår. Om man skulle analysera flera väderår skulle effektbalansen kunna förändras drastiskt. Ett blött och blåsigt år skulle 2045 kunna leda till en mycket större export och en förbättrade effektbalans. Motsvarande skulle ett torrt sämre vindår kunna resultera i en radikalt sämre effektbalans.

4.2 Norrbottens län – elöverskott blir underskott på några år

Norrbottens län förväntas bli det län där ökningen av elanvändningen är störst. Gruv- och stålindustrin i Norrbotten driver en kraftig ökning av elbehovet i Sverige, främst kopplat till produktionen av vätgas för LKAB:s och Stegras tillverkning av fossilfri järnsvamp och SSAB:s omställning till produktion av fossilfritt stål. I tillägg ser vi ytterligare industrisatsningar, ett antal större datacenter och en omställning av Luleå hamn i form av elektrifiering och vätgasproduktion. Den ökade elanvändningen i Norrbottens län är betydligt större än den som förväntas i landets övriga län, och visar den betydande roll som Norrbottens industri spelar i landets ökande energibehov. I Swecos scenarier ökar Norrbottens elanvändning med 25 TWh fram till 2030 och ytterligare knappt 20 TWh till 2045. Detta gör att länet når ett elbehov på drygt 50 TWh på lång sikt, vilket kan jämföras med dagens nivå på runt 10 TWh. Mycket av den förväntade utvecklingen är koncentrerad till kommunerna Gällivare, Kiruna, Boden och Luleå.

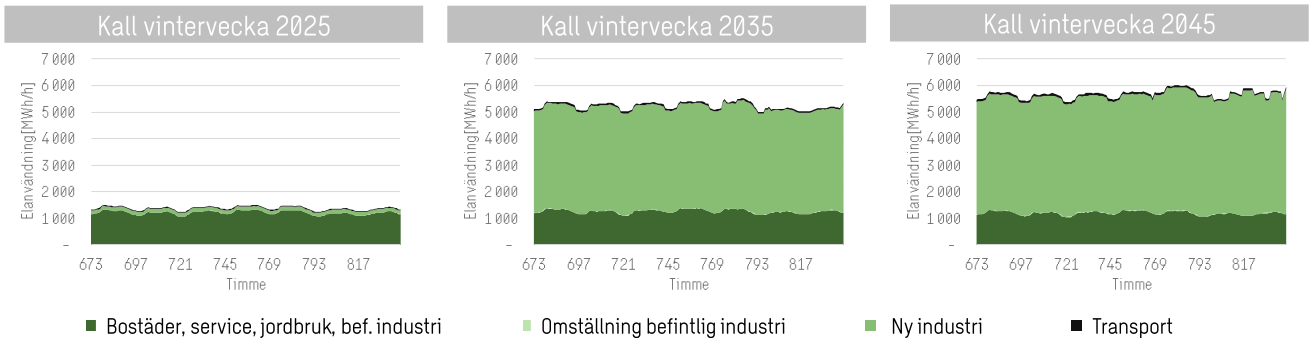


Figur 35: Illustration över elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Norrbottens län i Swecos högscenario

I beräkningarna antas att LKAB ställer om hela sin verksamhet i Gällivare genom att producera vätgas i Norrbotten. Dock inkluderar inte beräkningarna omställningen av verksamheten i Kiruna och Svappavaara, som förväntas efter 2040. Detta beror på att ett vätgasbehov som uppstår en bit in på 2040-talet inte nödvändigtvis behöver fyllas med lokal vätgasproduktion. Nuvarande planer på att upprätta rörledningar för vätgas som förbinder norra Sverige och norra Finland möjliggör vätgasimport från till exempel Finland. Om vätgasbehovet täcks genom import uppstår således inget elbehov i Sverige på grund av detta. Vidare har Finland enats om ambitionen om att bli en av Europas ledande exportörer av vätgas och kommunicerat detta. Dessutom har LKAB meddelat att omställningen av Kiruna inte är prioriterad inom överskådlig framtid, eftersom man fokuserar på att bryta nya malmfyndigheter.

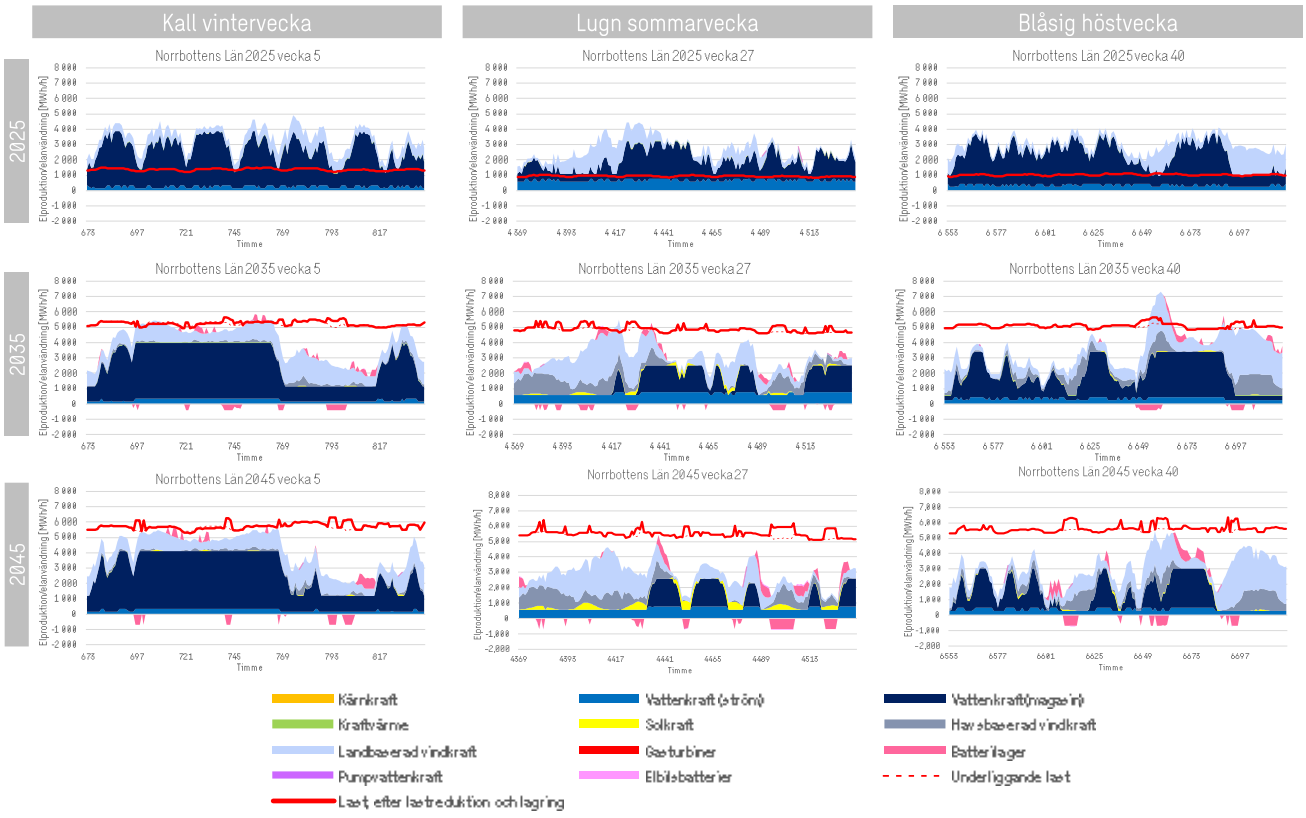
Medan vattenkraften fortsätter att utgöra den stabila grundbulten i Norrbottens elproduktion, ser vi potentiellt stora mängder land- och havsbaserad vindkraft tillkomma, upp till 30 TWh på längre sikt, som konsekvens av de annonserade industriella planerna. Begränsningar för ny vindkraft sätts framför allt av naturvärden, rennäringen och försvarsintressen och planerna är därför svårbedömda. Vår bedömning är att alla storskaliga elproduktionsprojekt i Norrbotten kommer landa på regeringens bord för avgörande. Den årliga elbalansen går från ett gediget överskott till ett underskott till år 2030.

Jämnast lastpofil i Sverige? Figur 36 visar Norrbottens elanvändningsprofil under kalla vinterveckor för 2025, 2035 och 2045. Den relativt platta profilen indikerar att elanvändningen i regionen är jämn och kontinuerlig, vilket skiljer sig från exempelvis Västra Götaland där toppar och dalar är mer framträdande. Grafen visar att Norrbottens elanvändning domineras av stora industriella behov med väldigt jämna dygnsprofiler, vilket skapar en jämn profil utan stora toppar eller dalar. Detta beror på att stål- och gruvnäringen och främst vätgasproduktionen gärna vill ha en konstant drift utan stora vätgas- eller produktmellanlager för att upprätthålla produktionen. Till skillnad från områden med hög andel hushålls- och tjänstesektoranvändning, där dygnsvariationer är tydliga (t.ex. högre elanvändning på morgonen och kvällen), är Norrbottens profil stabil över dygnet, men även över året.



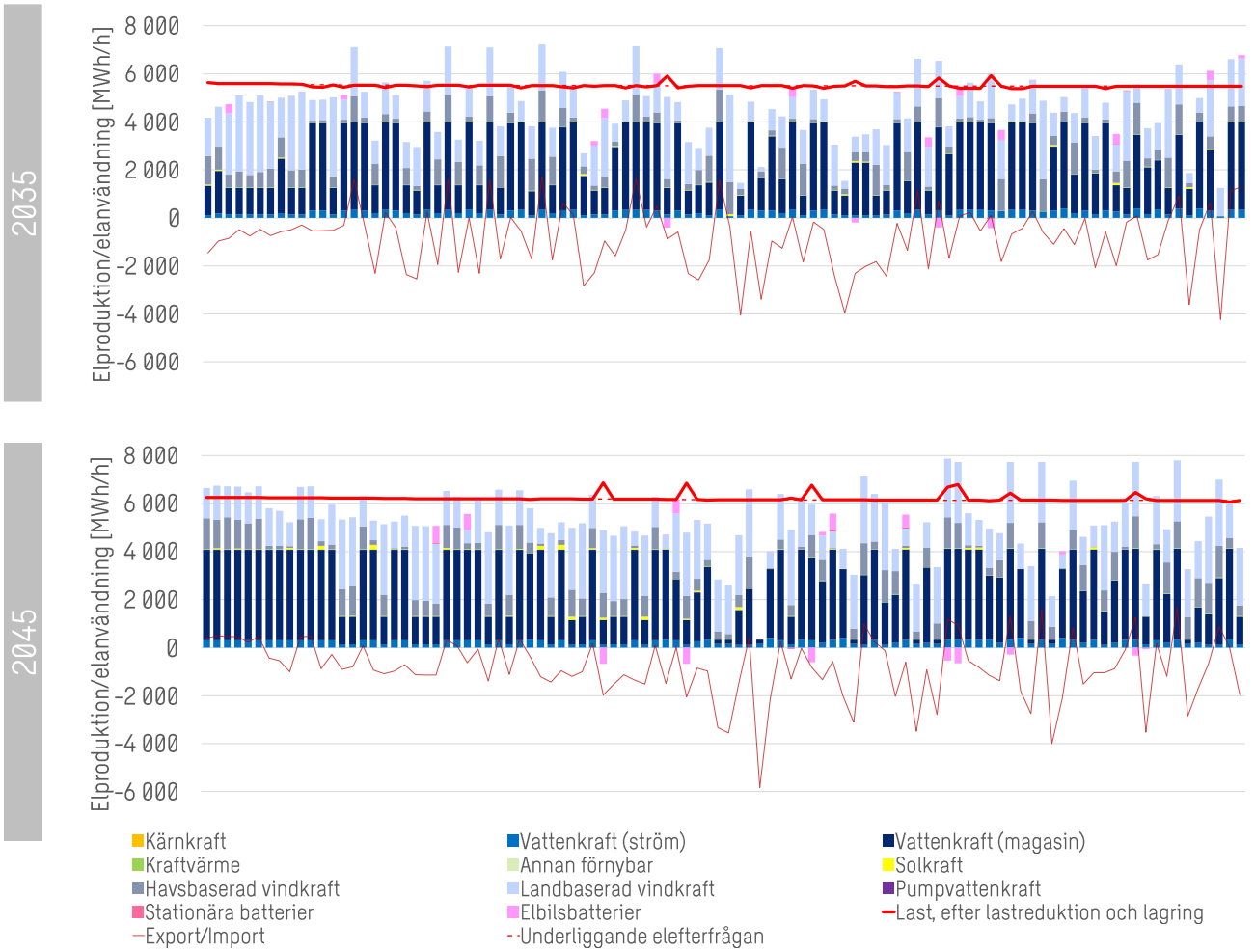
Figur 36: Elanvändning i Norrbottens län per timme vecka 5 år 2025, 2035 och 2045, Sweco högscenario, profilerna visar den underliggande lasten, flex inkluderas inte på vare sig produktions- eller lastsidan.

Norrbotten går mot en anmärkningsvärd förändring i sin effektbalans, från många timmar med elexport till många timmar med en negativ effektbalans. Under både vinter, sommar och höst blir effektunderskotten frekventa och omfattande redan 2035. Över större delen av året råder en stabilt positiv effektbalans i nuläget, med vattenkraft som huvudsaklig baskraft och stöd från vindkraft. Smärre effektunderskott uppstår under vissa perioder när lasten (röda linjen) överstiger den tillgängliga produktionen. Mot 2035 leder den kraftigt ökande efterfrågan till fler och större perioder av effektunderskott. Trots att mer havsbaserad vindkraft tillkommer förmår inte systemet att möta elbehovet. Effektbalansen 2045 är starkt negativ och beroende av kraftöverföring söderifrån. Ökningen i elförbrukning, driven av industrisatsningar och elektrifiering, överstiger vida produktionens kapacitet. Det framgår att väderberoende kraftproduktion, särskilt vindkraft, inte kan täcka behovet, varken under blåsiga höstveckor eller lugna sommarveckor. Efterfrågeflexibilitet från hushåll och servicesektorn är begränsad. Batterilager bidrar till att jämna ut prissvängningarna, men då länet har en negativ effektbalans de flesta av årets timmar finns det inte tillräcklig mycket överproduktion för att energilagring skulle kunna förbättra effektbalansen nämnvärt.



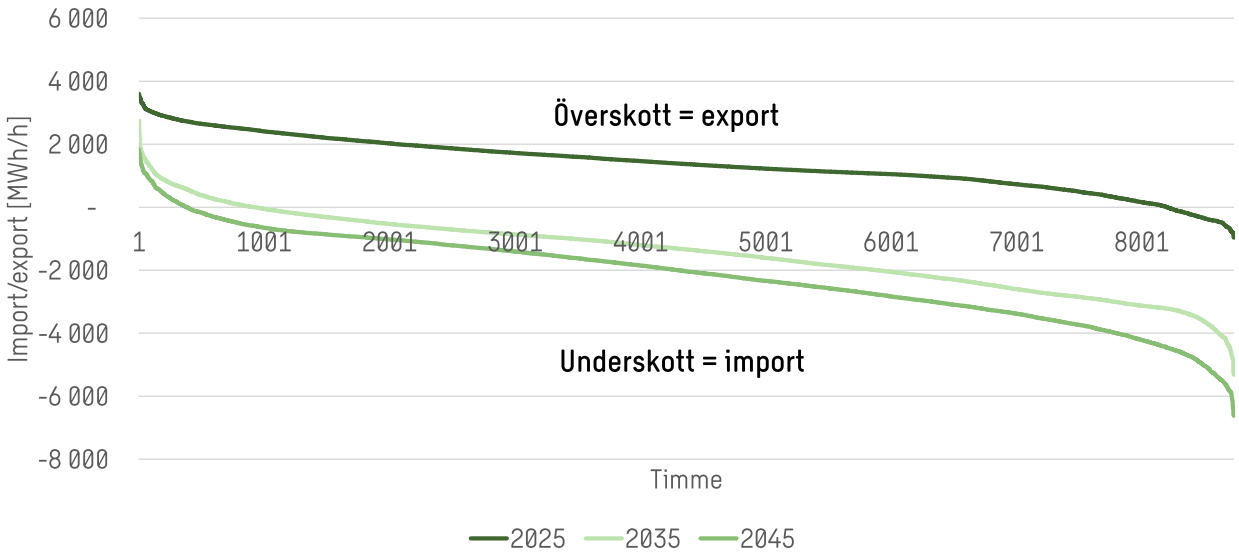
Figur 37: Effektbalansen i Norrbotten under tre olika veckor år 2025, 2035 respektive 2045

År 2035 kännetecknas av en kraftig ökning av lasten, där effektbehovet ofta når över 5 000 MW. Denna ökning drivs i huvudsak av en expansiv industri, inklusive fossilfritt stål och elektrifierade gruvor. Vattenkraften förblir en stabil och viktig bas för produktionen, men den räcker inte för att möta den snabbt växande efterfrågan. Vindkraften, både land- och havsbaserad, börjar spela en större roll, men dess beroende av väderförhållanden skapar variationer i tillgänglig energi. Under höglasttimmar uppvisar regionen ett betydande underskott, med importnivåer som ibland överstiger -4 000 MWh/h. Detta importberoende visar att den lokala produktionen inte kan matcha behoven under perioder av hög förbrukning.



Figur 38: Varaktighetskurva för last i Norrbotten år 2035 och 2045, samt elproduktion per kraftslag, energilager och flex för de 100 timmarna under ett år där lasten är som högst

År 2045 förstärks dessa trender ytterligare. Lasten under höglasttimmar når nya toppar på över 6 000 MW, vilket är ett direkt resultat av den fortsatta elektrifieringen av tung industri och transporter. Samtidigt växer havsbaserad vindkraft till att bli en betydande energikälla, samtidigt som dess väderberoende karaktär leder till större variationer i produktionen. Vattenkraften fortsätter att vara stabil men utgör en allt mindre del av den totala energimixen. Under höglasttimmar förvärras importberoendet jämfört med 2035, med underskott som kan överstiga -4 000 MWh/h, vilket tydligt visar att regionens produktion inte räcker till för att möta efterfrågan. När vindkraften producerar fullt samtidigt som vattenkraften också producerar max får Norrbottens län en positiv effektbalans och exporterar överskottet. Energilager bidrar till att jämna ut prissvängningarna, men då länet har en negativ effektbalans de flesta av årets timmar finns det inte tillräcklig mycket överproduktion för att energilagring skulle kunna förbättra effektbalansen nämnvärt. Energilager skulle dock kunna användas för att dra nytta av fluktuationerna i pris och tillgänglig effekt som orsakas av de stora mängder väderberoende produktion i systemet.



Figur 39: Varaktighetskurva för import/export från och till Norrbottens län 2025, 2035 och 2045

Av allt att döma, kommer Norrbottens län gå från överskott under nästa hela året till underskott under större delar av året inom 10 år och importbehovet förstärks ytterligare mot 2045. År 2025 är Norrbotten en stabil nettoexportör av el, med ett tydligt exportöverskott under större delen av året. Detta beror på den stora tillgången till vattenkraft och en växande andel vindkraft. Endast under ett fåtal timmar syns ett importbehov, vilket indikerar ett välbalanserat system med god kapacitet att täcka lasten.

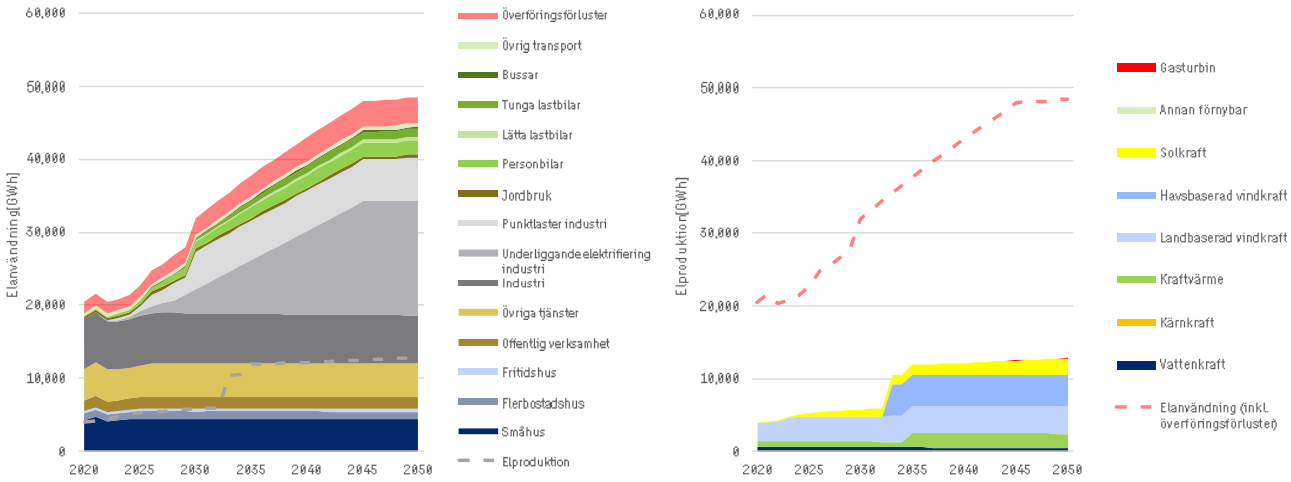
Redan 2035 vänds situationen upp och ner. Export förekommer endast under ett fåtal timmar under ett normalår och regionen blir beroende av att importera el de flesta timmarna för att få ihop effektbalansen. Detta beror främst på ett kraftigt ökat elbehov i regionen, drivet av nya industrisatsningar och en snabb elektrifiering av både industri och transporter. Samtidigt är produktionen mer beroende av väderberoende kraft som vindkraft, vilket leder till att systemet blir känsligare för variationer i produktionen.

År 2045 försämras effektbalansen ytterligare. Export förekommer endast under ett fåtal timmar under ett normalår och resten av året präglas av ett växande underskott där stora mängder import krävs för att balansera lasten. Grafen visar underskott som överstiger-6 000 MWh/h under vissa perioder, vilket tyder på att regionen inte längre kan möta sitt eget elbehov under många timmar. Detta innebär en stor sårbarhet för Norrbotten och kan skapa betydande utmaningar för både elförsörjningen och det nationella elsystemet.

Den här utvecklingen innebär att Norrbotten står inför flera viktiga utmaningar. Framför allt då i form av ett ökat överföringsbehov på lång sikt. Det är relevant att notera att svenska kraftnät har i regeringsuppdraget ”Mål för ökning av överföringskapaciteten mellan Sveriges elområden” slagit fast en målnivå för överföringskapacitet för norrgående kapacitet över snitt ett till 7500 MW år 2045, en ökning från 3300 MW idag. På sikt kan ytterligare lokal produktion, exempelvis mer vindkraft tillsammans innovativa lösningar som vätgaslagring, bidra till att minska importberoendet.

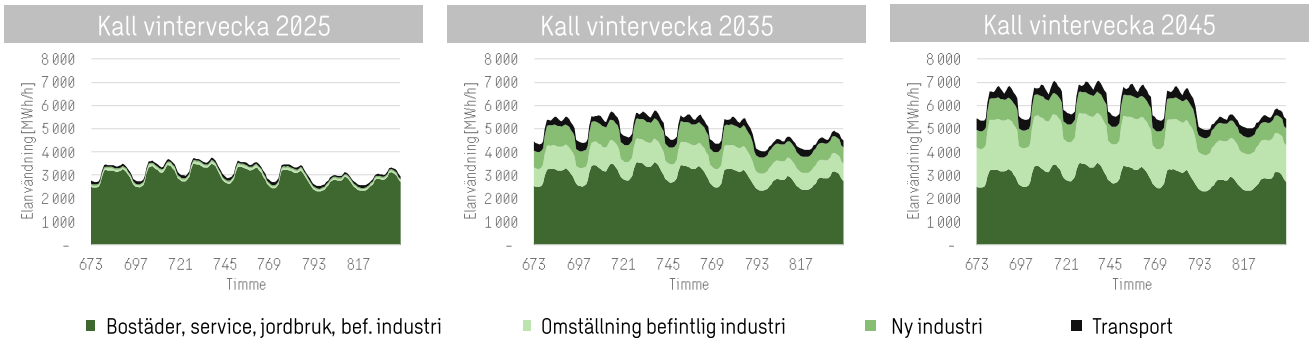
4.3 Västra Götaland – liten utbyggnad av vindkraft men stor ökning av elbehovet

I Västra Götaland väntas batteritillverkning, kemiindustrin och elektrifiering av hamnar driva utvecklingen av elanvändningen. I tillägg ser vi elektrifieringen av transportsektorn som signifikant. I Swecos scenarier ökar Västra Götalands elanvändning exklusive förluster med knappt 20 TWh fram till 2035, och ytterligare cirka 10 TWh till att nå drygt 45 TWh år 2045, vilket kan jämföras med dagens elbehov som ligger på knappt 20 TWh. Utvecklingen väntas ske främst i och runt Göteborg samt Mariestad och Lysekil.



