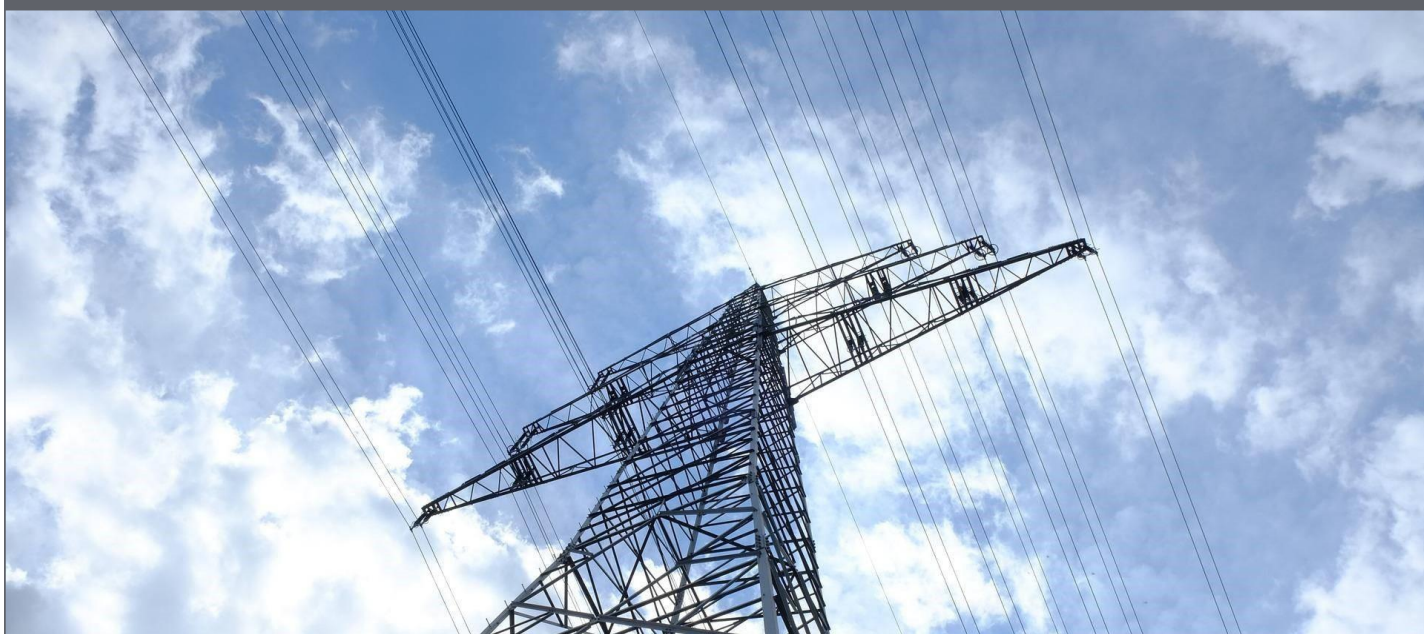


ELNÄTSRAPPORTEN 2023 - INVESTERINGSBEHOVET I DET SVENSKA KRAFTSYSTEMET TILL 2045

EN RAPPORT TILL ELLEVIO



Copyright © 2023 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.

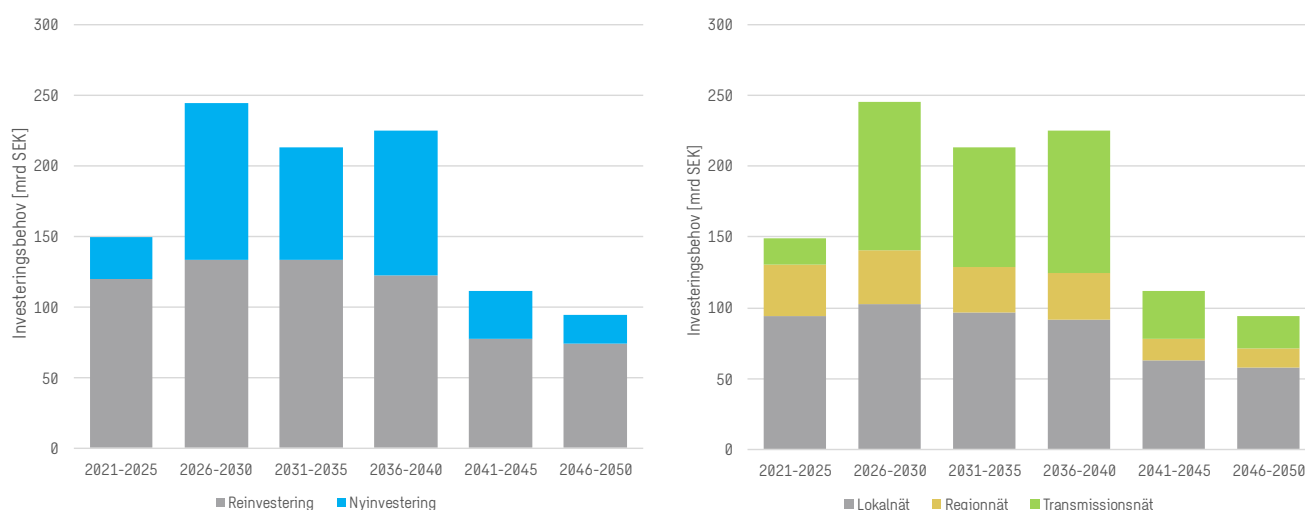
SAMMANFATTNING

Elnätsrapporten 2023 är en uppföljning av 2022 års rapport om det framtida nätinvesteringsbehovet i Sverige som syftar till att bidra med kunskap om hur elanvändningen och effektbehovet samt elproduktionen kan komma att utvecklas i Sverige. Dessutom