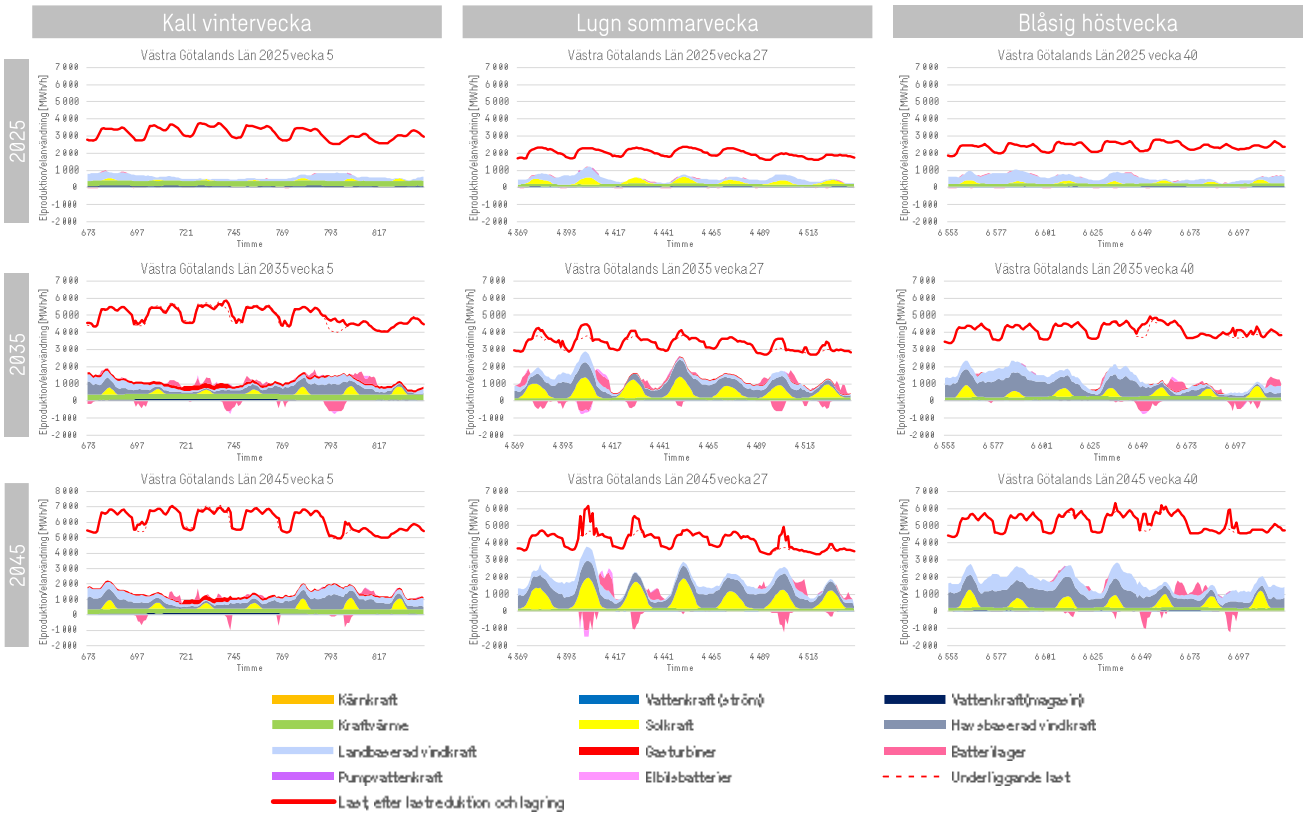
Figur 40: Illustration över elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Västra Götaland i Swecos högscenario

Elanvändningen är relativt stabil under veckan i vårt exempel med den kalla vinterveckan, med en total användning som når maximalt cirka 4 000 MWh/h vid toppar. Till 2035 ökar efterfrågan tydligt, särskilt från industrin. Toppbelastningarna blir mer frekventa och når nästan 6 000 MWh/h. Detta indikerar en växande utmaning för att möta efterfrågan under kalla vinterveckor, särskilt när temperaturen sjunker och efterfrågan på uppvärmning ökar. Till 2045, ökar efterfrågan ytterligare och topparna är högre än tidigare år, med maximala nivåer runt 7 000 MWh/h.



Figur 41: Elanvändning i Västra Götalands län per timme vecka 5 år 2025, 2035 och 2045, Sweco högscenario

Den möjliga ökningen av elproduktionen i Västra Götaland kommer främst från solkraft och havsbaserad vindkraft, troligtvis flytande även om kostnadsnivån kan antas vara hög. Utvecklingen kommer dock troligtvis inte kunna hålla jämna steg med elanvändningsutvecklingen. Följaktligen försämras effektbalansen i länet framöver, vilket leder till ett stort behov av nätutbyggnad för att försörja regionen eller för att ansluta ytterligare elproduktion. I scenariot antar vi att en 300 MW gasturbin kommer på plats för att hjälpa till att hantera effektopppar.

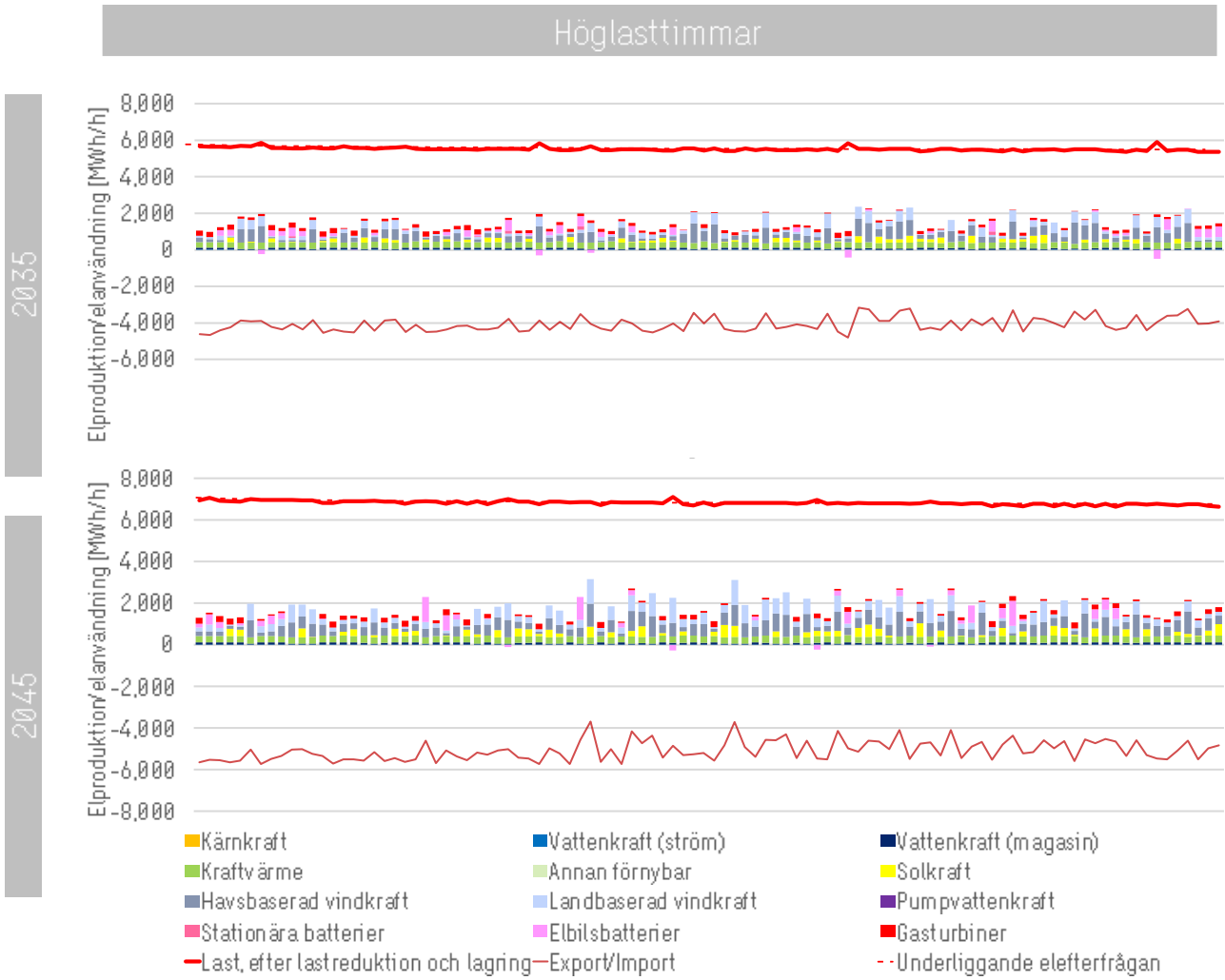


Figur 42: Effektbalansen i Västra Götaland under tre olika veckor år 2025, 2035 respektive 2045

Redan idag har Västra Götaland en negativ effektbalans under hela året. Den röda lastlinjen (efterfrågan) ligger över den lokala produktionen under hela året, vilket innebär att regionen har ett omfattande importbehov och inte minst under stora delar av kalla vinterveckor. Underskottet är särskilt märkbart när efterfrågan är som högst och produktionen från vind- och solkraft är låg. De befintliga kraftkällorna – främst kraftvärme, vattenkraft, och landbaserad vindkraft – täcker bara en del av lasten.

Till 2035 förvärras underskottsproblematiken i takt med att efterfrågan ökar, delvis på grund av fortsatt elektrifiering och industrisatsningar. Till 2035 installeras 300 MW gasturbiner men producerar mest under de kalla vinterveckorna, övrig tid finns det tillräckligt med billig kraft tillgängligt för import.

År 2045 är effektbalansen på länsnivå fortsatt mycket negativ. Under större delen av året är importbehovet konstant högt eftersom lasten vida överstiger den inhemska produktionen. Batterier och gasturbiner (300 MW nya gasturbiner finns med i vårt scenario) bidrar, men påverkar inte effektbalansen nämnvärt.



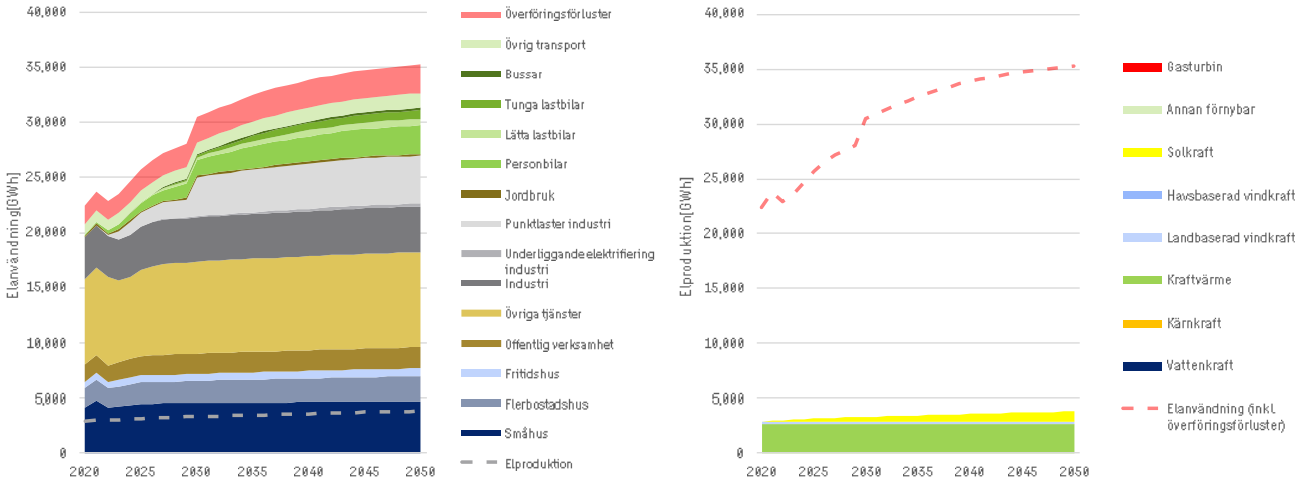
Figur 43. Varaktighetskurva för last i Västra Götaland år 2035 och 2045, samt elproduktion per kraftslag, energilager och flex för de 100 timmarna under ett år där lasten är som högst

Under höglasttimmar år 2035 är lasten tydligt högre än den lokala produktionskapaciteten. Effektbalansen visar ett underskott där import krävs för att täcka bristen. Produktionsprofilen präglas av en relativt stabil andel vattenkraft och kraftvärme, medan den väderberoende vind- och solkraften varierar mer. Batterilager används i viss mån för att jämna ut fluktuationer, men deras påverkan är fortfarande marginell. Det genomsnittliga underskottet under dessa timmar ligger runt -3 500 MWh/h, vilket tydligt visar på regionens beroende av externa leveranser. Under låglasttimmar är lasten betydligt lägre, men effektbalansen är fortfarande ansträngd. Produktionen från vattenkraft och vindkraft gör att underskotten minskar men genomsnittsunderskottet är ändå knappt -2000 MWh. Batterier används mer frekvent för att dra nytta av prisfluktuationerna som induceras av den väderberoende produktion i SE3 och resten av landet.

År 2045 har lasten under höglasttimmar ökat ytterligare, vilket ytterligare försämrar effektbalansen. Trots att havsbaserad vindkraft nu bidrar i större utsträckning och mängden installerad solkraft ökat försämras effektbalansen ytterligare. Underskotten är betydande och pendlar mellan ca -1 000 och -6 000 MWh/h, med ett medelvärde på knappt 3 500 MW, vilket speglar ett fortsatt hög importberoende för att upprätthålla balansen. Vattenkraftens bidrag är oförändrat, men dess relativa andel i produktionsmixen minskar i takt med att lasten ökar. Batterier fortsätter att dra nytta av prisfluktuationerna som induceras av den väderberoende produktion i SE3 och resten av landet.

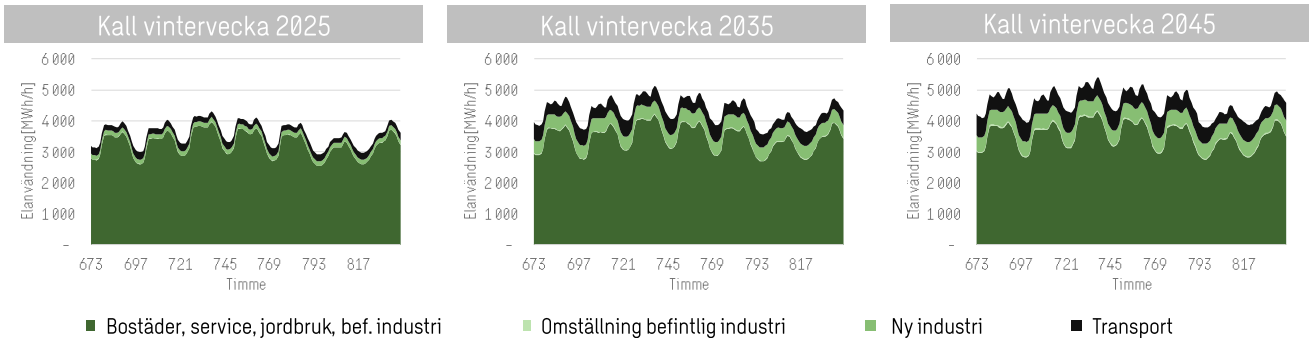
4.4 Stockholms län – transportelektrifiering, datacenter och hamnar

I Stockholms län väntas framför allt elektrifiering av transportsektorn driva utvecklingen av elanvändningen, men även elektrifiering av hamnar och nya datacenter. I scenariot ökar Stockholms län elbehov i rask takt från drygt 20 TWh idag till drygt 35 TWh 2035, sedan planar ökningen ut till 35 TWh år 2045. Utvecklingen väntas ske främst i kommunen Stockholm.



Figur 44: Illustration över elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Stockholms län i Swecos högscenario

Elförbrukningen i Stockholms län under kalla vinterveckor förväntas öka avsevärt mellan 2025 och 2045, med betydande förändringar i både total efterfrågan och dygnsvariationer. År 2025 når elförbrukningen drygt 4 000 MWh/h under en vintervecka. Till 2035 ökar elförbrukningen markant, främst på grund av elektrifieringen av transportsektorn och nyetableringar av datacenter. År 2045 når elförbrukningen nya höjder, med toppar en bra bit över 5 000 MWh/h under vissa timmar. Transportsektorns andel av elanvändningen blir mer framträdande, och variationerna mellan dygnets toppar och dalar blir tydligare, vilket ställer högre krav på elsystemet. En ökande smarthet och flexibilitet i fordonsladdningen kan ha en mycket stor påverkan att avhjälpa variationer i effektbehov för att nyttja befintlig nätkapacitet på ett optimalt sätt. Till exempel, om all laddning kan schemaläggas till natten kan effektbehovet dagtid kapas med ett par hundra MW.



Figur 45: Elanvändning i Stockholms län per timme vecka 5 år 2025, 2035 och 2045, Sweco högscenario. Profilerna visar den underliggande lasten där flex inte inkluderas

Föga förvånande visar Stockholms effektbalans på timnivå på ett stort underskott av produktion i regionen, jämfört med lasten. Regional elproduktion är mycket begränsad och består främst av kraftvärme, som kompletteras i huvudsak av solkraft och batterier. Detta gör att Stockholm i princip helt förlitar sig på import för att möta sitt elbehov och idag finns det en importkapacitet på knappt 4000MW. Under höglasttimmar på vintern är effektbehovet ofta över 3000MW. Lugna

sommarveckor är förbrukningen en bra bit lägre än under vinterveckan, och solkraft bidrar marginellt under dagtid, men regionen är fortfarande helt beroende av import för sin försörjning, med ett effektbehov på drygt 1500MW.

Figur 46: Effektbalansen i Stockholms län under tre olika veckor år 2025, 2035 respektive 2045

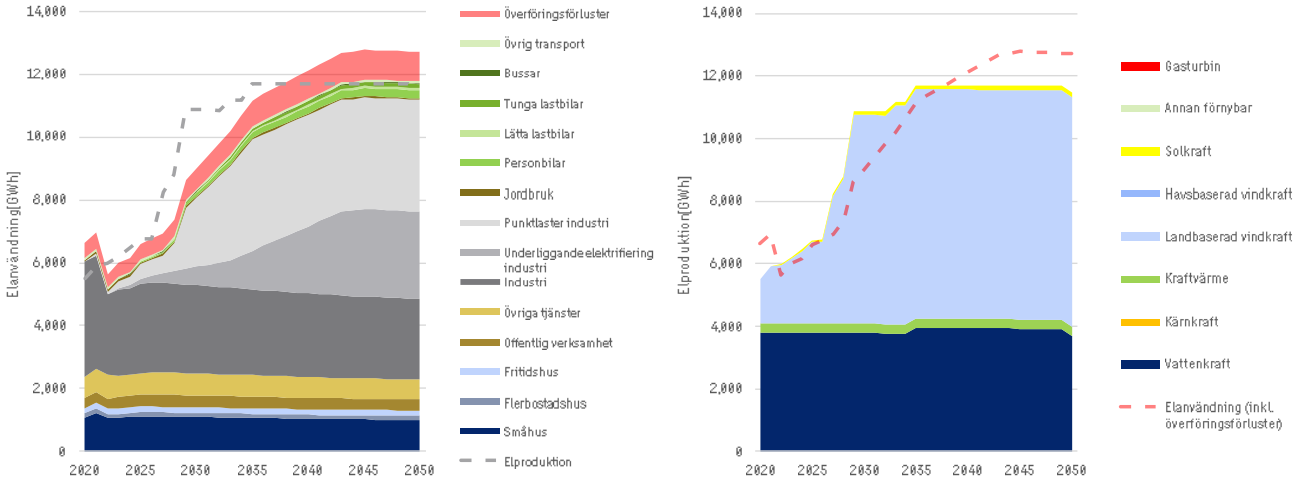
Till år 2035 sker en viss utbyggnad av solkraften, vilket minskar importberoendet något under sommarveckan. Genom aktiv styrning av batteriernas in- och utmatning absorberas en del av den billiga solelproduktionen och matas tillbaka till nätet under kvällstid. Denna förflyttning av elproduktion i tid får ingen påverkan på Stockholms självförsörjningsgrad, men skapar en jämnare nivå av elnätsutnyttjande, vilket är samhällsekonomiskt effektivt, och hjälper till att utjämna elpriser.

Samtidigt som en viss utbyggnad av produktionskapacitet förväntas så ökar även lasten, under höglasttimmar ligger lasten runt 4 000–5 000 MWh/h både år 2035 och 2045. Detta gör att underskotten i effektbalansen växer, ofta till nivåer över -4 000 MWh/h. I scenariot bibehålls Stockholms län omfattande importberoende. Överföringskapaciteten till regionen kan behöva förstärkas för att hantera det ökade importbehovet, men insatser för ökad lokal produktion samt energilagring skulle stärka regionens självförsörjningsgrad och även potentiellt minska behovet av elnätsutbyggnad. Vidare behöver efterfrågeflexibilitet främjas, exempelvis genom smarta nät och dynamisk prissättning, för att minska topparna i elförbrukningen.

Kraftvärmens bidrag till Stockholms läns självförsörjningsgrad vad gäller el är inte särskilt stort. Det som inte syns i figuren är kraftvärmens implicita bidrag till effektbalansen, då uppvärmning med hjälp av fjärrvärme i en stad minskar behovet av el till uppvärmning. Detta bidrag är framför allt värdefullt under topplasttimmen, då uppvärmning annars hade behövt ske med hjälp av el, vilket hade ökat effektbehovet ytterligare.

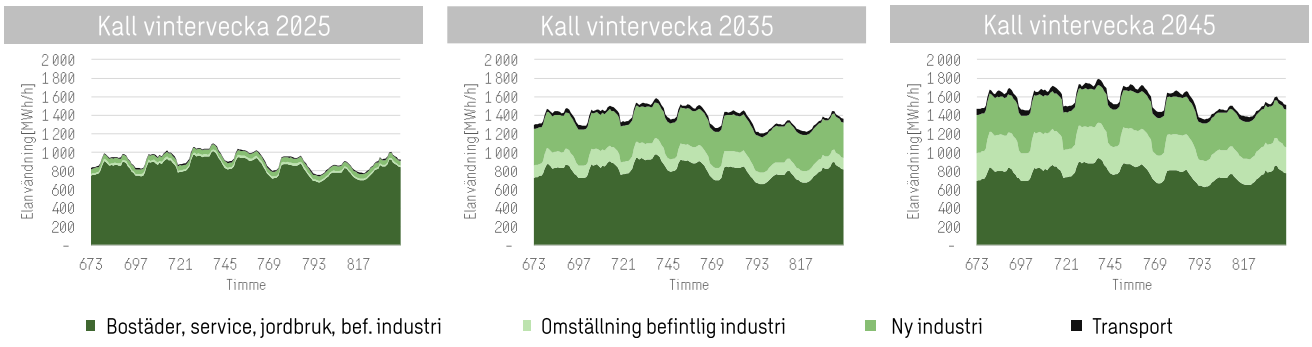
4.5 Dalarnas län – datacenter och vindkraft

I Dalarna är det framför allt datacenter, som Google i Avesta kommun och EcoDatacenter i Falun, som driver utvecklingen av elanvändningen. Den tidigare tilltänkta etableringen av en batterifabrik i Northvolts regi som planerades ta över lokalerna efter Stora Ensos nedlagda pappersfabrik i Borlänge skulle ha inneburit en ännu större last än den tidigare pappersverksamheten, men planerna är numera avbrutna. Tomten kommer i stället att användas till EcoDatacenters etablering. I högscenariot bedöms elanvändningen öka med drygt 6 TWh till 2045 från dagens cirka 6 TWh, alltså mer än en dubblering. Det finns många potentiella landbaserade vindkraftsprojekt som kan dubbla elproduktionen i länet på sikt. Beroende på utbyggnadstakt och utfallet av planerna på nya datacenter så har Dalarna potential att hålla balansen mellan elproduktion och -behov inom länet.



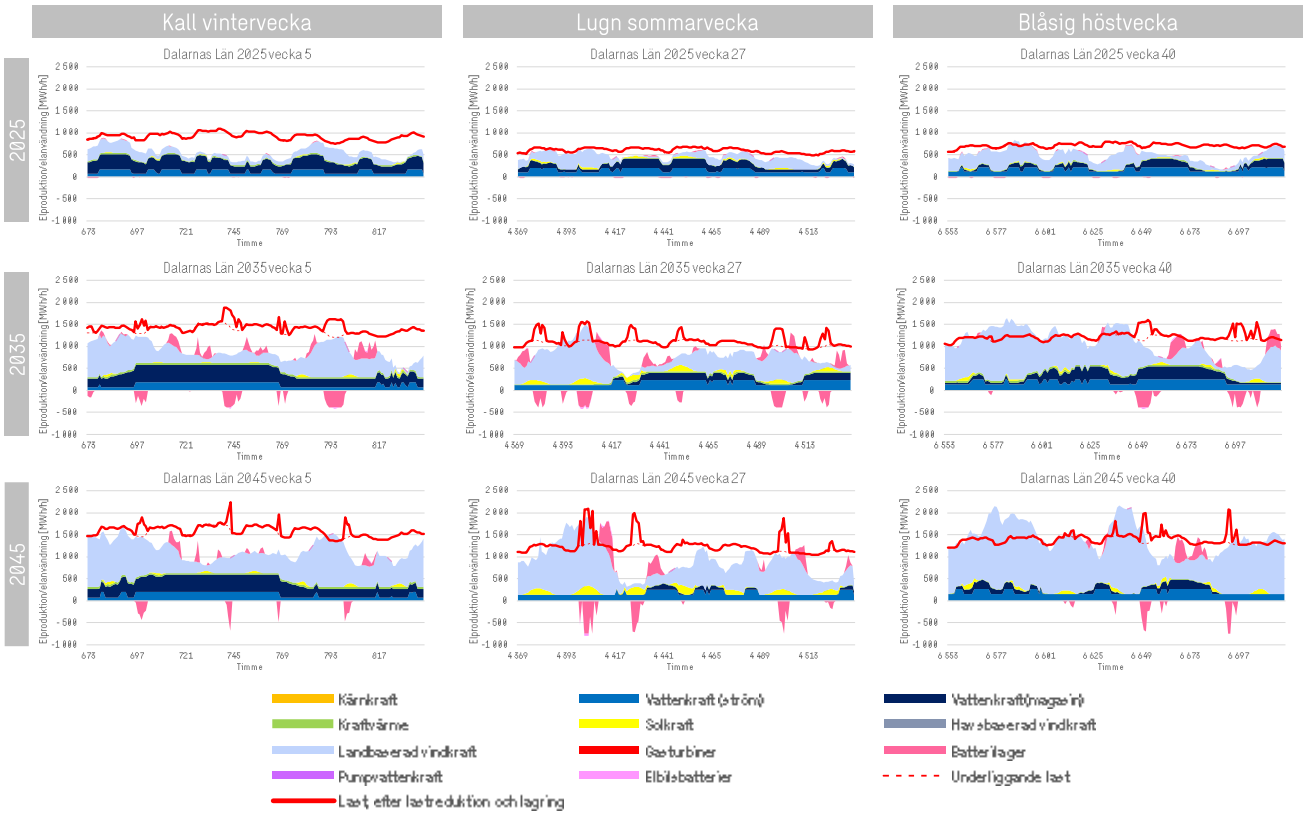
Figur 47: Illustration över elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Dalarna i Swecos högscenario

Lastprofilerna för en kall vintervecka 2025, 2035 och 2045 visar en tydlig ökning av elanvändningen över tid, med särskilt stark tillväxt i industrisektorerna, se Figur 48. År 2025 är elförbrukningen relativt låg och stabil, med toppar runt 1 000–1 100 MWh/h. Till år 2035 har elanvändningen ökat märkbart, med toppar som närmar sig 1 600 MWh/h. Denna tillväxt drivs av ökande elektrifiering i både främst industrin. År 2045 når elförbrukningen nya höjder, med toppar runt 1 800 MWh/h. Omställningen av befintlig industri har accelererat och bidrar till topplasten under dagtid.



Figur 48: Elanvändning i Dalarna per timme vecka 5 år 2025, 2035 och 2045, Sweco högscenario

Figur 49 visar hur elsystemet i Dalarna fram till 2045 en genomgår en tydlig förändring, där elanvändningen ökar stadigt samtidigt som energimixen diversifieras. År 2025 präglas länet av stabil elförbrukning, som ligger runt 1 000 MWh/h en kall vintervecka. Produktionsmixen domineras av vattenkraft, som utgör basen för energiförsörjningen i regionen. Landbaserad vindkraft bidrar också medan solkraft och batterier har mycket små roller. Förbrukningen är något högre på morgonen och kvällen, men variationerna är relativt små. Regionen klarar till stor del sin egen elförsörjning, men import krävs under vissa timmar, särskilt under höglastperioder.



Figur 49: Effektbalansen i Dalarnas län under tre olika veckor år 2025, 2035 respektive 2045

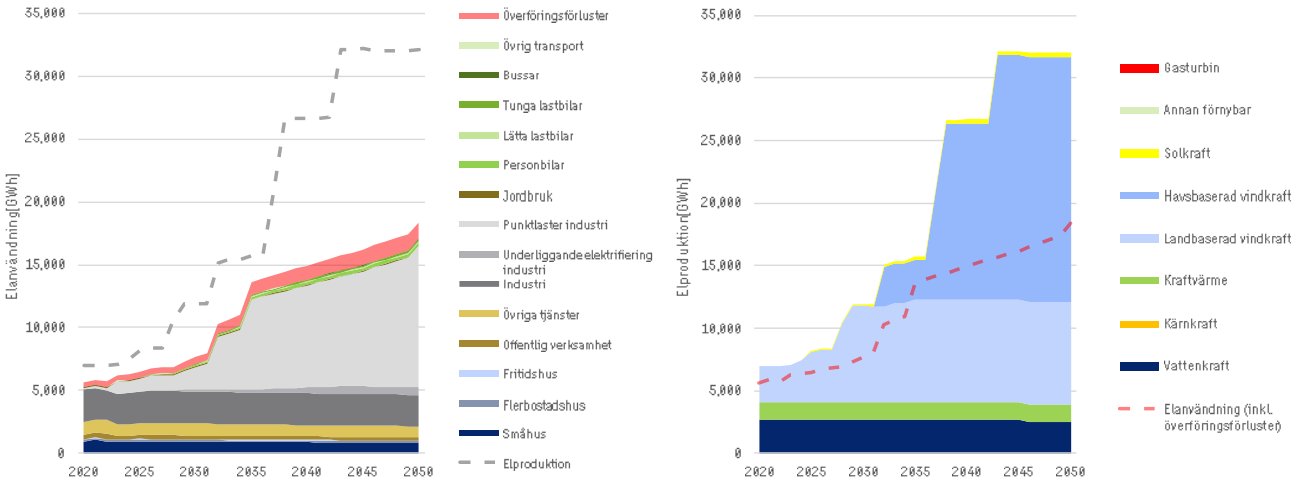
Till 2035 ser vi en märkbar ökning av elanvändningen, med en genomsnittlig förbrukning på cirka 1 200–1 500 MWh/h. Produktionen utvecklas också, med ett större bidrag från landbaserad vindkraft, särskilt under blåsiga veckor. Under sommaren kan även solkraftens bidrag identifieras. Batterikapaciteten i regionen ökar och börjar användas för att hantera variationer i produktionen. Vattenkraften förblir ett mycket viktigt kraftslag som tack vare sin flexibilitet kan komplettera vindkraftens intermittenta produktionsbeteende. Under kalla vinterveckor och lugna perioder utan mycket vind kvarstår dock ett visst importberoende.

År 2045 är förändringarna ännu tydligare. Elförbrukningen når nya toppar på drygt 2 000 MWh/h och variationerna blir mer uttalade, med mycket höga toppar när batterier laddar.

4.6 Gävleborgs län – ett potentiellt nytt powerhouse på östkusten

I Gävleborgs län är det framför allt vätgasproduktion och datacenter som driver utvecklingen av elanvändningen. Region Gävleborg driver initiativet Mid Sweden Hydrogen Valley, som syftar till att skapa ett integrerat vätgassamhälle som i förlängningen ska leda till minskade utsläpp. Initiativet samlar aktörer från olika delar av värdekedjan, från industrin, transportsektorn till akademin och offentlig sektor. Skyborn Renewables och Lhyfes planerade vätgasproduktionsanläggning i Söderhamn är ett exempel för hur detta kan realiseras. Under 2030-talet ökar behovet

snabbare takt. Totalt rör det sig om en ökning på cirka 10 TWh till år 2045. Under samma period ökar elproduktionen med nästan 30 TWh, vilket stärker Gävleborgs elbalans framöver.



Figur 50: Illustration över elanvändnings- elproduktionsutveckling i Gävleborg i Swecos högscenario

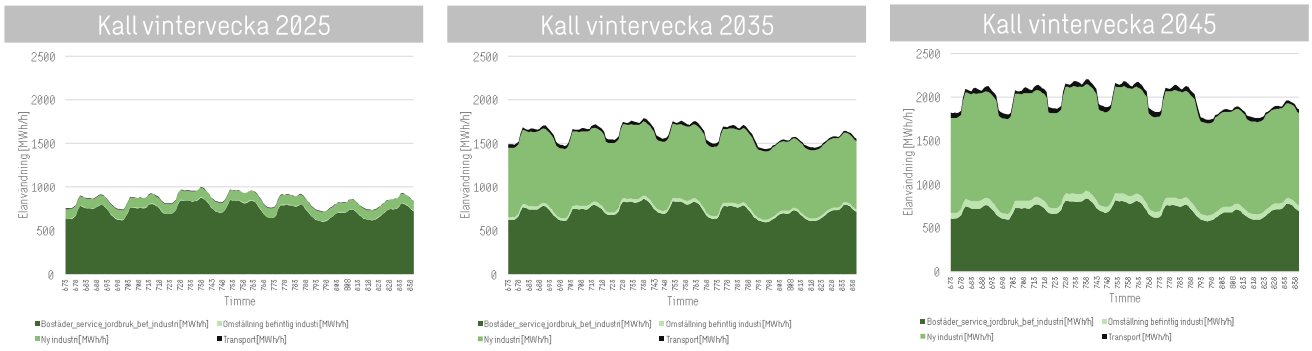
Industrins elanvändning i Gävleborg utgörs till stor del av ett fåtal aktörer inom stål- och pappersindustri, med sex större elanvändare som tillsammans står för nästan 90 % av industrins totala elanvändning. I tidigare analyser från Sweco[15] beskriver industriella aktörer i Gävleborg att deras elanvändning har legat relativt stabilt de senaste åren och att deras elanvändning på kort sikt kommer drivas av en mindre organisk tillväxt. Det finns dock ett flertal industrier som överväger när och hur en omställning av fossilberoende processer kan ske, till exempel via vätgas eller en renodlad elektrifiering av processerna. Dessa planer uppges dock vara i ett tidigt skede vilket gör det svårt för bolagen att uppskatta hur stor påverkan dessa investeringar skulle ha, i form av ett ökat effektuttag och energianvändning. I stort kan det konstateras att de satsningar som förväntas inom stålindustrin främst kretsar kring vätgasproduktion på plats, medan aktörer inom pappersmassaindustrin främst nämner implementering av så kallad bio-carbon-capture and storage (BECCS) och eventuellt produktion av elektrobränslen. Elanvändningen ökar från nuvarande cirka 6 TWh med knappt 1,5 TWh till 2030.

Många projekt inom vindkraft är under utveckling i Gävleborg, både landbaserad och havsbaserad vindkraft är aktuellt i länet. I princip alla havsområden utan uppenbara intressekonflikter utanför Gävleborgs kust omfattas av någon intressents planer för havsbaserad vindkraft.

Regional effektöverskott på lång sikt. Den kortsiktiga effektbalansen i Gävleborg varierar mellan överskott och underskott under ett år. Under en kall och vindstilla vintervecka saknas effekt i länet, men under blåsiga och varma veckor har länet kapacitet att exportera under nästan alla timmar under en vecka. På längre sikt ökar effektbehovet, framför allt i industrin, men den installerade kapaciteten ökar ännu snabbare. Givet att planer för att öka den installerade vindkraftskapaciteten både på land och till havs realiseras finns goda förutsättningar för Gävleborg att möta effektbehovet och även exportera under många av årets timmar.

Lastprofilerna för en kall vintervecka 2025, 2035 och 2045 i Gävleborg visar en tydlig förändring i elanvändningen över tid, med ökande efterfrågan och större variationer mellan olika sektorer, se Figur 51. År 2025 ligger elanvändningen på cirka 900 MWh/h. Till 2035 har elanvändningen ökat markant, till cirka 1 500–1 700 MWh/h, vilket drivs av en växande industri. År 2045 når elanvändningen toppar på cirka 1 800–2 200 MWh/h under vissa timmar.

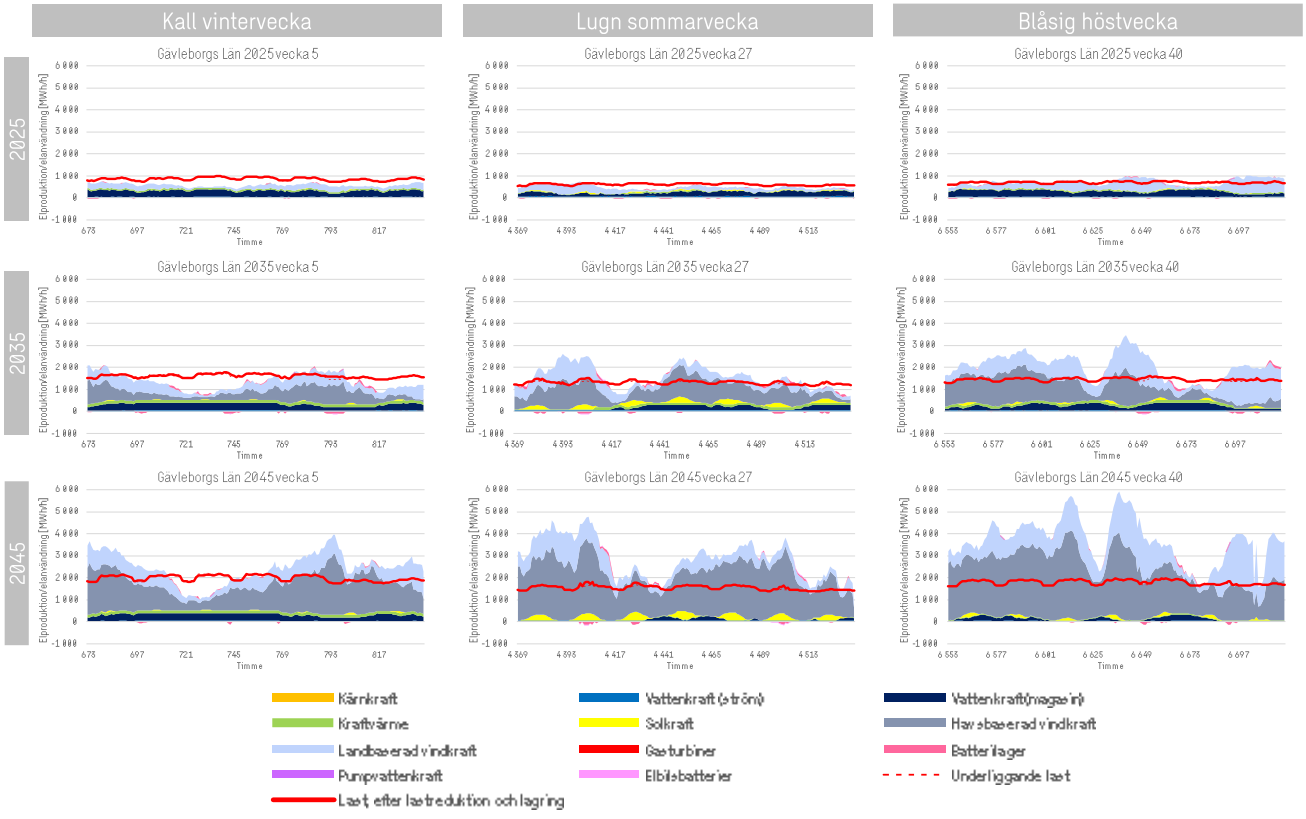
[15] *Sweco: Elkraftförsörjning i Gävleborg – en framtidsriktad analys (2021)*



Figur 51: Elanvändning i Gävleborg per timme vecka 5 år 2025, 2035 och 2045, Sweco högscenario

Under 2025 är Gävleborgs elanvändning relativt låg och stabil, med förbrukning som ligger strax under 1 000 MWh/h under kalla vinterveckor och ännu lägre under sommar- och höstveckor. Den lokala produktionen domineras av vattenkraft från magasin, vilket kombinerat med landbaserad vindkraft täcker en betydande del av den regionala efterfrågan. Under 2025 är regionen ofta i effektbalans med begränsad export under blåsiga perioder och ett mindre importbehov under högbelastningstimmar, särskilt under kalla vinterveckor.

Figur 52 visar en tydlig utveckling av både elproduktion och elanvändning mellan 2025 och 2045, tar havsbaserad vindkraft får en alltmer framträdande roll. Även den landbaserade vindkraften bidrar med en ansenlig elproduktion under blåsiga timmar. I scenariot har Gävleborg en stabilt ökande elanvändning med en relativt platt profil, vilket kombinerat med en variabel elproduktion skapar stora skillnader i import och exportbehov från timme till timme.



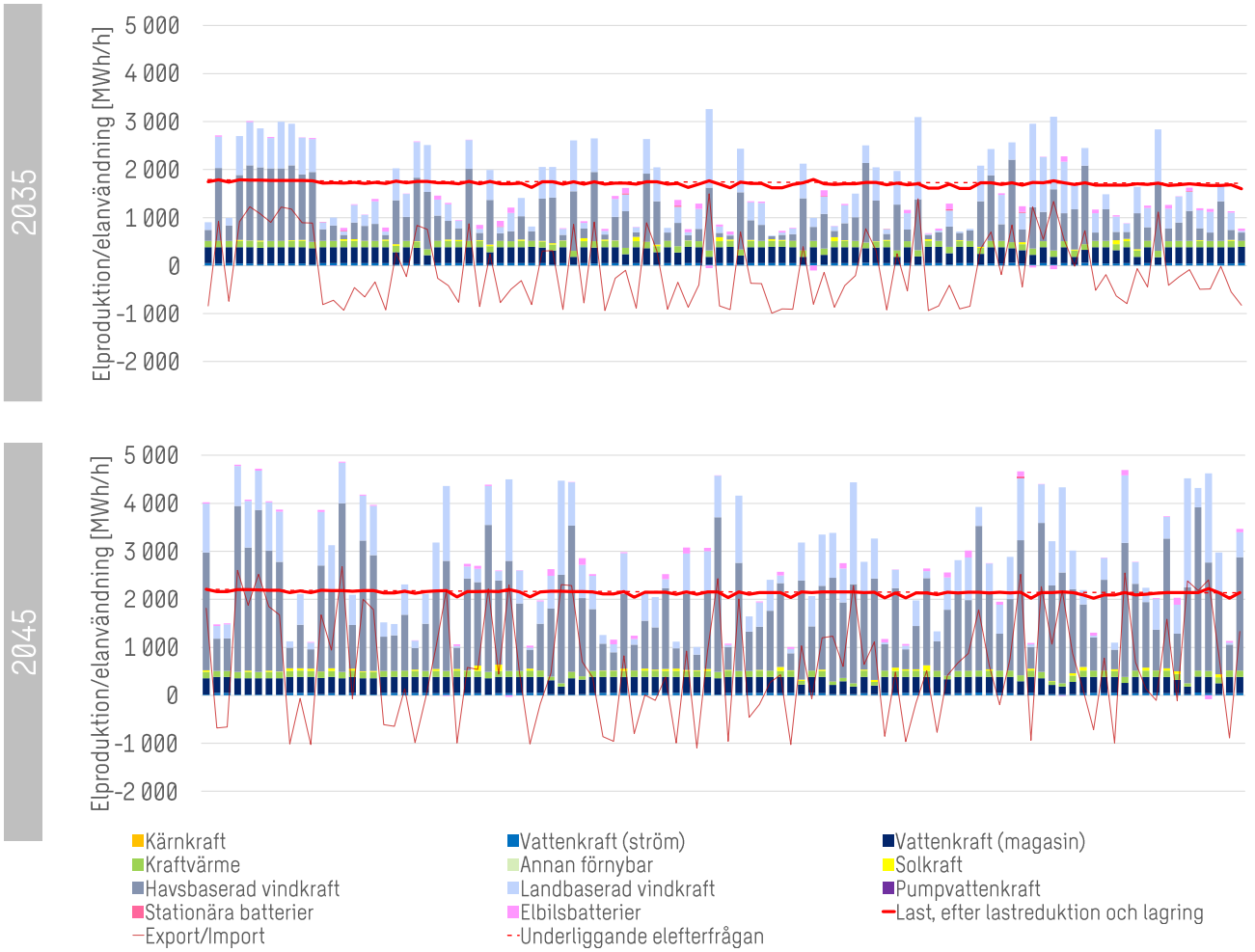
Figur 52: Effektbalansen i Gävleborg under tre olika veckor år 2025, 2035 respektive 2045

År 2035 börjar både landbaserad och havsbaserad vindkraft bidra med en ökande produktion. Till 2045 har elsystemet i Gävleborgs län ett tydligt exportfokus, med betydande bidrag från både land- och havsbaserad vindkraft. Under blåsiga höstveckor ökar produktionen kraftigt, med toppar som vida överstiger lokal efterfrågan, vilket leder till omfattande export.

Under kalla vinterveckor ökar elanvändningen något, och framöver kvarstår fortfarande ett importbehov vid hög efterfrågan och låg vindkraftsproduktion.

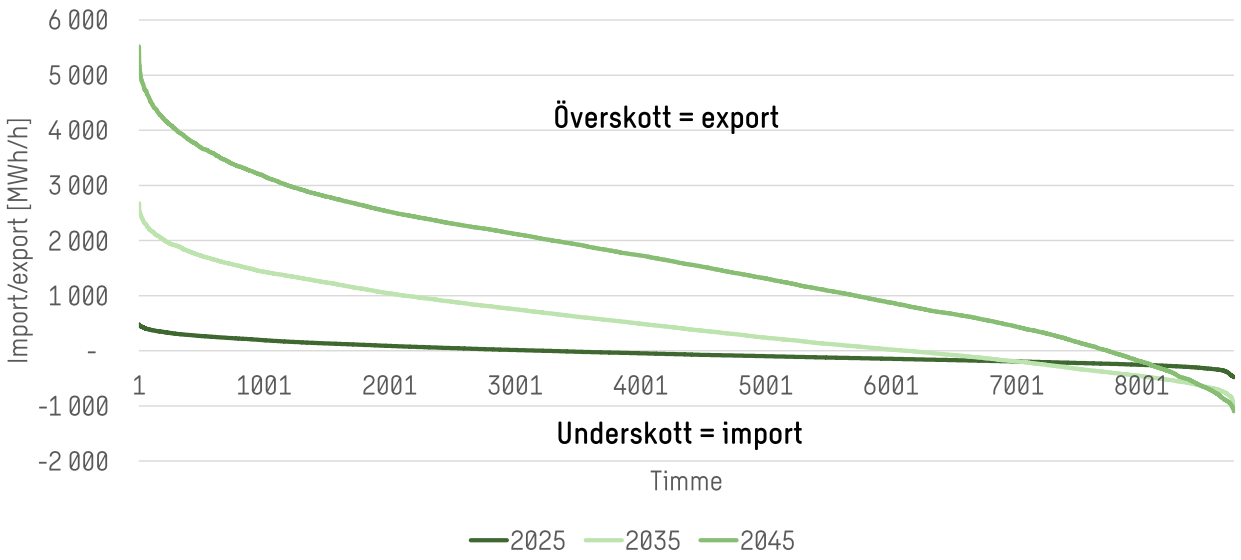
Den positiva utvecklingen av effektbalansen i Gävleborg märks vid jämförelse av elproduktion och -användning under de timmar på ett år när elanvändningen är som högst. I Figur 53 visualiseras elanvändningen per timme som en röd streckad linje. När den regionala elproduktionen överstiger det regionala elbehovet uppstår en exportmöjlighet och om det omvända råder har regionen ett importbehov, vilket illustreras av den röda linjen.

I Gävleborg finns ofta kapacitet till export även under de timmar då den regionala lasten är som högst, vilket Figur 48 visualiserar. Under höglasttimmar 2035 ligger lasten i länet på en stabil nivå kring 1 500–2 000 MWh/h, men produktionen från framför allt landbaserad vindkraft genererar ett betydande överskott. Effektbalansen under dessa timmar är positiv, och regionen exporterar ofta runt 1 000 MWh/h. Till 2045 ökar lasten under höglasttimmar lite jämfört med 2035, men produktionen från både land- och havsbaserad vindkraft ökar markant. Effektbalansen är positiv under majoriteten av höglasttimmarna, och överskottet överstiger många gånger 2 000 MWh/h.



Figur 53. Varaktighetskurva för last i Gävleborg år 2035 och 2045, samt elproduktion per kraftslag, energilager och flex för de 100 timmarna under ett år där lasten är som högst

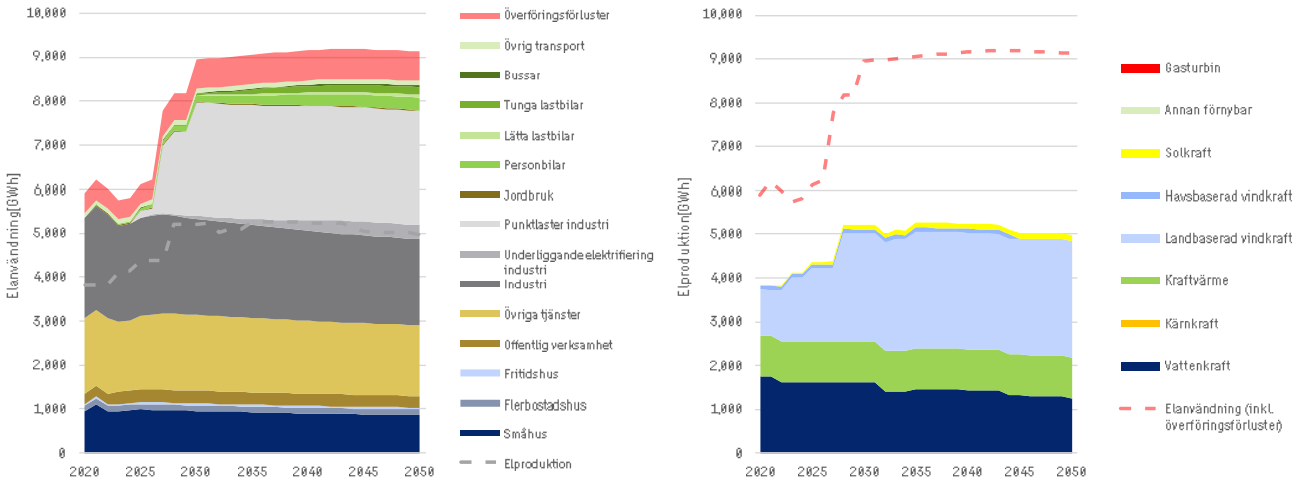
Figur 54 visar import och export till och från Gävleborg som ett varaktighetsdiagram för de tre nedslagsåren. Figuren visar att Gävleborg går från att ha ungefär lika många export- som importtimmar år 2025, till att ha ett mycket stort antal timmar med varierande stor effekt att exportera.



Figur 54. Import och export från och till Gävleborg 2025, 2035 och 2045

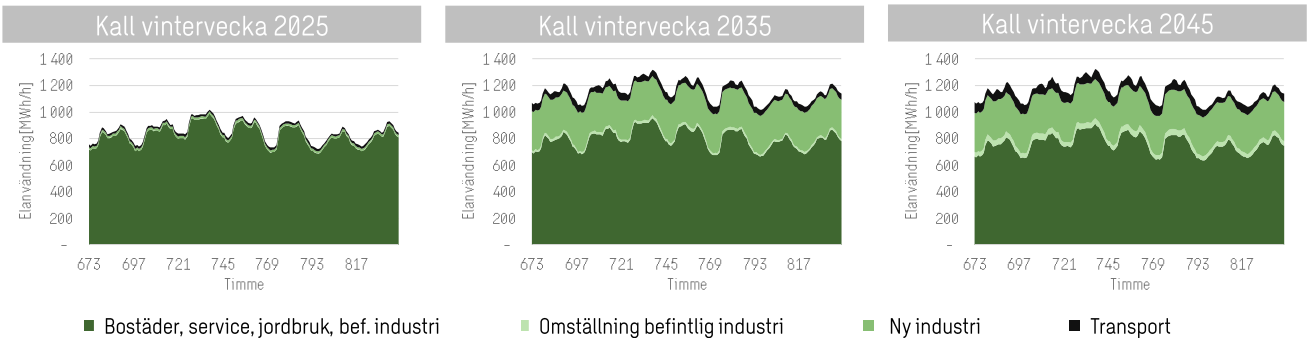
4.7 Värmlands län – oförändrat efter 2030

Värmlands län förväntas få en ökad elanvändning till 2030, främst i kommunerna Grums och Karlstad. I Swecos scenarier ökar Värmlands elanvändning från knappt 5,5 TWh med cirka 3 TWh fram till 2035. Därefter är den i princip oförändrad till 2045, och landar på totalt cirka 8,5 TWh. Vi ser inte att elproduktionen byggs ut i samma eller högre takt, varför den negativa elbalansen i länet kvarstår. Den ökade elproduktionen i Värmland består främst av landbaserad vindkraft.



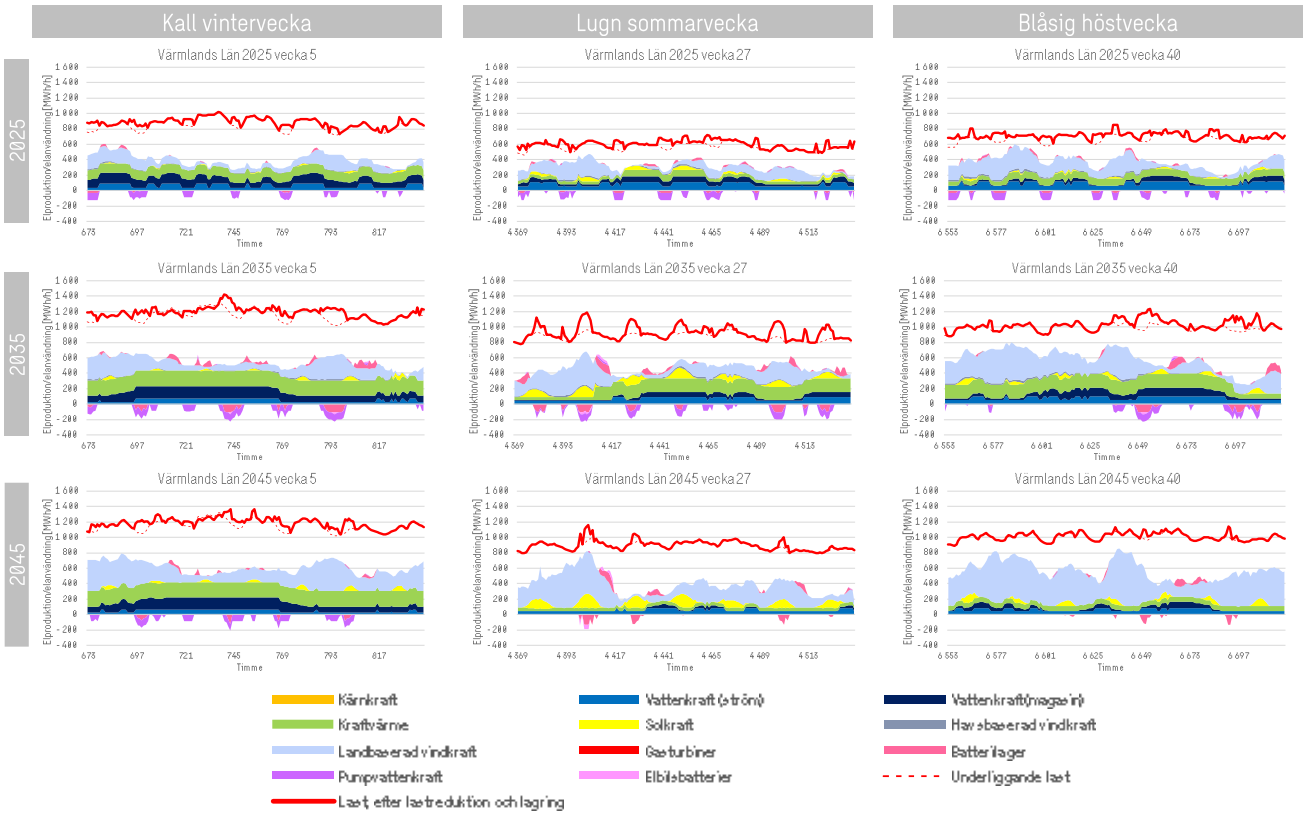
Figur 55: Illustration över elanvändnings-och elproduktionsutveckling i Värmland i Swecos högscenario

Lastprofilerna för kalla vinterveckor 2025, 2035 och 2045 visar en tydlig förändring i elanvändningen, där totala volymer ökar markant till 2035, se Figur 56. År 2025 är elanvändningen relativt låg och stabil, med förbrukning mellan 800 och 1 000 MWh/h. Till 2035 ser vi en tydlig ökning i den totala elanvändningen, som nu når mellan 1 000 och 1 300 MWh/h. Denna ökning drivs av elektrifiering av transportsektorn och en växande industri. År 2045 når elanvändningen toppar på 1 300 MWh/h.



Figur 56: Elanvändning i Värmlands län per timme vecka 5 år 2025, 2035 och 2045, Sweco högscenario

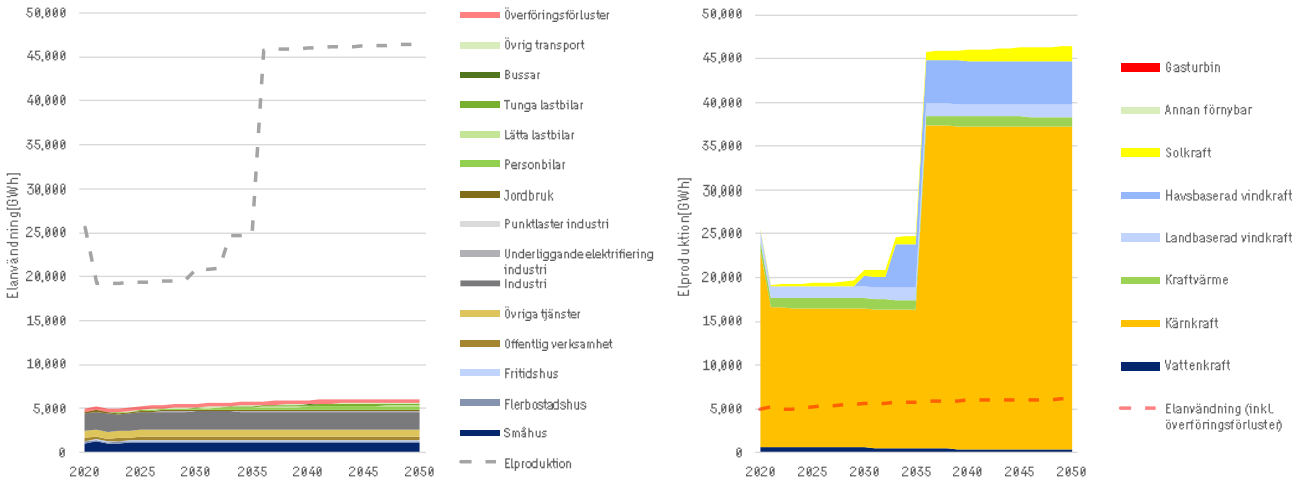
Lokal produktion består huvudsakligen av vattenkraft från magasin, kraftvärme och vindkraft. Tillväxten i den regionala elproduktionen är i huvudsak landbaserad vindkraft, men även en del solkraft. Under blåsiga höstveckor ökar vindkraftens bidrag, vilket minskar importbehovet temporärt. Pumpkraft i Letten och Kymmen samt batterilager används mer frekvent för att balansera variationer.



Figur 57: Effektbalansen i Värmland under tre olika veckor år 2025, 2035 respektive 2045

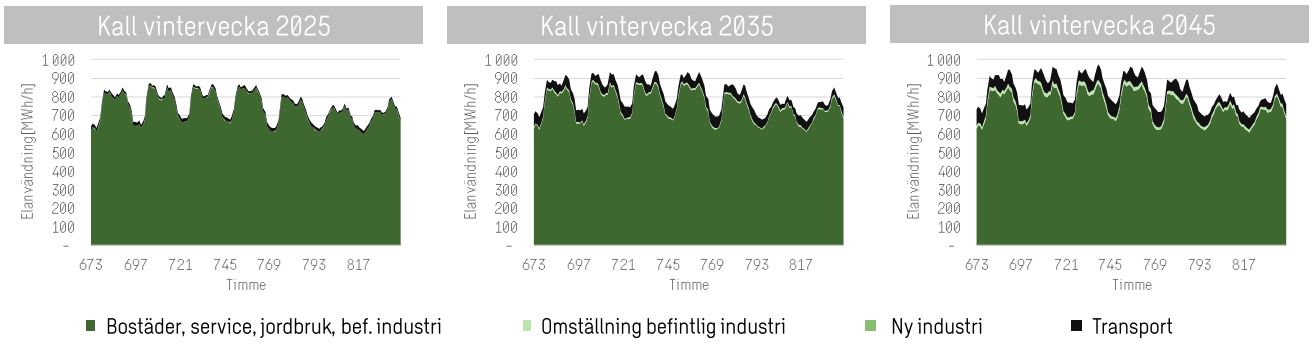
4.8 Hallands län – fortsätter att försörja västkusten med el och effekt

Hallands län förväntas öka elanvändningen enbart organiskt, utan stora tillkommande punktlaster. Samtidigt antas i våra scenarier en utbyggnad av såväl havsbaserad vindkraft som kärnkraft och solkraft. Vi antar i vårt scenario att de två befintliga reaktorerna livstidsförlängs och att det tillkommer ytterligare två nya rektorer år 2036. Detta ökar elproduktionen från nuvarande ca. 19 TWh till nästan 48 TWh år 2045 och förstärker det befintliga överskottet som råder i länet ytterligare.



Figur 58: Illustration över elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Hallands län i Swecos högscenario

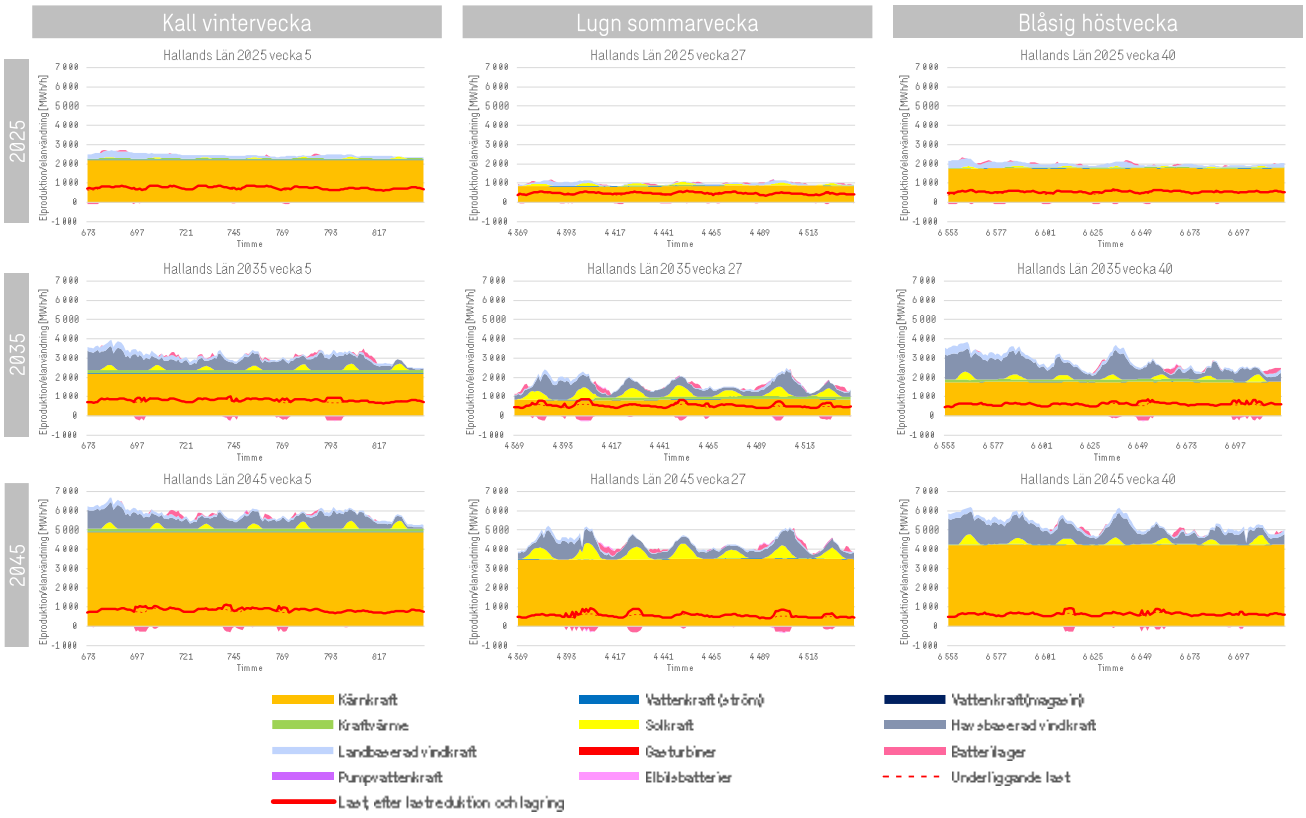
År 2025 ligger elanvändningen på stabila nivåer mellan 650 och 8 050 MWh/h under en vintervecka.Till 2035 har elanvändningen ökat till mellan 700 och 900 MWh/h, och utvecklas därefter endast marginellt fram till år 2045.



Figur 59: Elanvändning i Hallands län per timme vecka 5 år 2025, 2035 och 2045, Sweco högscenario

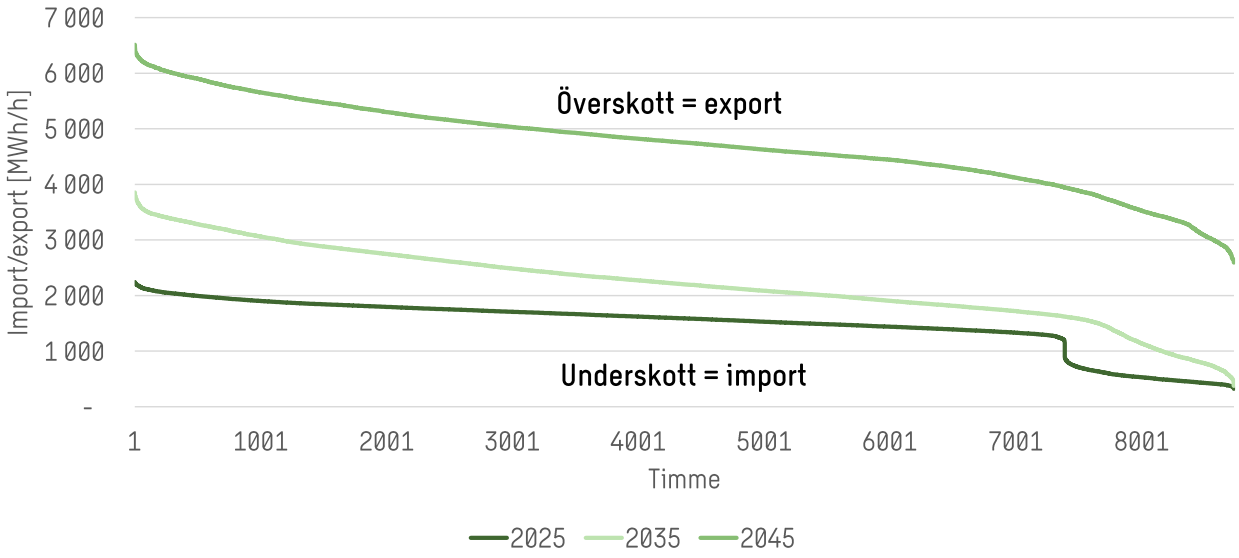
Graferna för Hallands län under kalla vinterveckor, lugna sommarveckor och blåsiga höstveckor 2025, 2035 och 2045 visar ett system i mycket stort överskott, som bygger på kärnkraft som baslast och en växande kapacitet väderberoende kraft.

Till 2035 ökar bidraget från vindkraft, särskilt havsbaserad, och därefter följer tillkomsten två nya reaktorer på totalt 2800 MW år 2036 och 2040. Den redan starka effektbalansen i Hallands län stärks ytterligare och till år 2045 har Halland utvecklats till en region med ett ännu tydligare exportprofil än idag. Kärnkraften fortsätter att leverera en stabil baslast, men vindkraftens andel har ökat kraftigt, särskilt under blåsiga höstveckor.



Figur 60: Effektbalansen i Halland under tre olika veckor år 2025, 2035 och 2045

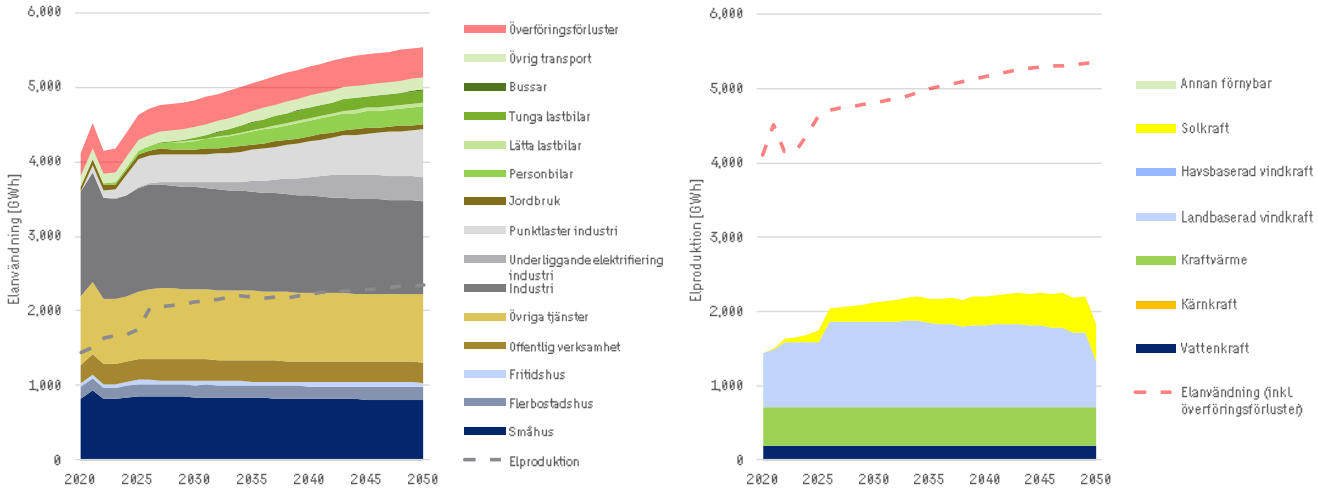
Figur 61 visar import och export till och från Halland som ett varaktighetsdiagram för de tre nedslagsåren. Figuren illustrerar hur det redan stora effektöverskottet växer, först tack vare utbyggd vindkraft och därefter nya reaktorer.



Figur 61: Varaktighetskurva för import/export från Hallands län 2025, 2035 och 2045

4.9 Örebro län – transportelektrifiering och solkraft

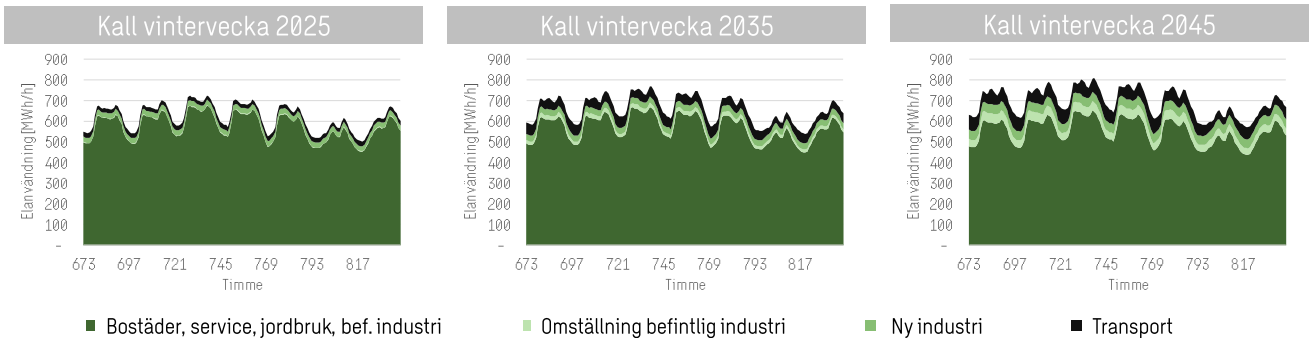
Örebro är ett län där elanvändning överstiger den egna elproduktionen avsevärt. Tillkommande punktlaster är framför allt i form av datacenter i Örebro kommun. I Swecos scenarier ökar Örebro läns elanvändning från dagens cirka 4 TWh långsamt till drygt 5 TWh år 2045, där framför allt transportelektrifieringen men industrin i form av underliggande elektrifieringen och viss nyetablering av punktlaster spelar roll. Detta fortsätter att befästa det importberoende som råder i länet.



Figur 62: Illustration över elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Örebro län i Swecos högscenario

Den tillkommande elproduktionen i Örebro län utgörs framför allt av solkraft och landbaserad vindkraft, men uppgår inte till sådan storlek att det förändrar länets importberoende något anmärkningsvärt. Mot 2050 når också vissa befintliga vindkraftparker sin tekniska livslängd.

Figur 63 visar lastprofilerna för Örebro län, vinterveckan 2025, 2035 och 2045. De reflekterar både en måttlig ökning i total förbrukning och något kraftigare dygnsvariationer. År 2025 ligger elanvändningen stadigt mellan 550 och 700 MWh/h. År 2035 ökar elanvändningen till mellan 600 och drygt 750 MWh/h och år 2045 överskrider effektbehovet 800 under veckans topplasttimme. Ökningen beror ungefär till lika delar på tillväxt inom transportsektorn, omställning av befintlig industri samt nyetablering.

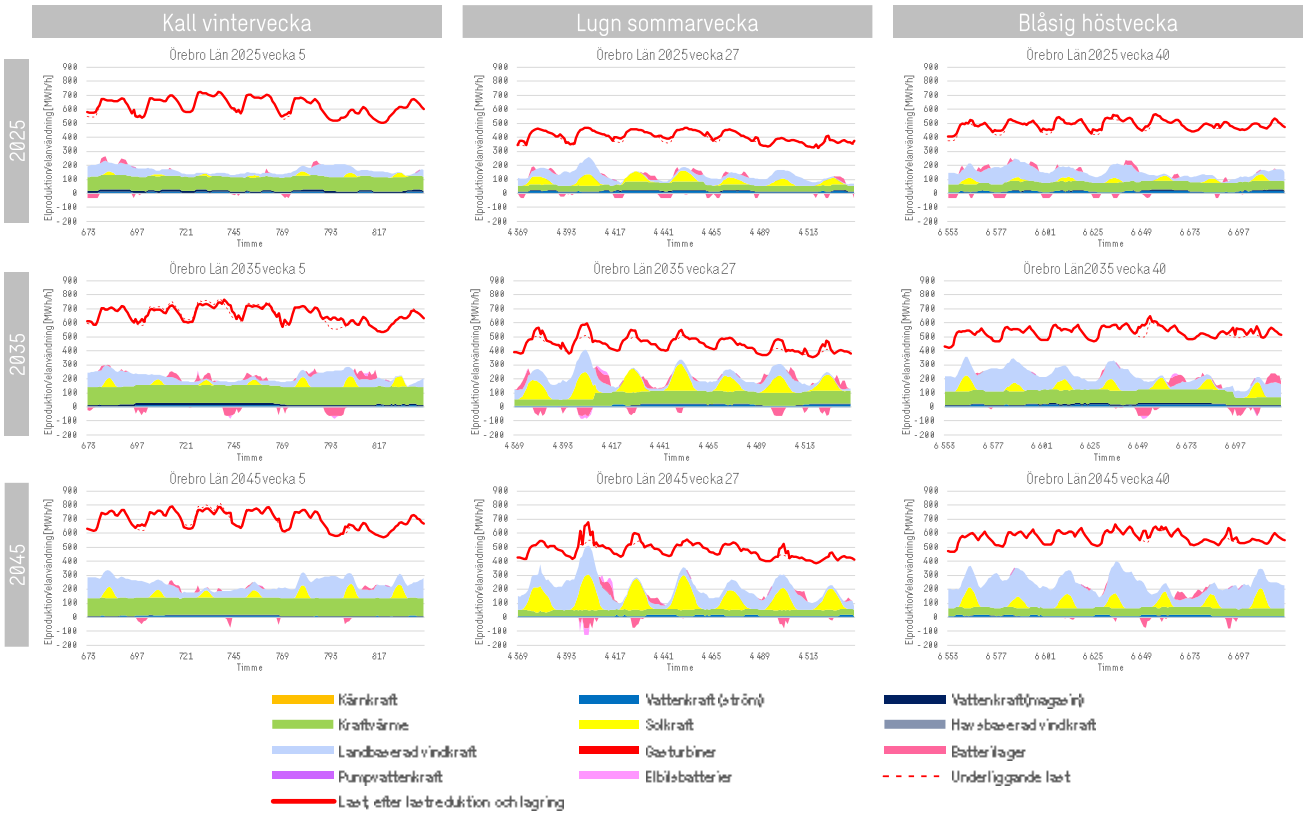


Figur 63: Elanvändning i Örebro län per timme vecka 5 år 2025, 2035 och 2045, Sweco högscenario

Regionens elproduktion består i nuläget främst av kraftvärme, men i scenariot ökar bidraget från sol och vind framöver. Energilager får en viktigare roll, framför allt för att balansera solkraftens dygnsvariationer, vilket syns i Figur 64.

Under 2025 produceras el inom Örebro läns som kan möta en mindre del av regionens behov. Produktionen, som i all huvudsak består av kraftvärme, har en relativt jämn produktionsprofil. Regionen är helt importberoende samtliga årets veckor.

Till 2035 och 2045 blir produktionen mer diversifierad, där framför allt solkraftens bidrag under sommaren ökar avsevärt. Även vindkraftens bidrag ökar, särskilt under blåsiga höstveckor. Den regionala elproduktionen börjar visa en större variation i produktionsprofil i scenariot, då den går från att vara relativt platt till att bli väderberoende, till exempel då solkraften skapar dagtidstoppar. Batterilager samspelar väl med solkraftens dygnsvariation och balanserar variationerna på dygnsbasis, särskilt vid överproduktion från solkraft och vindkraft. Kraftvärmen fortsätter samtidigt att utgöra en stabil baslast. Även om det sker en viss tillväxt inom vind och solkraft i scenariot till 2045 så kvarstår ändå importberoendet till regionen under de allra flesta timmar, även om det kan identifieras någon enstaka timme då regionen nästan är i balans mellan elanvändning och -produktion.



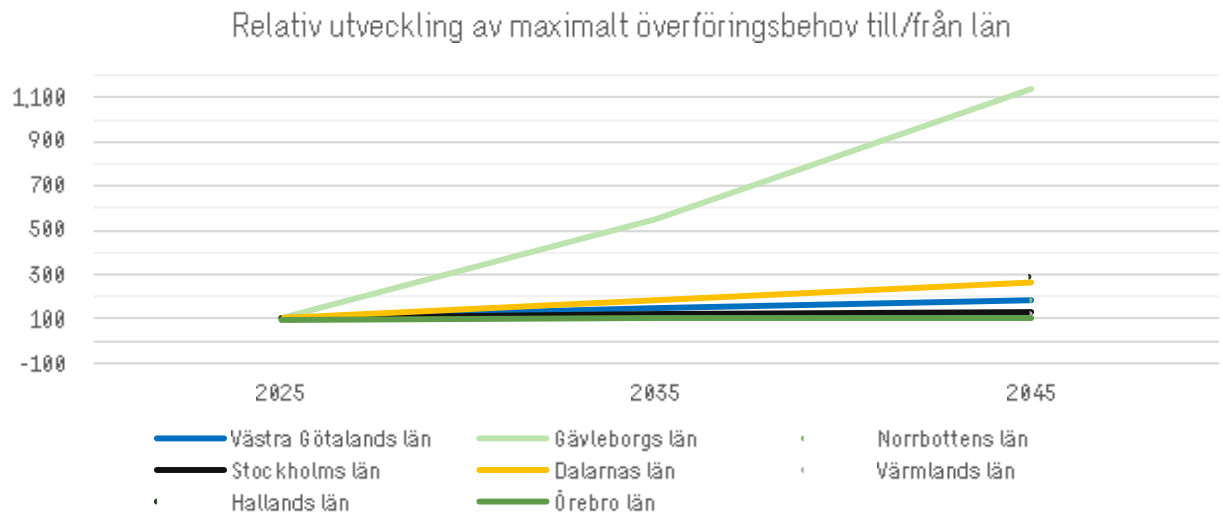
Figur 64: Effektbalansen i Örebro län under tre olika veckor år 2025, 2035 respektive 2045

4.10 Överföringsbehov

Vi vet inte exakta överföringsbegränsningar inom Sverige, men vi vet att nätet på många håll är hårt ansträngt. Figur 65 visar den relativa utvecklingen av maximalt överföringsbehov till eller från respektive län från år 2025 (index 100), med nedslagsåren 2035 och 2045 i vårt högscenario. Det innebär att ett minskat överföringsbehov leder till ett värde under 100, medan ett ökat överföringsbehov leder till värden över 100. Örebro-, Värmland- och Stockholms län har ett relativt konstant behov, medan Gävleborg utmärker sig med en nästan åttafaldig ökning av det maximala exportbehovet. Gävleborgs ökning börjar från en låg nivå och beror på att en ansenlig mängd havsbaserad vindkraft ansluts till länet i det analyserade scenariot. Ökningen i Gävleborg gör att förändringen i övriga län inte ser så påtaglig ut i grafen men de övriga länen ökar sitt överföringsbehov med 80%–300%.

Svk har gett Vattenfall förhandsbeskedet att man kommer kunna tillgodose efterfrågan gällande ökat effektuttag om 1200 MW i Västra Götalands regionalnät. Vattenfalls ansökan baseras på ökade effektbehov och ska täcka en rad nya satsningar, som till exempel batterifabriker i Mariestad och Göteborg. Nätförstärkningarna som krävs i samband med detta görs i två etapper, 600 MW till 2026 och ytterligare 600 MW till 2031. Det är i linje med vår analys där vi ser ett ökat överföringsbehov för Västra Götaland med 1600 MW till 2035 och ytterligare 1000 MW till 2045.

Ökningen i överföringsbehov ska inte tolkas som att nätet generellt behöver förstärkas i samma grad som överföringsbehovet förändras. Det finns sannolikt en överkapacitet i nätet idag i flera regioner, något som skulle göra att den nödvändiga utbyggnaden blir mindre än utvecklingen av överföringsbehovet.



Figur 65. Den relativa utvecklingen av behovet av överföringskapacitet till eller från några utvalda län. Behovet beskrivs relativt 2025 överföringsbehov, uttryckt som det maximala import eller exportbehovet.

5. Utmaningar och lösningar för det svenska kraftsystemet

Ett elsystem med hög leveranssäkerhet är en förutsättning för ett välfungerande samhälle. För att möta ett ökat behov från nya etableringar och en elektrifiering av transporter och industri krävs att det produceras tillräckligt med el både över tid (energi) och momentant (effekt), samt att kapaciteten i elnäten är tillräckligt hög för att överföra den el som behövs. Dessutom behöver elen transporteras via elnäten på ett driftsäkert sätt utan avbrott. Det kan bland annat innebära att elsystemet ska klara av att hantera vissa fel eller störningar utan att det påverkar elleveransen negativt.

Det är därför viktigt att identifiera nödvändiga förmågor för att hålla systemets driftsäkerhetsgränser vad gäller spänning, frekvens och effektbalans. När behovet är identifierat behöver kraftsystemet rustas med dessa förmågor. Vissa är kravställda, exempelvis genom krav på produktionsanläggningar vad gäller deras förmåga att anpassa uteffekt eller spänningsnivå. Här behöver regelverk vara begripliga och hanterbara för branschen. Andra förmågor i systemet bygger på frivillighet, och här behöver systemets behov vara begripliga för att aktörer ska kunna bedöma vilken möjlighet – tekniskt och ekonomiskt – de har för att bidra med dessa förmågor. En effektiv användning av kraftsystemets förmågor bygger på transparens kring behoven. Och det behöver säkerställas att förmågor som kan möta dessa behov finns i systemet och används effektivt.

På elanvändningssidan innebär lösningar även att se över den geografiska fördelningen av elanvändningen i landet tillsammans med elproduktionen och förbättra effekt- och energibalansen inom ett elområde genom att attrahera ny elanvändning till områden med ett stort överskott av elproduktion, vilket minskar behovet för att exportera el från överkottsområdet och därmed behovet för utbyggnad av transmissionsnät och omvänd attrahera elproduktion till områden med ett produktionsunderskott. Det är en lösning som även Svk diskuterar i sin rapport *Planering för ökad elanvändning*. Att använda fjärrvärme i stället för elvärme har stor potential för förbättrad effektbalans i framför allt södra Sverige och städerna. Efterfrågeflexibilitet kan främjas med olika instrument för olika stora aktörer. Det finns några produkter och marknadsplatser anpassade för större aktörer redan idag som kan utgöra incitament för flexibilitet men dessa kan behöva anpassas för att främja efterfrågeflexibilitet ytterligare.

På produktionssidan är det viktigt att ta ett helhetsgrepp om behoven, förmågor och incitamenten. För vattenkraften är det viktigt att kombinera kraftsystemmässiga och miljömässiga nyttor vid omprövning av vattendomar, med tidig involvering av elnätsbolag i planeringen. Ökat elbehov och variabel produktion kräver mer effekt från vattenkraften, och det är avgörande att den nya vattenlagstiftningen inte leder till minskad effekt. Tillräcklig överföringskapacitet inom och mellan elområden är också en nyckel för att möjliggöra investeringar och effekthöjningar.

För att nyttja hela potentialen i kraftvärmen, med elproduktion där den behövs i stadsmiljö och när den behövs under kalla vinterdagar, i samspel med fjärrvärme och fjärrkyla bör en sammanhållen svensk strategi med långsiktigt stabila och teknikneutrala villkor tas fram. För att nyttja kraftvärmens potential måste ersättningen för elen från dessa anläggningar spegla värdet dessa anläggningar tillför elsystemet i form av el och systemtjänster under ansträngda situationer.

För de kapitalintensiva kraftslagen vars förmågor behövs och där politisk vilja finns för en utveckling där kraftslagen dock inte kommer till marknaden med enbart intäkter från energy-only marknaden, bör mekanismer för rimliga riskavlyft utvecklas. Syftet är att hitta hitta balansen mellan kortsiktig optimering och långsiktig leveranssäkerhet.

En övergripande strukturell planering för all form av storskalig elproduktion kan förbättra kraftsystemets förmågor och underlätta för en proaktiv nätplanering. En bättre strukturell geografisk spridning av de förnybara och planerbara teknologierna kan leda till en bättre energi- och effektbalans inom mindre geografiska områden som elområden och en något jämnare elproduktion över landet samt en något högre tillgänglig effekt, vilket även gäller för kombinationen landbaserad och havsbaserad vindkraft. Samtidigt som en sådan planering skulle kunna ge marknadsaktörerna bättre förutsättningar i form av planerbarhet och kortare tillståndsprocesser, är det dock alltid en balansgång mellan att låta

marknadskrafterna styra till stor del eller lite mindre. Den nuvarande utredningen om havsbaserad vindkraft, havsplanarbeten och Energimyndighetens arbete med accelerationsområden kan ge viktigt underlag till en sådan planering.

En mer proaktiv än reaktiv nätplanering bör tillämpas. Samtidigt bör elnätsregleringen utvecklas för att stimulera långsiktigt effektiva lösningar på elnätets utmaningar med fortsatt hög leveranssäkerhet. Regleringen behöver ge elnätskunderna en kostnadseffektiv, trygg och hållbar elnätstjänst samtidigt som den ger långsiktigt stabila förutsättningar för elnätsföretag och investerare.

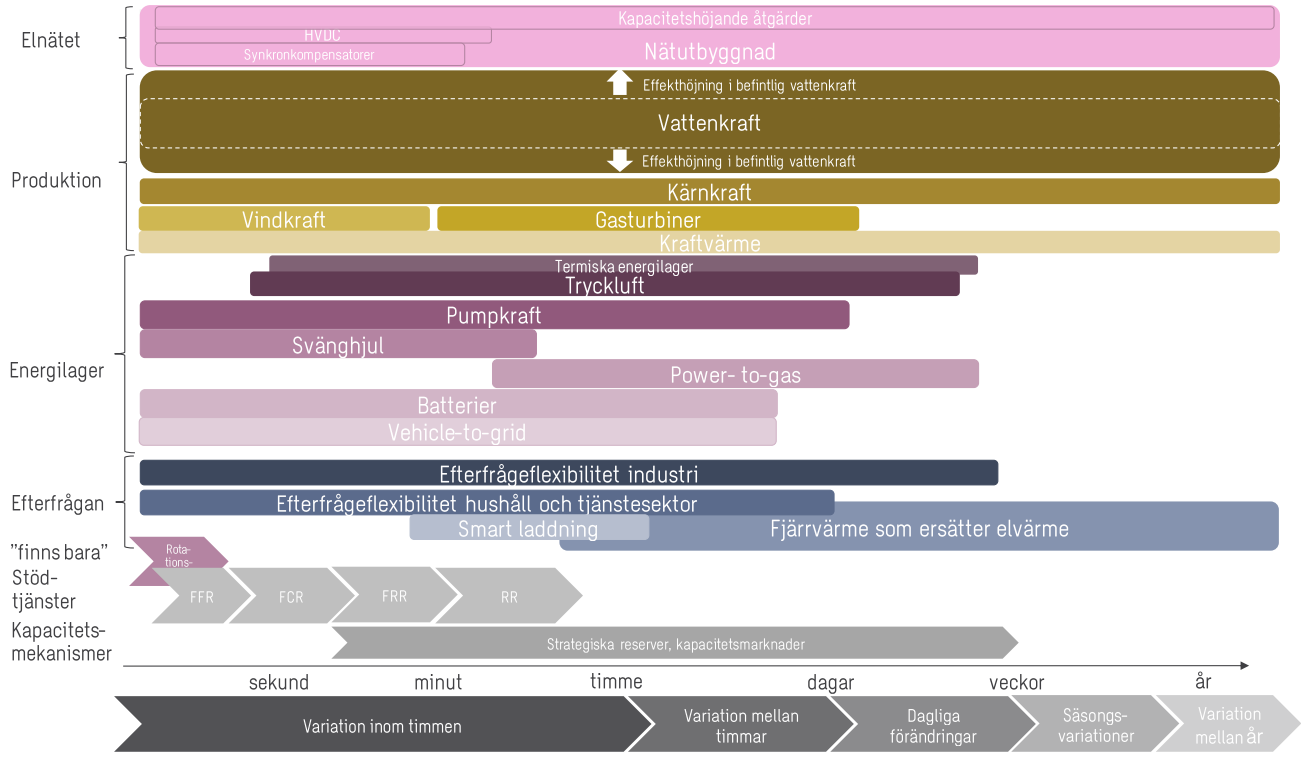
Elmarknadsutformningen behöver anpassas till morgondagens kraftsystem som skiljer sig dramatiskt från det nuvarande kraftsystem vi har. Elmarknaden behöver utvecklas kontinuerligt och större förändringar väntas i samma takt som kraftsystemet förändras. Hittills har ansvarsfördelning mellan marknadens aktörer varit anpassad till den produktionsmix som finns idag. Detsamma gäller de regelverk som styr marknaden. För att hantera den ökade variabiliteten i elproduktionen har de nordiska länderna implementerat en ny metod för att sätta dagspriser på el, kallad flödesbaserad marknadskoppling. Denna metod syftar till att förbättra nätets effektivitet och underlätta integrationen av förnybar energi genom att ta hänsyn till transiteringsflöden över hela Norden och Europa. Det återstår att utvärdera dess effekter och transparens för marknadsaktörerna.

På längre sikt måste det också säkerställas att marknaden ger de rätta incitamenten till investeringar i både produktion, energilager, efterfrågeflexibilitet och stödtjänster. Det bör finnas marknadslösningar som återspeglar värdet de olika förmågorna (leverera energi, leverera aktiv och reaktiv effekt, bidra till spännings- och frekvenshållning, etc.) tillför kraftsystemet både på lokal, regional, nationell, nordisk och även europeisk nivå. Detta kommer bli mer komplext eftersom de olika tjänsterna delvis motverkar varandra. Till exempel leder ökad efterfrågeflexibilitet till kapade pristoppar, som är en förutsättning för lönsamheten i energilager och vissa typer av flexibel elproduktion som pumpkraft eller gasturbiner.

Målet är ett välfungerande kraftsystem, som kostnadseffektivt uppfyller de krav som klimat- och energipolitiken ställer. En viktig förutsättning för att uppnå det är att förstå kraftsystemets egen dynamik och behov och i sampel med transport- och värmesektorn. Det är först efter att ha betraktat kraftsystemets behov som man kan förstå hur dessa effektivt kan mötas, dvs hur kraftsystemet ska vara utformat i framtiden. I det här avsnittet beskrivs hur de lösningar som idag är kända kan bli verklighet för att möta det nya kraftsystemets designkriterier.

5.1 Systemets samspel – teknik, regelverk och marknad

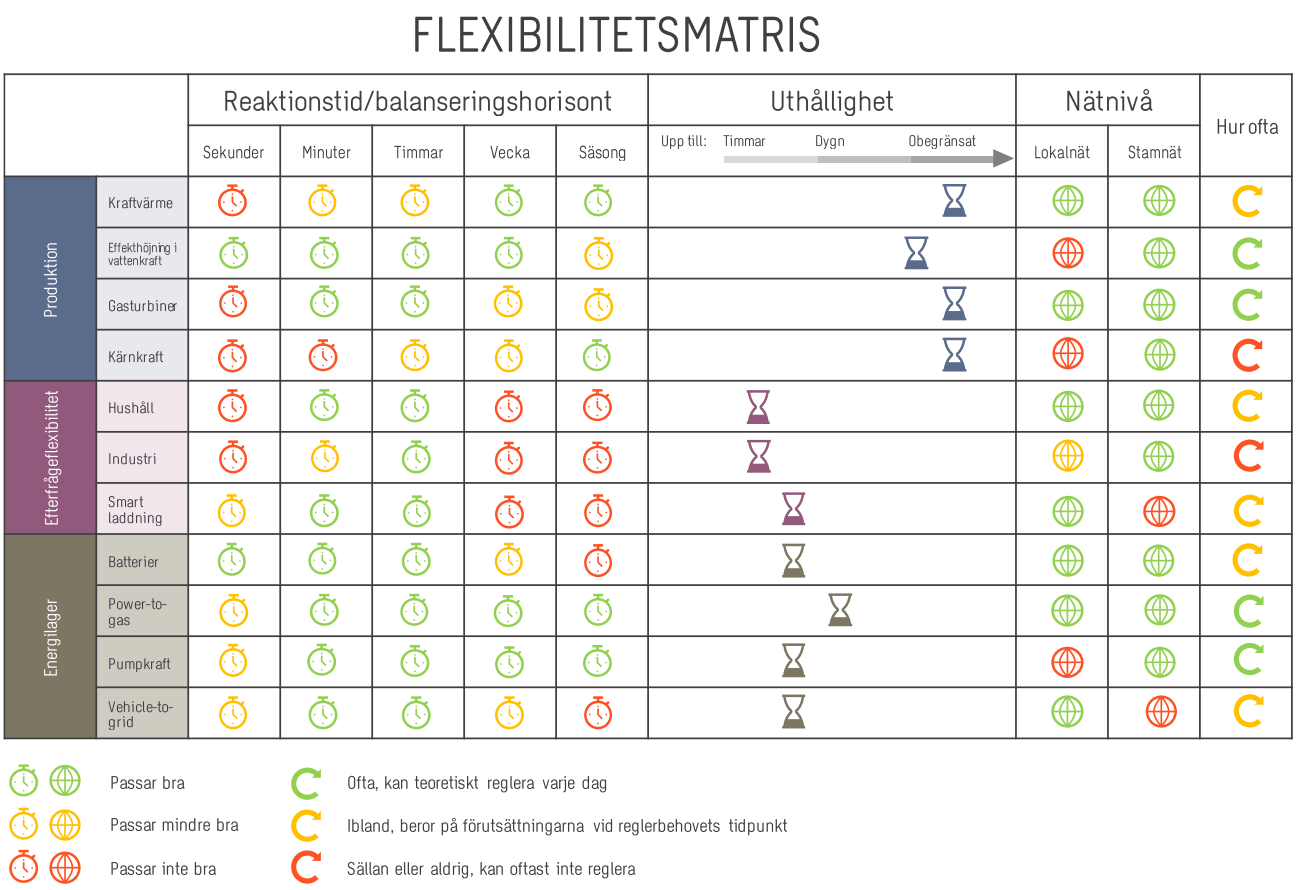
Ett leveranssäkert kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion behöver tekniskt sett vara flexibelt och ha förmåga att hantera många olika situationer. Kraftsystemet är ett mångfacetterat sammankopplat system, där alla olika aktörer behöver samspela strukturerat för att hålla fysikaliska parametrar inom givna ramar. Exempelvis måste kraftsystemet kontinuerligt hållas i balans och frekvensen måste hållas vid 50 Hz, eller närmare bestämt i ett smalt frekvensband mellan 49,9 och 50,1 Hz samtidigt som spänningsnivåer måste hållas på rätt nivåer. Detta gäller både snabba förändringar (stabilitet) och långsammare förändringar (balans/reglering). För att säkerställa detta i ett kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion och samtidigt ökande elanvändning behövs många olika åtgärder inom en rad olika områden. Samspel behövs inom såväl nät, produktion, energilager, efterfrågan samt marknad och affärsmodeller för att skapa incitament för att nödvändiga tekniska lösningar tas fram och finns tillgängliga när de behövs. Lösningarna för balansering av ett kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion sammanfattas i Figur 66.



Figur 66: Lösningar för balansering av ett kraftsystem med en hög andel variabel elproduktion

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

Traditionellt har kraftsystemets behov av flexibilitet hanterats med hjälp av produktionsanläggningar med god förmåga att snabbt öka eller minska produktionen efter kraftsystemets behov. Förutsättningarna för att snabbt reglera elproduktionen skiljer sig åt mellan olika produktionskällor, både tekniskt och ekonomiskt. I många länder som inte har flexibla resurser som vattenkraft som vi har i Sverige och Norden, utgör gasturbiner en viktig flexibilitetsresurs, inte minst av beredskapsskäl. Gasturbiner utgör då ofta de viktigaste reserverna för att hantera bortfall av produktionsanläggningar och andra störningar. I det nordiska kraftsystemet har i första hand vattenkraften stått för behovet av upp- och nedreglering på ett jämförelsevis enkelt och kostnadseffektivt sätt. Men i takt med att den väderberoende förnybara elproduktionen ökar kommer ytterligare flexibilitetsresurser att behövas. Efterfrågeflexibilitet är ytterligare en resurs som bedöms ha en allt större potential. Rent tekniskt skiljer sig dock inte den systemnytta som upp- eller nedreglering av inmatning/produktion kan bidra med från den som förändringar i uttag/efterfrågan kan åstadkomma. Till exempel är snabb reglering (MW/min) och korta varseltider i många fall inte mer svårhanterliga för efterfrågan än för produktion. Dock är normalt sett produktion en mer uthållig resurs som kan nyttjas under en längre tid än efterfrågeflexibilitet som endast kan nyttjas under en begränsad tid. Förutom reglering av elproduktionsresurser och efterfrågeflexibilitet utgör energilagring en allt viktigare funktion inom balansering av kraftsystemet, samt spela en viktig roll i att hantera utmaningar med kapacitetsbrist lokalt. Beroende på teknikval finns dock ofta begränsningar avseende storskalighet och uthållighet förknippat med energilagring. I Figur 67 presenteras en översikt över flexibla resurser samt deras reaktionstid/balanseringshorisont, uthållighet och lämplighet för olika nätnivåer.



Figur 67. Tillgängliga flexibilitetsresurser uppdelade i kategorierna *produktion, efterfrågeflexibilitet* och *energilager*. Samt deras reaktionstid/balanseringshorisont, uthållighet och lämplighet för olika nätnivåer. *Källa: Sweco*

Effekt- och energibalansen inom ett elområde kan förbättras och skillnader mellan elområden kan i viss mån jämnas ut genom att attrahera ny förbrukning till områden med ett stort överskott av elproduktion och attrahera mer elproduktion till områden med ett stort underskott. Detta kommer minska utbyggnadsbehovet av elnätet något men oavsett kommer det krävas en utbyggnad av såväl transmissionsnäts-, distributionsnäts- och lokalnätsnivå för att både tillåta anslutning av ny förnybar elproduktion och -förbrukning men även för att möjliggöra en sammankoppling med andra länder för en högre marknadsintegration och riskspridning. Å andra sidan visar nedstängningen av fyra kärnkraftsreaktorer sedan 2016 på sårbarheten i dagens system. Införandet eller borttagandet av olika skatter kan snabbt få som konsekvens att effekt- och energibalansen inom ett elområde kan förändras eller påverkas på sikt. Detsamma gäller antagandet att de kvarvarande sex kärnkraftreaktorerna kommer ha en livslängd på 60 år eller till och med längre. Förutsättningarna för dessa antaganden skulle kunna förändras snabbt och det gäller att ha med dessa alternativa scenarier i nätplaneringen. Det kan behövas någon form av övergripande strukturell planering, som dock alltid är en balansgång mellan att låta marknadskrafterna styra till stor del och att ingripa för mycket från statlig sida.

Kopplingarna mellan elkraftsystemet och andra sektorer såsom värmesektor, transportsektor och industri har alltid funnits, men landskapet är under förändring, och genom att följa utvecklingen och se på möjliga synergier mellan sektorerna kan samverkan mellan dem förbättras. Transporter elektrifieras i allt större omfattning. Elbilsladdning kan potentiellt utan styrning innebära en enorm kapacitetsutmaning för kraftsystemet, men genom måttlig styrbarhet bli någorlunda hanterbar eller genom ytterligare styrning rent av en stor tillgång för kraftsystemet. Användningen av värme och kyla har också en stark koppling till kraftsystemet och förändringar i värme- och kylbehov, möjligheter att lagra värme och kyla, är sådant som kan utmana eller stötta kraftsystemet. Inom industrisektorn finns också ett starkt driv att öka elektrifiering vilket driver vikten att koppla till vätgassektorn. Volymerna vad gäller effekt och energi är stora samtidigt som ledtiderna inom industrin tenderar att vara kortare än de i kraftsystemet. Genom en tidig och fördjupad dialog om

lokala förutsättningar och vad flaskhalsarna faktiskt består i, exempelvis om det är specifika tidsperioder som är problematiska, skapas förutsättningar att hitta gemensamma lösningar.

Vilka huvudsakliga samspel är extra viktiga för det nya kraftsystemet? Eller: vad är viktigt för det nya kraftsystemet?

Kraftsystemets behov behöver dimensioneras och kommuniceras ut. Och det behöver säkerställas att förmågor som kan möta dessa behov finns i systemet och används effektivt. Att dimensionera behov av sådant som stödtjänster och överföringskapacitet är komplicerat och förenat med många osäkerheter om hur framtiden utvecklas. Mot bakgrund av en tydligare ledning av omställningen skulle Svenska kraftnät ha tydligare scenarier att dimensionera för. Dimensioneringen behöver beakta överföringskapacitet och existerande stödtjänster (FFR, FCR och FRR), men även andra aspekter så som spänningsstabilitet och kortslutningseffekt. Dessa behov behöver kommuniceras till kraftsystemets aktörer för att därefter kunna identifiera kostnadseffektiva sätt att tillgodose dem, antingen genom marknadslösningar, bilaterala avtal eller att systemoperatörer investerar i den utrustning som behövs.

För att klara klimatomställningen behöver kraftsystemet vara rustat med *rätt* förmågor. Vissa förmågor är kravställda, exempelvis i EU-förordningar om anslutning till elsystemet och nationella föreskrifter. Men regelverken är delvis nya och branschen behöver hjälp med att förstå hur de ska implementeras och incitament att ta kraven på allvar. Energimarknadsinspektionen har ett ansvar att säkerställa detta och behöver komplettera sitt arbete med mer information till berörda parter. En del förmågor i systemet bygger på frivillighet, exempelvis förbrukningsflexibilitet, och här behöver systemets behov vara begripliga för att aktörer ska kunna bedöma sin möjlighet att bidra till dessa behov. I kraftsystemets enorma komplexitet finns få aktörer som förstår allt: den som förstår att dimensionera kraftsystemets behov av frekvensstabilitet känner troligen inte till alla verksamheter som genom en aggregator skulle kunna ingå i en stödtjänst. En effektiv användning av kraftsystemets förmågor bygger på transparens och kommunikation.

De behov som kraftsystemet har behöver tillgodoses, och för att nödvändiga lösningar ska komma på plats behöver rimligtvis levererade tjänster också värderas. Här kan det vara fråga om att fler marknadsprodukter behöver utvecklas som kan möta behoven. Om marknadsprodukter inte kan utvecklas av tekniska skäl bör behovet likväl vara tydliggjort för att kunna identifiera kostnadseffektiva lösningar genom antingen upphandling av en tjänst eller utrustning.

5.2 Elnätsrelaterade lösningar

Elnätsrelaterade lösningar handlar om tillräcklig överföringskapacitet, möjliggörande av att ansluta tillkommande förbrukning och produktion samt säkerställande att elnätets funktion upprätthålls. När det gäller tillräcklig nätkapacitet skiljer man mellan nätutbyggnad och kapacitetshöjande åtgärder.

Att bygga ut transmissionsnäten inom landet samt förstärka utlandsförbindelserna är en bred lösning för att säkra tillräcklighet inom Sverige. En ökad överföringskapacitet med utbyggda transmissionsledningar både inom Sverige och mot övriga Europa är en förutsättning för att kunna upprätthålla balans i kraftsystemet som är under så snabb och genomgripande förändring. På en europeisk nivå väntas en starkare koppling mot omkringliggande marknader även det leda till ett ökat flexibilitetsbehov i Norden, eftersom många andra länder i Europa har en begränsad flexibel produktion med stor andel variabel produktion och kondenskraft. Dessutom är det flera länder som redan idag nyttjar den nordiska vattenkraftens flexibilitet och de ser framför sig att de även i framtiden kommer att kunna använda nordisk vattenkraft som ”Europas gröna batteri”. Det finns analyser som visar att det samhällsekonomiskt mer lönsamt att ligga lite ”före”

behovet med elnätsutbyggnaden än att ligga ”efter”[16], i alla fall om nätbyggnaden oavsett är nödvändig och redan planerad.

För svensk del innebär ökad överföringskapacitet i transmissionsnätet att fler kraftverk över ett större geografiskt område blir tillgängliga vilket jämnar ut variabiliteten från vind- och solkraft, så att den ökande efterfrågan i högre utsträckning kan mötas med inhemska resurser, samt att det blir mindre prisskillnader mellan norra och södra Sverige. Dessutom minskar sannolikheten för effektbrist. Slutligen medför starkare nät att fler reglerresurser blir tillgängliga vilket bidrar positivt till frekvensstabilitet. Utbyggnaden av transmissionsnäten kommer vara en mycket viktig faktor i klimatomställningen i Sverige, Norden och Europa åtminstone under de kommande 30 åren.

Fler aktörer behöver ha en samsyn om vilken kapacitet som behövs i elnäten. I EUs Elmarknadsdirektiv (EU 2019/944) anges att nätföretagen, inklusive Svenska kraftnät ska ta fram nätutvecklingsplaner åtminstone vartannat år. Nätutvecklingsplanerna ska vara transparenta, och genom att berörda aktörer, såsom kommuner, regioner och större förbrukare och producenter engagerar sig i nätutvecklingsplanerna finns både möjlighet att bättre följa hur kapacitetsbehovet utvecklas och nå samsyn kring förväntningar.

Tillräcklig överföringskapacitet handlar inte enbart om kapacitet i enskilda komponenter såsom kraftledningar eller transformatorer. Elnätet behöver klara den aktuella driftsituationen även vad gäller spänningshållning och de fel som kan inträffa, dvs. var produktion och förbrukning för ögonblicket sker och vilka komponenter som eventuellt är ur drift. Och tillräcklig kapacitet behövs inte bara på transmissions- utan även på distributionsnätsnivå, där nätregleringen spelar en större roll för när och hur investeringarna kommer att genomföras.

Kapacitetshöjande åtgärder kan i vissa lägen vara en snabb och kostnadseffektiv lösning till en flaskhals. Med kapacitetshöjande menas en åtgärd som möjliggör att en komponent används mer, eller att endast en del av en anläggning byts ut med den följden att man får tillgång till en större kapacitet. Dynamic Line Rating (DLR) handlar om att i realtid övervaka en lednings tillstånd och därmed nyttja dess fulla kapacitet utan schablonmässiga marginaler. Realtidsövervakning i andra delar av systemet, kanske framförallt i lågspänningsnät, skulle också kunna möjliggöra den typen av bättre nyttjande av kapacitet. Svenska kraftnät arbetar idag med ett projekt där föråldrade ledningar som också utgör en flaskhals byts ut mot så kallade högtemperaturlinor, som klarar mer ström. Ansatsen är att de befintliga stolparna kan användas, varför detta kan göras mycket fortare än att bygga en ny ledning[17]. I Skåne kommer Svenska kraftnät att installera utrustning för mätning av dynamisk ledningskapacitet på de begränsande 400 kV-ledningarna Sege-Barsebäck och Söderåsen— Barsebäck. Även spänningshöjning kan vara en åtgärd som är relativt sett enklare än en helt ny investering, som gör att överföringskapacitet kan ökas.

Det går att nå en bättre övervakning och med det ett mer effektivt utnyttjande av befintliga ledningar genom att koppla mätinstrument – så kallad dynamisk ledningskapacitet (DLR – Dynamic Line Rating) – till dem. Genom teknik som mäter lufttemperatur, faslinans temperatur och ledningens avstånd till marken samt att kombinera detta med data över solinstrålning och vind kan kapaciteten i en specifik ledning vid ett givet ögonblick avläsas mer noggrant än den hittills har gjort. Eftersom elledningar är konstruerade utifrån vissa kriterier påverkas de av väderförhållanden. Exempelvis kan ledningar under varma sommardagar uppnå sin högsta tillåtna ledningstemperatur vid betydligt lägre överförd effekt jämfört med en kall vinterdag. Svenska kraftnät har börjat arbeta med dynamisk ledningskapacitet, vilket ger driftavdelningen god översyn över enskilda ledningar i realtid. Detta ses som ett viktigt verktyg rent generellt, men framförallt ses det som en viktig del i att kortsiktigt hantera kapacitetsbrist i bristområden till dess att nödvändiga nätförstärkningar görs. [18]

Synkronkompensatorer bidrar med spänningsstabilitet och kan även utgöra ett bidrag till rotationsenergin. Synkronkompensatorer är i princip elmotorer som går på tomgång och ger därmed mekanisk rotationsenergi. Flera

---

[16] *Thema (2013): På nett med framtida – kraftnettets betydning for verdiskapning*

[17] *https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2019/hogtemperaturlina---en-temporar-losning-for-att-mota-efterfragan-om-okade-effektuttag/*

[18] *Svk,Dynamisk ledningskapacitet, 2019,* https://www.svk.se/om-oss/organisation/forskning-och-utveckling/pagaende-projekt/dynamisk-ledningskapacitet/

synkronkompensatorer har nyligen byggts i både Norge och Danmark. Synkronkompensatorer används ofta för att tillföra *reaktiv effekt* i svaga punkter i nätet, men bidrar också med rotationsenergi i viss mån. Om synkronkompensatorer kopplas till ett svänghjul kan dessa bidra väsentligt mer med mekanisk rotationsenergi.

Hur kan tillräcklig överföringskapacitet och vitala förmågor i elnätet säkerställas?

Kvalitet och breda perspektiv i nätutvecklingsplanerna, som från och med nu ska tas fram även av lokal- och regionnätsbolagen utöver Svk:s systemutvecklingsplan, är viktiga. För att säkerställa tillräcklig överföringskapacitet krävs det både att *behovet för överföringskapacitet identifieras* långt i förväg och att planeringen och byggandet kan ske inom en rimlig tidsperiod innan förutsättningarna förändras ytterligare. I detta spelar Svenska Kraftnäts systemutvecklingsplan och nätbolagens nätutvecklingsplaner en mycket viktig roll. Dessa planer bör ta in externa och breda perspektiv i högre grad och snabbare samtidigt som de måste hänga ihop med regional och lokal energiplanering.

Genom att låta en myndighet vara ledande i omställningsarbetet kan en tydligare signal ges till nätägare vilken överföringskapacitet som behövs framöver. Eftersom ledtiderna för utbyggnad av transmissionsnät är långa behöver detta göras proaktivt för att inte hämma omställningen.

Elnätsregleringen bör utvecklas för att stimulera långsiktigt effektiva lösningar på elnätets utmaningar med fortsatt hög leveranssäkerhet. Regleringen behöver ge elnätskunderna en kostnadseffektiv, trygg och hållbar elnätstjänst samtidigt som den ger långsiktigt stabila förutsättningar för elnätsföretag och investerare. Konsumenter och producenter behöver tydliga besked om hur kostnaden för elnätsinfrastrukturen ska fördelas mellan konsumenter och producenter i framtiden.

5.3 Elproduktionsrelaterade lösningar

Traditionellt har kraftsystemets behov av flexibilitet hanterats med hjälp av produktionsanläggningar med god förmåga att snabbt öka eller minska produktionen efter kraftsystemets behov, det vi idag kallar för planerbar eller flexibel elproduktion. Flexibel produktion i kraftsystemet är en mycket viktig lösning och kan exempelvis utgöras av vattenkraft, kraftvärme och gasturbiner men i viss mån även kärnkraft. Förutsättningarna för att snabbt reglera elproduktionen skiljer sig åt mellan olika produktionskällor, både tekniskt och ekonomiskt. Likaså skiljer sig hindren mellan de olika kraftslagen för att utnyttja deras fulla potential i det framtida kraftsystemet.

Svaret på vilken teknisk produktionslösning som är bäst lämpad för att tillgodose marknaden med effekt (flexibilitet) är inte entydigt, utan det finns fog att anta att lösningen kommer vara en kombination av olika kraftslag och teknologier. Däremot är det relevant att diskutera hur stor andel av behovet som respektive teknik tillgodoser. Utvecklingen är delvis beroende av politiska beslut men även teknisk utveckling. På en konkurrensutsatt marknad är det slutligen vilka ekonomiska incitament som finns för att investera i olika lösningar och kraftslag som avgör vilka lösningar som realiseras. Oavsett vilket eller vilka alternativ som kommer att tillgodose behovet med flexibilitet så krävs långsiktig lönsamhet, effektivitet samt tillgänglighet. För att uppnå lönsamhet så bör även skatter samt avgifter ses över, då de kan få en styrande effekt. Samtidigt är det svårt att se att vissa kapitalintensiva investeringar som kärnkraft eller havsbaserad vindkraft skulle vara realiserbara utan riskavlyft. Därmed får staten en viktig roll.

I dagsläget används vattenkraft i Sverige som flexibilitetsresurs för balansering i alla tidshorisonter i kraftsystemet. Den är anpassad till att kunna hantera dygnsvariationer i efterfrågan, som i framtiden även kan komma att innefatta vindkraftens typiska flerdygnsvariationer[19]. I den här delen av rapporten beskrivs olika lösningar inklusive effekthöjning av vattenkraften (vilken tillkommande flexibilitet som vattenkraften har potential att bidra med) och hur dagens vattenkraft kan utnyttjas mer effektivt samt även hur kraftvärme, gasturbiner och kärnkraft kan bidra med flexibilitet.

[19] Sweco (2019): *Potential för efterfrågeflexibilitet - en rapport till Skellefteå Kraft*

Vattenkraften kommer även fortsättningsvis att vara en ytterst viktig reglerresurs och sannolikt ännu viktigare än idag. I en studie[20] utförd av Sweco visas hur de olika teknologierna samt import och export av el har bidragit, och väntas bidra, till reglerarbetet i olika tidshorisonter fram till 2040. Vattenkraftens procentuella dominans i reglerarbetet väntas minska på dygnsskalan genom att import och export får stå för en större del av det ökade reglerbehovet (vattenkraftens absoluta reglerbidrag väntas troligtvis inte minska). Ökade utlandsförbindelser och kontinentens reglerbehov snarare än endast Sveriges väntas också vara bidragande orsaker.

Det finns en betydande potential för effektutbyggnad för den svenska vattenkraften som tidigare Sweco-studier[21] visar på. Även om analyserna innehåller en rad förenklingar, uppskattas den totala potentialen för effektutbyggnad till 3400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige. Om resultatet extrapoleras till att inkludera de kraftproducerande älvarna som inte inkluderats i analysen uppgår potentialen till 3900 MW. Jämförelsevis så överstiger detta den installerade kapaciteten av de fyra kärnkraftsreaktorer som fasas ut till år 2020.

Det skall noteras att det redan idag finns möjlighet för effektökning genom att byta ut uttjänta aggregat till mer effektiva aggregat med större slukförmåga, och därmed öka den installerade effekten. Effektökning genom att byta ut uttjänta aggregat till mer effektiva aggregat med större slukförmåga är förmodligen en av de mest kostnadseffektiva effekthöjande åtgärderna eftersom de inte kräver betydande investeringar utöver de normala reinvesteringarna. Per idag bedöms det av Skellefteå Kraft att ca. 1400 MW effekthöjningar[22] är realistiska och utbyggnaden sker troligtvis först efter 2030, givet att förutsättningarna finns.

Den installerade vattenkraftseffekten uppgår till 16,3 GW enligt Energiföretagens statistik men har som mest levererat 13,7 GW (3e februari 2012).[23] Orsakerna till att all vattenkraftseffekt inte utnyttjas till fullo bedöms bero på reserverad effekt för frekvenshållning, underhållsarbete, fysiska förutsättningar i älvsträckan (till exempel gångtid för vattnet och isproblematik), tekniska begränsningar och legala aspekter såsom vattendomar (samt även till viss del på missmatch mellan hur Energiföretagen och vattenkraftsproducenterna presenterar installerad effekt). Vissa av dessa orsaker går att åtgärda, som till exempel en förbättrad underhållsplanering. Flexibilitetsåtgärder blir mer betydelsefulla i takt med det förändrade kraftsystemet vilket kommer innebära förändrade marknadsförutsättningar som till viss del sannolikt även kan frigöra mer effekt. Studien konstaterade att älvsträckornas fysiska beskaffenhet och vattendomar var svårare att påverka.

Hur kan effekthöjningen för vattenkraften realiseras?

Ett helhetsgrepp bör prägla omprövningsprocessen av befintliga vattendomar, där den kraftsystemmässiga nyttan kombineras med den miljömässiga. Idag finns det dock ett konkret hinder för att investera i aggregat med ökad slukförmåga eftersom omprövning av befintlig vattendom krävs. För att den fulla potentialen skall realiseras så krävs det även att flera kraftstationer byggs ut koordinerat i respektive älvsträckning. Vattendragsvisa prövningar skulle även vara till stor fördel i arbetet med miljöanpassningen av vattenkraften då en större systemnytta skulle uppnås genom ett helhetsgrepp i stället för att genomföra punktåtgärder där de dyker upp, exempelvis i samband med förnyelse av kraftverk.

Vidare behöver främst tillståndsprocessen effektiviseras och kortas ned för att detta ska bli verklighet. Den 1 januari 2019 trädde en ny överenskommelse i riksdagen i kraft som specifikt betonar att ”Vattenkraftens utbyggnad främst ska ske genom effekthöjning i befintliga verk med moderna miljötillstånd. Nya anläggningar ska ha moderna miljötillstånd.”, vars syfte bland annat är att underlätta och korta ner tillståndsprocesserna.[24] Det här bör vidare

[20] NEPP (2018): *Flexibilitet – i en ny tid*

[21] *Sweco (2016): En kvantitativ analys av potentialen för effektutbyggnad I befintliga svenska vattenkraftverk*

[22] *Skellefteå Kraft (2020): Memo om scenarier för 2040*

[23] *NEPP: Varför utnyttjas inte all vattenkraft?, 2019* http://nepp.se/pdf/varfor_utnyttjas_inte_all_vattenkraft.pdf

[24] Sveriges Riksdag https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/arende/betankande/vattenmiljo-och-vattenkraft-mm_H501CU31/html: *Betänkande 2017/18:CU31,* 2018

arbetas på och konkretiseras för att ha möjlighet att bli verklighet. Branschorganisationen Energiföretagen ser gärna att ansökan om effekthöjning kan göras via ändringstillstånd.

Involvera elnätsbolag tidigt i planeringen av effekthöjningen. Nätanslutning av utbyggnaden, med nya ledningar, kräver koncession och miljötillstånd och innebär processer som potentiellt tar lång tid. Det finns en poäng i att involvera elnätsbolag tidigt i processen vid en effekthöjning.

Det behövs tillräckligt med överföringskapacitet mellan elområden med potential för effekthöjning och angränsande elområden för att skapa marknadsmässiga förutsättningar för investeringen i effekthöjningen. Investeringsförutsättningarma beror på intäkterna som producenterna ser framöver på de olika marknaderna. En mycket viktig förutsättning för att både se till att effekthöjningen kommer marknaden tillgodo samt att stabila intäkter finns är att tillräckligt med överföringskapacitet finns mellan områden med underskott och överskott samt mellan områden med mycket variabel åt ena och mycket planerbar produktion åt andra sidan, främst snitt 2 mellan SE2 och SE3.

Kraftvärme är en uthållig resurs som kan drivas större delen av året och har teoretiskt möjlighet att reglera upp elproduktionen inom minuter till timmar men lämpar sig bäst för reglering med åtminstone en veckas framförhållning. Kraftvärmen har ingen begränsning i uthållighet och kan reglera med inom timmars marginal beroende på förutsättningarna samt drivas största delen av året. Den bidrar idag med säsongsbalansering då den producerar mer på vintern när det är kallt och efterfrågan är stor, och mindre på sommaren när det är varmt och efterfrågan är lägre. Kraftvärmeverk finns nära förbrukaren och bidrar med lokal elproduktion vilket minskar behovet att överföra el via stamnätet samt tillför nytta på såväl lokalnätsnivå som på stamnätsnivå.

Cirka 40 % av all värme i de svenska fjärrvärmenäten produceras idag i kraftvärmeverk, resten kommer från värmeverk, industriell restvärme och värmepumpar[25]. Vid en större omställning till fjärrvärme kan kraftvärmeverk även avlasta elsystemet i de fall då fjärrvärme används i stället för elbaserad uppvärmning (exempelvis direktel, elpanna eller värmepump), vilket beskrivs närmare i avsnittet om efterfrågerelaterade lösningar.

Med utökad kapacitet för kraftvärme skulle förbättringarna i effektbalansen kunna förväntas främst vintertid och i elprisområden SE3 och SE4. Detta skulle kunna leda till ett minskat förstärkningsbehov av stamnätet i nord-sydlig riktning Även lokalt i städerna skulle effektbalansen förbättras avsevärt, speciellt om en konvertering av el- till fjärrvärme ligger till grund för en samtidigt sänkt last. Den akuta kapacitetsbristen i elnäten som förväntas i våra storstäder skulle kunna avhjälpas med en sådan lösning.

Kraftvärmen ökar även rotationsenergin i systemet och bidrar därmed till att minska frekvensavvikelserna. Detta sker under hela året, främst vintertid och i lägre utsträckning under sommartid, då elproduktionen av kraftvärme är kopplat till värmebehovet. Under vintertid är kraftsystemet redan ”tyngre” då efterfrågan på el är större och fler kraftverk producerar el och bidrar med rotationsenergi. Sommartid är systemet ”lättare” och ett plötsligt fel på ett stort kraftverk resulterar då i ett större frekvensfall.

Det finns flera tekniska alternativ för att bygga om och modifiera kraftvärmeverk för att uppnå ökad elproduktion[26]: installera en extra turbin till den ordinarie mottrycksturbinen, så kallad kondenssvans, förbränna torrare bränsle vilket leder till högre förbränningstemperatur och högre effektivitet för pannan, bygga säsongsvärmelager eller energikombinatsystem som kan producera både el, värme och bränsle.[27,28]

I en studie utförd av Värmeforsk[29] visades att svenska kraftvärmeverk har möjlighet att bidra med primär frekvensreglering (FCR-N) på ett konkurrenskraftigt och lönsamt sätt. Kraftvärmeanläggningarna visades vara uthålliga ett antal minuter men hade svårare till längre eller flera upprepade svar.

---

[25] Sweco: *100 % förnybart med fjärrvärme och kraftvärme*, 2019

[26] *Sweco (2019): Flexrapporten*

[27] Regeringskansliet: *Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden*, 2005

[28] L. Jönsson, A. Parrow: *Lönsamhetsanalys av tekniker för utökad elproduktion i kraftvärme*, 2012

[29] Värmeforsk: *Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N*, 2014

Hur kan kraftvärmens potential utnyttjas?

Det finns potential att öka elproduktionen i kraftvärmen, men detta innebär vanligen att värmeproduktionen reduceras och därför krävs att intäkterna för den ökade elproduktionen måste vara högre än kostnaden för alternativ värmeproduktion som måste finnas tillgänglig. Kraftvärmens främsta utmaning är att få lönsamhet i nyinvesteringar. För att öka incitamenten för mer elproduktion, och i synnerhet för nyinvesteringar, måste ersättningen för elen spegla värdet av behovet av el och systemtjänster under ansträngda situationer.

För att utnyttja hela potentialen i kraftvärmen i samspel med fjärrvärme och fjärrkyla bör en sammanhållen svensk strategi med långsiktigt stabila och teknikneutrala villkor tas fram.

Kärnkraft har länge utgjort en baskraft i det svenska elsystemet och bidragit med omkring 40 % av elproduktionen. Huvuduppgiften för kärnkraften har varit att leverera största möjliga aktiva effekt och därmed förse elsystemet med el. Mellan åren 2012 och 2014 reglerade kärnkraften i genomsnitt 35 % på säsongsskala och är den näst största produktionskällan efter vattenkraft som bidrar till balansering av nettoförbrukningens säsongsvariationer[30], bland annat genom att den inte körs fullt ut sommartid. Beslut har fattats på företagsekonomisk grund att några av reaktorerna, de äldsta, skulle fasas ut till 2020 när säkerhetshöjande krävde nyinvesteringar i extra utrustning. De sex yngsta reaktorerna på Ringhals (tryckvatten), i Forsmark (kokvatten) och Oskarshamn (kokvatten) är i drift och de flesta bedömare räknar med en livslängd av 60 år, vilket skulle innebära en livslängd till mellan 2040 och 2045. Det finns ingen explicit tidsgräns i den svenska regleringen för hur länge en kärnkraftsreaktor får hållas i drift så länge säkerheten är tillräckligt hög. Långtidsdrift av kraftreaktorer och livstidsförlängningar är dock är ett aktivt forskningsområde runt om i världen och erfarenheter från USA visar på att det är möjligt att driva reaktorer i 80 år[31].

Den svenska regeringen stödjer aktivt utbyggnaden av ny kärnkraft som en central del av landets energipolitik. I november 2023 lanserades en färdplan för ny kärnkraft med målet att ha minst 2 500 MW ny kärnkraftseffekt i drift senast 2035. För att möjliggöra detta har regeringen vidtagit flera åtgärder, inklusive att ta bort hinder och underlätta etableringen av ny kärnkraft. Dessutom har lagändringar genomförts som tillåter byggandet av nya reaktorer på andra platser än de befintliga kärnkraftverken och möjliggör fler än tio reaktorer i drift samtidigt. Regeringen har också avsatt medel för att stärka förutsättningarna för ny kärnkraft, med 30 miljoner kronor 2025 och ytterligare medel planerade för 2026 och 2027.

Idag kan reaktorerna opereras med en viss flexibilitet gällande effektreglering i en flerdygnsskala men främst på säsongsskala. I ett historiskt perspektiv har grundmotivet varit att möta elefterfrågan från förbrukaren för att bibehålla balans mellan produktion och förbrukning i elsystemet under dygnets alla timmar, och det är även så kärnkraftsreaktorerna i drift idag används. När kärnkraften byggdes ut på 70- och 80-talet konstruerades de för både effektreglering och frekvensreglering men mycket av den flexibilitetsförmågan har konstruerats om till fördel för maximal energileverans. Vår modellering visar att det skulle vara bra om även kärnkraften kunde bidra med mer effektreglering framöver.

I Sverige sker den största andelen elanvändning i södra Sverige, medan en betydande andel av elproduktionen (såsom den av vatten- och vindkraft) sker i norr. Kärnkraftens placering i södra Sverige bidrar därför även till att balansera elproduktionen över landet och bidrar dessutom till spänningshållningen.[32]

Tekniskt sett kan kokvattenreaktorer bidra med utökad effektreglering och frekvensreglering. Vissa anläggningar bedöms även kunna bidra med kontinuerlig frekvensreglering och en mindre variant av snabb effektökning vid frekvensstörningar i kraftsystemet. Tryckvattenreaktorer har också möjlighet att bidra med effektreglering och mindre frekvensreglering. Frekvensreglering har dock inte tillämpats i Sverige och skulle behöva noggranna analyser innan aktualisering.

---

[30] NEPP: *Fortsättning - Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem,* 2016

[31] Energiföretagen: Färdplan för fosslfri konkurrenskraft . Elbranschen, 2019

[36] SvK*: Kärnkraftens roll i kraftsystemet,* 2019

Generatorerna från avställda kärnkraftverk kan också användas som synkronkompensatorer. Detta är en relativ komplex lösning som är förknippat med stora investeringskostnader och förluster vid drift. Att bygga om generatorer vid kärnkraftverk till synkronkompensatorer innebär antingen logistiska och tillståndsmässiga utmaningar vid avvecklingen om generatorn ska vara kvar på samma plats, eller stora investeringar om den ska etableras på en ny förläggningsplats.

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

Hur kan kärnkraftens potential utnyttjas?

Kärnkraften är är viktig för balanseringen av elproduktionen över landet. Det bör säkerställas att den nyttan är tillgänglig i största möjliga utsträckning. Det bör också säkerställas att kärnkraftkompetens finns i Sverige för att säkerställa den fortsatta driften samt möjliggöra nybyggnation.

Hur skulle kärnkraftens flexibilitetspotential kunna utnyttjas? Flexibla tjänster som frekvensreglering eller en ökad användning av effektreglering kräver större ombyggnationer och modifieringar i anläggningarnas konstruktion, vilket skulle driva upp kostnaderna. Bränslet som användas i reaktorn planeras efter körschema och placeras i härden. Att använda kärnkraft för effektreglering innebär alltid ett visst bränslespill eftersom regleringen inte är känd på förhand när bränslemängden placeras i härden. En utmaning kan vara att efterfrågan blir svår att förutse vilket kan resultera i en mindre effektiv bränsleanvändning, vilket påverkar kostnaden. Sammantaget innebär en flexibel kärnkraft i dagsläget betydande kostnader som ännu inte är kartlagda och som saknar ekonomiska incitament.[33,34']

Även gasturbiner skulle kunna användas för att tillföra flexibilitet till kraftsystemet. Då gasturbiner snabbt kan starta och nå hög effekt är de lämpade för effekthållning och reglering av elsystemet. Gasturbiner kan vara ett viktigt bidrag för frekvenshållning i mindre integrerade system där förändringar i förbrukningar orsakar större och mer frekventa obalanser. Gasturbiner kan användas i stor skala (hundratals megawatt) och är mer uthålliga än de flesta andra reservkraftslag och energilagringsteknologier.[35]

Gasturbiner kan både balansera elsystem med betydande andel variabel produktion som sol- och vindkraft, samt lösa flaskhalsar på lokal nivå genom att bidra med lokal elproduktion på både kort och lång sikt.[36] På lång sikt kan gasturbiner bidra med effekt på kraftsystemnivå, förutsatt att ekonomiska incitament finns. Potentialen för gasturbiner att leverera el är rent teoretiskt obegränsad då de har möjlighet att producera el så länge bränsle tillförs.

I en tidigare studie[37] som undersökte tre möjliga scenarion för att uppnå en fossilfri elsektor till 2045 i Sverige, bedömdes att spetslastproduktion (modellerat som gasturbiner) behövdes för att säkerställa att Sverige, utan import från omkringliggande länder, klarar effekthållningen. I samtliga scenarion bedömdes dock att produktionen från gasturbinerna kommer vara mycket låg under ett normalår vilket innebär dåliga ekonomiska förutsättningar för att göra en sådan investering. Det här innebär ekonomiska utmaningar för gasturbiner såvida de inte ingår i någon form av kapacitets- eller flexibilitetsmarknad.

[33] Sweco: *100 % förnybart*, 2017
[34] Ibid
[35] NEPP: *Gas för effektflexibilitet i kraftproduktion*, 2019
[36] Energiforsk: *Gasens roll i det framtida energisystemet*, 2015
[37] NEPP: *Färdplan fossilfri el – analysunderlag*, 2019

Gasturbiner kan drivas på både fossil och icke-fossil olja och gas, och typer av LNG/LBG-terminaler utgör då ett alternativ för lokal elproduktion på platser som inte är i anslutning till gasnätet. Om klimatmålen ska uppfyllas förutsätts dock att gasturbiner drivs på förnybara bränslen som vätgas, biogas eller bioolja.

I Västra Götaland pågår aktiva diskussioner om att använda gasturbiner för att stärka regionens elförsörjning. Gasturbiner kan snabbt byggas, med en uppskattad byggtid på cirka två år, och erbjuder hög effekt med relativt låga investeringskostnader. För att möta det ökande elbehovet och stödja industrins gröna omställning föreslås byggandet av minst tre gasturbiner i regionen: en i Skaraborg (eventuellt Timmersdala), en i Stenungsund och ytterligare en söder om Göteborg[38]. Dessa anläggningar skulle bidra till att säkerställa tillräcklig elproduktion och effektkapacitet under övergångsperioden. Samverkansforumet ACCEL undersöker[39] olika lösningar för driftgarantier och utbyggnad av gasturbiner i Västra Götaland. Fler gasturbiner anses vara det enda som kan byggas inom de närmaste åren för att tillgodose det ökande kraftbehovet i Göteborg och längs Västkusten.

Hur skulle gasturbinernas potential kunna utnyttjas?

Analysera behovet av lokala kapacitetsmarknader och flexibilitetsmarknader. Enligt de analyser[40] som gjorts är gasturbiner ekonomiskt utmanade om man vill säkerställa elefterfrågan med inhemska resurser eftersom de kommer köras för få timmar om året och innebära högre kostnader än intäkter. Lokala kapacitetsmarknader och flexibilitetsmarknader där aktören får betalt för avsatt och tillgänglig effekt kan vara en lösning.

Det behövas mer forskning för att utveckla gasturbiner som drivs på förnybara bränslen. Idag finns inte kommersiella gasturbiner som exempelvis helt kan drivas på vätgas. Vätgas eller annat förnybart bränsle för gasturbinerna är en förutsättning för att klara klimatmålen, och denna utveckling måste därmed stöttas.

Solkraft och vindkraft kan teoretiskt bidra med flexibilitet. Dessa är inte synkront inkopplade till elnätet, men det är i princip möjligt att utvinna en sorts syntetisk rotationsenergi från icke-synkrona produktionsresurser. Denna rotationsenergi är inte ekvivalent med traditionell mekanisk rotationsenergi. Syntetisk rotationsenergi skulle kunna vara effektiv vid stora frekvensfall, men kan troligtvis inte ersätta den mekaniska rotationsenergin fullt ut, bland annat för att det är en reglerteknisk utmaning att hantera små frekvensavvikelser. Vindkraftsleverantörer har visat ett vindkraftverk kan öka sin uteffekt under en begränsad tidsperiod efter ett frekvensfall. För att syntetisk rotationsenergi skall kunna användas i stor skala behövs dock mer utförliga undersökningar om hur och när den ska avropas. Vidare behövs förändringar i regelverken. Det saknas idag krav eller ekonomiska incitament för vindkraftsproducenter att investera i utrustning som möjliggör syntetisk rotationsenergi. I vissa delar av världen ställs dock sådana krav. Exempelvis ställs det krav i vissa delar av Kanada (Quebec) att nya vindkraftverk skall kunna reagera med en sorts tröghet vid frekvensfall.

---

[38] Rikdsgabne, motion (2024): Plan för gasturbiner (https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/motion/plan-for-gasturbiner_hc022911m

[39] https://www.energi.se/artiklar/2024/april-2024/sverige-behover-fler-gasturbiner-i-elsystemet

[40] NEPP: Färdplan el – analysunderlag, 2019

Hur skulle vind- och solkraft kunna användas bättre i kraftsystemet?

En övergripande geografisk planering kan förbättra kraftsystemets förmågor. En bättre geografisk spridning av de förnybara och planerbara teknologierna skulle kunna innebära en något jämnare elproduktion över landet samt en något högre tillgänglig effekt, vilket även gäller för kombinationen landbaserad och havsbaserad vindkraft.

Det finns en stor potential för kombinationen av variabel elproduktion och energilager nära varandra.

Genom att skapa ekonomiska incitament och tydligare krav från myndigheter kan och bör (enligt EU:s nätkoder) sol- och vindkraft bidra med reaktiv effekt och därmed till spänningshållningen. Syntetisk rotationsenergi är likaså något som behövs ges ekonomiska incitament för att bidra till frekvenshållningen. Med det menas att det ska vara ekonomiskt fördelaktigt att investera i sådana komponenter som ger kraftverken de förmågorna.

Vindkraften deltar idag aktiv på FCR-D marknaden för nedreglering[41]. Detta är ett exempel där ekonomiska incitament finns för vind- och solkraft att bidra med flexibilitet.

Precis som för vattenkraften påverkas investeringsförutsättningarna för landbaserad vindkraft i norra Sverige av att tillräckligt med överföringskapacitet finns mellan områden med underskott och överskott samt mellan områden med mycket variabel åt ena och mycket planerbar produktion åt andra sidan, idag främst snitt 2 mellan SE2 och SE3.

4.1.2 Produktionsslagens förmågor skiljer sig åt

Produktionsslagens förmågor skiljer sig åt på grund av energiresursernas underliggande egenskaper (tex väderberoende och primär energikälla), produktionsanläggningens grundläggande fysiska utformning (exempelvis rörelseenergi och elektromagnetisk koppling till nätet), samt möjligheter till styrning av anläggningen. En specifik energiresurs kan alltså ge olika förmågor beroende på hur produktionsanläggningen utformas. I Tabell 3: Produktionsslagens förmågor nedan sammanfattas typiska egenskaper för några produktionsslag.

Vattenkraft, vindkraft, kärnkraft och kraftvärmeverk producerar alla el genom att rörelseenergi, från olika sorters turbiner, omvandlas till **elektrisk energi**. Detta sker i en generator då rörelseenergin snurrar en magnet inuti en spole. Magnetens rotation varierar det magnetiska flödet genom spolen vilket sätter elektroner i rörelse och därmed blir elektricitet.

Vad har dessa egenskaper för möjliga värden i ett kraftsystem? En bakomliggande energiresurs innebär att produktionsanläggningen kan vara uthållig i den förmåga som levereras och att den kan leverera relativt oberoende av det aktuella vädret (blåsigt, soligt). Energiresursens egenskaper är också mycket viktiga för tillräckligheten (adequacy) i olika tidsperspektiv vad gäller tillgång till elenergi. Rotationsenergi i själva anläggningen innebär en sorts buffert i energiomvandlingen där den primära energikällan omvandlas till rörelseenergi i anläggningen innan den omvandlas till elektrisk energi. Det innebär att mer effekt tillfälligt kan tas ut ur anläggningen utan att mer effekt tillförs. Direktkopplade synkrongeneratorer har en inneboende elektromekanisk koppling mellan turbinen och elsystemet i övrigt vilket innebär att deras rotationsenergi är direkt proportionell mot elsystemets elektriska frekvens. Tillsammans med rotationsenergin ger den här egenskapen en stabilitet och styrka i systemet vad gäller frekvens, spänning och kortslutningseffekt.

Tabell 3: Produktionsslagens förmågor

	Planerbar	Lagrad primär energiresurs	Rotationsenergi	Synkron elektromekanisk koppling

[41] *Sweco (2024): Stödtjänstrapport till Svensk Vindenergi*

Vattenkraft	Ja	Ja	Ja	Ja
Vindkraft	Nej	Nej	Ja	Nej
Kraftvärme	Ja	Ja	Ja	Ja
Kärnkraft	Ja	Ja	Ja	Ja
Solkraft	Nej	Nej	Nej	Nej

Utöver de grundläggande egenskaperna som nämns ovan kan också produktionsanläggningar utformas och styras för att på olika sätt bidra till kraftsystemet med stabilitet, frekvensreglering, spänningsreglering, balansering och andra tjänster eller förmågor som systemet kan behöva. Tillräckliga förmågor hos produktionsanläggningarna säkerställs genom regelverk som ställer relevanta krav. Nya och ombyggda produktionsanläggningar omfattas av krav i EU-förordningen om anslutningar av generatorer, RfG (av Requirements for Generators)[42] och den nationella föreskriften EIFS2018:2. Dessförinnan gällde den nationella föreskriften SvkFS2005:2. Det nya regelverket ställer krav utifrån storlek (MW) och anslutningsspänning, samt om anläggningen är synkront ansluten eller inte. Det tidigare regelverket gjorde skillnad på olika produktionsslag såsom vindkraft, vattenkraft, gasturbiner och värmekraft. Gemensamma principer kan dock anses vara att stora anläggningar ska ha mer förmågor än små samt att alla anläggningar ska ha en grundläggande robusthet eller störningstålighet för att inte direkt förvärra en situation utanför normala driftförhållanden.

Kraftverk producerar alltså el med olika förutsättningar och på olika sätt. Samtliga måste dock uppfylla vissa krav och en del har inneboende förmågor:

Alla kraftverk måste utformas på ett sätt så att de bidrar på ett bra sätt till kraftsystemet, och i alla fall minskar risken att bidra till att en svår situation i kraftsystemet blir värre.

För större anläggningar krävs vissa förmågor, såsom frekvensreglering och spänningsreglering. *Frekvensreglering* innebär att kraftverk ökar eller minskar sin aktiva effekt, med andra ord elproduktion, för att upprätthålla 50 Hz i elnätet. Vid en störning kan alla elproduktion bidra till frekvenshållningen, oavsett lokalisering, i ett sammankopplat elnät. *Spänningsreglering* innebär att kraftverk och andra komponenter i kraftsystemet producerar eller konsumerar reaktiva effekt för att upprätthålla rätt spänning i elnätet. Det här är en lokal fråga som kräver att resurser i närområdet kan bidra till spänningshållningen.

Kraftverk som har en rotationsenergi som är elektriskt kopplad till kraftsystemet har en inneboende förmåga att motverka snabba förändringar, dvs. bidra med stabilitet.

Krav på förmågor i nu gällande regelverk innebär att förmågorna i mindre utsträckning än tidigare kommer att vara bundna till specifika energiresurser, snarare blir det storlek på anläggningar som avgör. Det här skiljer sig från dagens läge, men givet att kraven implementeras (och anläggningarna som byggs inte i allt för stor utsträckning är småskaliga) ska alltså kraftsystemet förses med en robust produktionspark med nödvändiga förmågor, där exempelvis även en större vindkraftpark har förmåga till frekvensreglering. Vissa inneboende skillnader finns mellan kraftslagen, inte minst vad gäller synkront ansluten rotationsenergi. Men viss förmåga till reglering av spänning, effekt och frekvens kan åstadkommas hos alla produktionsslag. Uthållighet och tillgänglighet skiljer sig däremot mer.

[42] *Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer*

Specifika förmågor som behövs vid en eventuell återuppbyggnad av systemet efter kollaps rör dödnätsstart (förmåga att starta produktionsanläggningen och därifrån spänningssätta det anslutande nätet) och ö-drift (förmåga att upprätthålla drift i ett litet, avgränsat system). Dessa förmågor krävs inte generellt av några anläggningar, men ska kunna erbjudas av större synkrona produktionsanläggningar. Vattenkraft och kraftvärmeanläggningar är bäst lämpade för detta. Även mindre anläggningar och vind och sol skulle kunna bidra till ö-drift genom så kallade virtuella kraftverk där flera anläggningar styrs tillsammans. Vid återuppbyggnad är också möjligheten till styrning av aktiv och reaktiv effekt viktig, något som generellt krävs av större anläggningar.

5.4 Efterfrågerelaterade lösningar

Elanvändare kan välja att bidra med lösningar som antingen avlastar kraftsystemet helt genom att avstå från att använda el för den funktionen som de efterfrågar, exempelvis värme, eller med flexibilitet genom att ändra sin förbrukning givet olika styrsignaler och incitament, så kallad efterfrågeflexibilitet. Lösningar som avlastar kraftsystemet helt skulle vara att byta från elvärme till fjärrvärme och – åtminstone på transmissionsnätsnivå – förbättra effekt- och energibalansen inom ett elområde genom att attrahera ny förbrukning till områden med ett stort överskott av produktion.

Efterfrågeflexibilitet kan komma från mindre hushåll till större industrier och i teorin bidra med denna typ av flexibilitet. I stort kan elanvändarens flexibilitet delas upp i tre olika typer av efterfrågeflexibilitet: elanvändaren kan öka sin elanvändning, minska den eller flytta den till en annan tidpunkt. Om elanvändare exempelvis minskar sin elanvändning då nätet som helhet är hårt belastat och ökar sin förbrukning då det finns ett energiöverskott bidrar de till att jämna ut nätets belastningsprofil och öka flexibiliteten i nätet. På samma sätt bidrar smart laddning av hybrid- eller elbilen till av avlasta systemet.

I en något äldre studie gjord av Energimarknadsinspektionen[43], som sammanfattas i Tabell 4 visas att det framför allt är hushåll och elintensiv industri som har den största potentialen för att bidra med efterfrågeflexibilitet i Sverige. För den stora andelen potential som finns hos hushåll, t.ex. i form av eluppvärmda småhus, bör aktiveringen lämpligen automatiseras på ett eller annat sätt. Efterfrågeflexibiliteten hos industrin lämpar sig i dagsläget för aktivering vid få tillfällen per år under effekttoppar.

HUSHÅLL	FASTIGHETER	SERVICE-VERKSAMHET	ELINTENSIV INDUSTRI	ÖVRIG INDUSTRI
5 500 – vinter 3 000 – vår 1 500 – sommar 4 500 – höst 2 000 – medel (uppvärmning) 300 (hushållsel)	200 (ventilation)	300 (reservaggregat)	1 700 (effektreduktion eller övergång till egen elproduktion inom framförallt skogsindustrin)	300 (effektreduktion inom lätt industri såsom livsmedels- och verkstads-industri och sågverk)

Tabell 4: Nuvarande potential (MW) för efterfrågeflexibilitet i olika kundsegment i Sverige[44]

[43] Energimarknadsinspektionen: *Ei R2016:15, Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet*, 2016

[44] Ibid

Efterfrågeflexibilitet hos hushåll, elbilar och fastigheter kan typiskt hantera förändringar i lokalnät och bidra med flaskhalshantering och systemtjänster på lokalnätsnivå. Initialt bör detta kunna göras med incitamentsskapande tariffer och senare med marknadsplatser (drivna i samarbete mellan lokal/regionnätsoperatörer och stamnätsoperatör). Hushåll – till exempel via styrning av värmepumpar - och fastigheter kommer att kunna bidra med flexibilitet på ett snarlikt sätt, skillnaden ligger framför allt i vilken typ av beslutsprocesser som krävs.

Efterfrågeflexibilitet hos industri kan i stället bidra till att underlätta topplastsituationer samt för att hantera flaskhalsar i region/transmissionsnät, givet att industrin ofta har svårt att vara allt för flexibla. Det finns ett flertal anledningar till att industrin inte kan eller vill vara flexibla. En tydlig anledning är att det kan störa produktionen, vilket kan leda till att man inte kan leverera enligt de åtaganden man har mot slutkund. Det kan också vara så att processerna är känsliga för de störningar som kan uppstå i och med neddragningar eller stopp, alternativt att slitaget på anläggningarna ökar. Dessutom är kunskapsnivån hos industriföretag varierande, vilket kan utgöra en barriär för industrier att bidrag med efterfrågeflexibilitet. Industriföretagen menar på att beslutet att bidra med efterfrågeflexibilitet eller inte måste vara frivilligt, att det inte får påverka möjligheterna att leverera till kund samt att det måste vara lönsamt. De påpekar även att det är svårt för industrier med ett kontinuerligt och icke flexibelt effektuttag att bidra med förbrukningsflexibilitet.

Hur kan efterfrågesidans potential för kraftsystemet utnyttjas bättre?

Att utnyttja hela potentialen för efterfrågerelaterade lösningar i kraftsystemet betyder också att se över den geografiska fördelningen av elanvändningen i tillsammans med elproduktionen.

Effekt- och energibalansen inom ett elområde kan förbättras och skillnader mellan elområden kan i viss mån jämnas ut genom att attrahera ny förbrukning till områden med ett stort överskott av elproduktion. Det minskar behovet för att exportera el från överkottsområdet och därmed behovet för utbyggnad av transmissionsnätet samtidigt som det hjälper att hålla elpriset för producenterna på en stabil nivå. För att detta ska ske behövs det att elproducenterna i överskottsområdet tar initiativet men också att attraktiva affärsmässiga förutsättningar för nya elförbrukare finns.

Efterfrågeflexibilitet kan främjas med olika instrument för olika stora aktörer. Det finns några produkter och marknadsplatser anpassade för större aktörer redan idag som kan utgöra incitament för flexibilitet (spot/intra-dag, effektreserv, mFRR) men dessa kan behöva anpassas för att främja efterfrågeflexibilitet ytterligare. Utöver redan etablerade marknader så har arbetet med lokala marknader för handel med flexibilitet påbörjats på ett par platser i landet, bland annat genom ett antal pilotprojekt som CoordiNet[45] och Sthlmflex[46]. Dessa lokala marknadsplatser kommer troligen att vara ett bra komplement där mindre aktörer kan bidra med sin flexibilitet för att avlasta elnätet under ansträngda situationer. Nästa steg efter utförande av piloterna är att utvärdera dessa för att se hur de kan införas på bredare skala i Sverige.

Främja aggregatorer för att möjliggöra att mindre kunder kan delta på marknadsplatser för flexibilitet. För mindre användare, som exempelvis hushållskunder, är det inte möjligt för en enskild kund att styra elanvändning i de volymer som skulle krävas för att delta på marknadsplatser för flexibilitet. Genom att i stället samla flera mindre kunder går det att nå upp till större volymer som skulle kunna delta på marknaden. För att nå den verkliga potentialen kommer det därför troligen att behövas någon form av aggregator som kan aggregera effekt från flera elanvändare. Tekniken som behövs för att mindre elanvändare ska bidra med flexibilitet finns redan i dagsläget och utvecklingen av denna går dessutom snabbt. Utöver detta börjar allt fler aggregatorer att synas på marknaden, något som dessutom kommer underlättas i och med införandet av EU-kommissionens lagstiftningspaket ”Ren energi för alla i Europa” i Sverige[47].

[45] *CoordiNet, 2020: https://coordinet-project.eu/pilots/sweden*

[46] *Svenska kraftnät, 2020: https://www.svk.se/sthlmflex*

[47] *Energimarknadsinspektionen, 2020, Ei 2020:02. Ren Energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter.*

Fjärrvärme som ersätter elvärme är och kan bli en ännu viktigare storskalig flexibilitetslösning för kraftsystemet, men fjärrvärmens konkurrenskraft hotas av både gällande och planerade regelverk. Mer fjärrvärme i stället för elvärme kan minska elbehovet för uppvärmning under årets kallaste dagar och ansträngda situationer i TWh-klassen och med flera tusen MW. En ökad konvertering från elvärme till fjärrvärme innebär framför allt en betydande reduktion av efterfrågetoppar vintertid[48]. Denna effekt kan dock även, om än kanske i mindre skala, fås genom att uppvärmning sker genom andra metoder, som till exempel pelletseldning och i viss grad genom byte till mer effektiv elvärme, till exempel värmepump. Vid konvertering av elbaserad uppvärmning till fjärrvärmebaserad uppvärmning finns det en naturlig begränsning i potentialen kopplad till fjärrvärmesystemets lokalisering. Fjärrvärmesystemet är inte utbyggt i glest bebyggda områden varför exempelvis småhus som ligger långt utanför stadskärnor vanligtvis inte är ekonomiskt lämpliga att ansluta till fjärrvärme[49]. Med mindre fjärrvärme i kombination med mindre kraftvärme skulle effektbalansen i SE3 och SE4 vara mycket sämre och kapacitetsbristen i elnäten vara akut i flera av våra städer. Men eftersom dessa övergripande fördelar för kraftsystemet inte spelar någon roll för den enskilda fastighetsägaren, väljer många nyproducerade fastigheter bort fjärrvärmen. Energiföretagen konstaterar att behovet av eleffekt för uppvärmning skulle öka med i storleksordningen 9 till 11 GW, jämförd med dagens toppeffektbehov på 26 GW, om all fjärrvärme skulle ersättas med elbaserad uppvärmning.

Hur kan fjärrvärmens potential för kraftsystemet utnyttjas bättre?

Fjärrvärmens potential för förbättrad effektbalans finns framför allt i södra Sverige, men med dagens styrmedel är det osannolikt att dess potential realiseras. Många kunder väljer bort alternativet fjärrvärme till fördel för individuell uppvärmning och utan större ingrepp i vilka uppvärmningssystem som borde väljas kommer den trenden fortsätta.

Uppdatera byggregler och skapa jämna spelregler mellan tillförd och byggnadsanknuten energi. Idag är det möjligt att uppnå en högre energieffektivitet trots att fastigheten fortfarande har samma energianvändning genom att byta fjärrvärme mot en värmepump. Regelverk måste vara teknikneutrala och här är uppdaterade byggregler, som ger jämnare spelregler mellan tillförd och byggnadsanknuten energi, viktiga.

För att utnyttja hela potentialen i fjärrvärmen i samspel med kraftvärme och fjärrkyla bör en sammanhållen svensk strategi med långsiktigt stabila och teknikneutrala villkor tas fram.

5.5 Energilager

Energilager är, tillsammans med ett välplanerat elnät och utvecklat regelverk kring sin tillämpning av stor strategisk betydelse för att uppnå Sveriges högt uppsatta energi- och klimatmål, eftersom lagringsmöjligheten tillför flexibilitet i elsystemet. Energilager kan beroende på typ 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.

Det finns otaligt många teknologier som ryms inom den här kategorin, några exempel är batterier, pumpkraft, och i framtiden även power-to-gas och vehicle-to-grid. Pumpkraft är, tillsammans med övrig framförallt magasinsvattenkraft, en vanlig energilagerteknologi som innebär att man pumpar upp vatten i vattenreservoarer under timmar med överskott/lågt pris på el, och släpper sedan ner genom älven och turbiner när man vill producera el. Elektrolys som väntas få en central roll för koldioxidfritt stål i framtiden, är en typ av power-to-gas där man bland annat genom elektrolys spjälkar vatten och sedan använder vätgasen i industriprocesser, alternativt i en bränslecell för att producera el. Vehicle-to-grid innebär att batterier i elbilar används som energilager som laddas upp och ur beroende på tid och behov. Energilagerteknologier befinner sig olika långt från kommersialisering. Generellt kan sägas att de har en del förluster i samband med att de laddas upp och ur, och gör därför mest nytta i system med stora skillnader på värdet av el vid olika tillfällen över dygnet.

[48] Sweco: *100 % förnybart med fjärrvärme och kraftvärme*, 2019
[49] Sweco: *100 % förnybart med fjärrvärme och kraftvärme*, 2019

Tabell 5. Översikt av lagringstekniker och deras egenskaper och tillämpningsområden. *Källa: Sweco*

Lagringsteknik	Pumpvattenkraft	Tryckluft	Power to Gas (metan)	Svänghjul	Flödesbatterier	Litiumjonbatterier
Fördelar	• Hög kapacitet • Låg relativ kostnad • Storskalig lagring	• Hög kapacitet • Låg relativ kostnad • Storskalig lagring	• Möjlighet för storskalig lagring i gasnät	• Snabb respons • Hög effekt	• Skalbar lagringskapacitet	• Hög energitäthet • Hög effekttäthet
Nackdelar	• Krav på höjdskillnad • Naturingrepp • Låg energitäthet	• Kräver naturliga förutsättningar och gasturbinkraftverk • Låg energitäthet • Låg verkningsgrad	• Låg verkningsgrad	• Snabb självurladdning • Låg energimängd	• Hög kostnad • Låg mobilitet • Pre-kommersiellt stadie	• Fortfarande relativt hög kostnad • Viss säkerhetsrisk
Tillämpningsområde	• Säsongslagring • Reglerkraft • Nätstabilisering	• Dygnslagring • Nätstabilisering • Komplement till nätinvestering	• Säsongslagring • Reglerbar last	• Reglerkraft • Black-start • Elkvalitetstjänster	• Dygnslagring • Nätstabilisering • Komplement till nätinvestering • Black-start	• Dygnslagring • Komplement till nätinvestering • Black-start • Reglerkraft
Effekt [MW]	100-500	10-100	0,1-100	0,001-1	0,1-100	0,1-0,3
Lagringstid	1-24 h	1-24 h		0,1-20 min	<10 h	< 8 h
Livslängd	30-60 år	25-40 år	7-10 år	20 år	10 000– 20 000 cykler	1 000-10 000 cykler
Självurladdning [%/dygn]	< 0,5	0-10	Försumbar	Max timlagring	0,2	0,1-0,3
Responstid	s-min	s-min	s-min	ms-s	ms-s	ms-s
Energitäthet [Wh/l]	0,2-2	2-6	700 (80 bar)	20-80	20-70	120-760
Effekttäthet [W/l]	0,1-0,2	0,2-0,6		5 000	0,5-2	1 000- 10 000
Verkningsgrad [%]	70-85	40-70	45-55	70-95	60-85	85-95

Pumpvattenkraftverk lagrar potentiell energi genom att pumpa upp vatten från en lågt belägen reservoar till en högre under tidpunkter då det finns ett produktionsöverskott i kraftsystemet. Detta sker antingen med hjälp av en pump och en turbin eller med en reversibel pumpturbin. Då det finns ett ökat elbehov kan pumpvattenkraftverket fungera som ett konventionellt vattenkraftverk genom att vattnet från den högre reservoaren släpps ner genom en turbin. Generellt sett har pumpkraftverk förmågan att kunna regleras snabbt då det har en responstid på ett par sekunder och möjlighet till att producera för fullt inom några minuter. I detta avseende lämpar sig pumpkraftverk bra som frekvensreglerande resurs, men även som flexibilitetsresurs vid höga effekttoppar i nätet. Pumpkraftverksteknologin är välutbyggd i Europa men det finns mindre antal lämpliga plaster med stora höjdskillnader kvar, vilket begränsas ytterligare av miljöhänsyn och övriga medborgarintressen. I södra Sverige har exempelvis Vättern, med en höjdskillnad på cirka 44 meter mot Vänern, förts på tal. Men tunnelsträckningen mellan sjöarna skulle bli ca 5 mil lång, och sjöarnas olika biotoper skulle störas. Vattenkraftsälvarna är dimensionerade så att effektuttaget kan varieras lika mycket som lasten normalt varierar på dygnsskala. Pumpkraften i jämförelse med vattenkraften har några nackdelar så som större energiförluster och att den kräver mer avancerad utrustning.

Pumpkraft i gruvor är en relativ ny utveckling som utreds i bland annat Sverige och Finland av aktörer som Pumped Hydro Storage och Minestorage. Här utnyttjas uttjänta gruvor som vattenreservoarer enligt samma princip som traditionell pumpkraft. På platser där all vattenkraft är utbyggd utgör det här alternativet en möjlighet till mer vattenkraft på ett miljövänligt sätt.

Vätgaslager kan spela en central roll i framtidens elsystem genom att bidra till att hantera variationer i produktion och efterfrågan. Vätgas kan lagras och användas vid behov för att producera el, driva industriella processer eller fungera som bränsle inom transportsektorn. Detta gör vätgaslager till en flexibel lösning som både kan balansera elsystemet och bidra till sektorkoppling mellan el, industri och transport.

Förutom att stabilisera energisystemet bidrar vätgaslager till att minska behovet av att transportera el över långa avstånd, vilket kan avlasta elnätet och minska trycket på nätkapaciteten. Genom att lagra energi lokalt kan vätgaslager också bidra till att minska behovet av dyra nätutbyggnader. Dessutom kan vätgaslager användas för att leverera stödtjänster, exempelvis genom att åter omvandla vätgas till el via bränsleceller eller gasturbiner, vilket kan bidra till att upprätthålla spänning och frekvens i nätet. Det finns flera sätt att lagra vätgas, och valet av metod beror på behovet av lagringskapacitet, tidshorisont och användningsområde. Komprimerad vätgas är en vanlig lösning där gasen lagras under

högt tryck, vilket passar för mindre, decentraliserade lagringssystem och korttidslagring. Flytande vätgas, som lagras vid extremt låga temperaturer, har en högre energitäthet och lämpar sig för storskalig lagring eller transport, men medför energiförluster vid kylning.

Ett annat alternativ är att omvandla vätgas till kemiska föreningar som ammoniak eller metanol, vilket gör lagringen mer stabil och möjliggör långdistanstransport. För storskalig och långsiktig lagring kan vätgas lagras i geologiska formationer som saltkupoler eller uttjänta gasfält, vilket redan används i kommersiella applikationer i vissa länder.

Trots sin potential står vätgaslager inför utmaningar som höga kostnader för infrastruktur, omvandlingsförluster och säkerhetsfrågor relaterade till gasens brandfarlighet och lagringstryck. Dock sjunker kostnaderna för elektrolysteknik, och med ökande behov av energilagring väntas vätgaslager få en större roll i elsystemet. Genom forskning, teknikutveckling och investeringar i infrastruktur kan vätgaslager bidra till att skapa ett robust, flexibelt och fossilfritt energisystem.

En funktion för fordonsladdning som skulle kunna avlasta elnätet under tillfällen med höga effekttoppar är så kallad vehicle-to-grid (V2G), vilket innebär att ett laddbart fordon används likt ett energilager. Tekniken går ut på att energi både kan tillföras till batteriet och återföras från det. Det betyder att den energi som finns lagrat i fordonet kan återföras till nätet eller användas i det egna hushållet vid exempelvis en situation med produktionsunderskott eller ett strömavbrott.

Elpannor kopplade till akkumulatortankar i fjärrvärmesystemet är termiska energilager som kan användas i situationer med överskott av elproduktion.

Svänghjul lagrar kinetisk energi genom att låta en rotor med hög massa rotera snabbt och nästintill friktionsfritt med kullager. Genom att tillföra energi kan svänghjulet spinna snabbare och därmed lagra mer rörelseenergi och då motorn sedan bromsas genereras istället energi genom den tröghet som finns i rotationen. Svänghjul har en hög energitäthet och effekt samt en snabb responstid, vilket gör att tekniken lämpar sig för frekvensreglering, elkvalitetstjänster och black-starts (en kraftsystemkomponents återhämtning från avstängning utan att behöva förlita sig på det externa elnätet). Däremot är det inte en uthållig energilagring då självurladdningen är snabb.

Energi kan också lagras genom **tryckluft**. Då används el för att komprimera luft i en reservoar ovan eller under jord under tidpunkter av produktionsöverskott. Vid en högre efterfrågan på el hettas sedan den komprimerade luften upp så att den expanderar och kan drivas genom en turbin eller en expander för att producera el. Tryckluft har hög kapacitet och lång livslängd, men låg energitäthet och verkningsgrad. Tekniken har en snabb responstid från ett par sekunder och lämpar sig för dygnslagring eller för nätstabilisering vilket kan bidra till att andra nätinvesteringar skjuts på framtiden.

Det finns många olika batteriteknologier och utvecklingen går snabbt. Batterier installeras redan idag antingen produktionsnära (i närheten av vindkraft- eller solkraftparker) eller konsumtionsnära i större fastigheter. Det är ganska sannolikt att andelen batterier kopplade till småskalig solelsproduktion kommer öka i framtiden som en konsekvens av sjunkande batteripriser och att lönsamheten för privatpersoner då kan öka.

Flödesbatterier är en typ av elektrokemiska batterier med flytande elektroder som kan lagras utanför battericellerna för att möjliggöra större lagringsvolymer. Denna teknik har snabb responstid och en lång livslängd, men en låg energitäthet. Tekniken lämpar sig för lagring över dygn och tillämpningsområden som nätstabilisering, nätinvesteringar och black-starts. De skrymmande i och med att elektronerna lagras i stora tankar utanför battericellen och därmed lämpar de sig kanske främst för stationära applikationer. De har även något högre kostnader än andra batterier. Tekniska utmaningar kopplade till flödesbatterier innefattar att de utgörs av elektrolyter i flytande form som är lagrade i separata tankar. En låg energidensitet, 50–75 kWh/m3, kräver stora tankvolymer och utgör en begränsning i hur stor mängd energisystemet kan leverera. Elektrolyterna består ibland av giftiga ämnen som brom.

En av de vanligast förekommande batterisorterna är **litiumjonbatterier**. Dessa har en hög energi- och effekttäthet och en hög verkningsgrad jämfört med flera andra batterityper. Detta gör dem yteffektiva och lämpliga för dygnslagring och därmed passar de för applikationer som frekvensreglering, senareläggning av nätinvesteringar och black-starts. Tekniska utmaningar kopplade till litiumjon-batterier innefattar att de är begränsade i sin momentana effektkapacitet. De är temperaturkänsliga och kan överhettas på grund av dess kemiska sammansättningen och litiums brännbarhet. Vidare har

litiumjon-batterier en något högre självurladdning (5 % första 24 h och sedan 3 % per månad). Cykelkapaciteten kan variera mellan 300–25 000 (flödesbatterier har generellt över 10 000) beroende på kemisk uppsättning.

Hur kan energilager realiseras i större skala i kraftsystemet?

Främja kraftsystemanalys och forskning för att identifiera systemets behov för energilager, framför allt storskalig lagring. Detta innebär att stödja utveckling av modeller som adopterar en både helhetlig och mer detaljerade syn på energilager och deras funktioner i kraftsystemet.

Med hjälp av modellerna bör potentialen för produktion- och konsumtionsnära energilager utredas, fastställas samt kommuniceras. En tydlig bild kring hur olika energilagringssystem kan fungera i kraftsystemet och på energimarknaden bör upprättas, där utvärdering av dess affärspotential ingår.

Det är viktigt att testa energilagerlösningar genom att främja pilotprojekt för olika typer av energilager inom olika delar av kraftsystemet, eventuellt med hjälp av regulatoriska sandlådor. Det kan handla om energilager i anslutning till elproduktion eller i anslutning till industriell produktion, konsumtionsnära eller helt nya lösningar som pumpkraft i gruvor. Detta för att testa funktionaliteten, förmågor som kan levereras och affärsmodeller. Då de nya energilagerteknologierna testas genom pilotprojekt kan regulatoriska barriärer upptäckas som då bör elimineras genom tillämpning av regulatorisk sandlåda.

Olika energilagerteknologier kommer behöva olika lösningar för att realiseras i större skala. Vi vet att den enorma kostnaden för större vätgaslager avskräcker från investeringar, även om dessa skulle vara meningsfulla ur ett energisystemperspektiv.

5.6 Marknad, affärsmodeller, och regelverk

Dagens elmarknadsutformning är designad efter det kraftsystem vi har haft. Elmarknaden behöver utvecklas kontinuerligt och större förändringar väntas i samma takt som kraftsystemet förändras. Hittills har ansvarsfördelning mellan marknadens aktörer varit anpassad till den produktionsmix som finns idag. Detsamma gäller de regelverk som styr marknaden. I samband med att styrbar termisk produktion ersätts av variabel sol- och vindkraft är det sannolikt att dagens marknadssystem kommer att behöva anpassas så att handeln sker närmare leveransperioden eller på ett sätt som ger systemoperatören utökade befogenheter.

På längre sikt måste det också säkerställas att marknaden ger de rätta incitamenten till investeringar i både produktion, energilager, efterfrågeflexibilitet och stödtjänster. Detta kommer bli mer komplext eftersom de olika tjänsterna delvis motverkar varandra. Till exempel leder ökad efterfrågeflexibilitet till kapade pristoppar, som är en förutsättning för lönsamheten i energilager och vissa typer av flexibel elproduktion som pumpkraft eller gasturbiner. Ett annat exempel är dagens tariffstruktur som för uttag ofta ger incitament att minska den totala elenergianvändningen snarare än att hålla nere det maximala effektuttaget och verka för ett mer effektivt utnyttjande av elnätet och för inmatning ger svaga incitament att öka effekt i befintlig produktion.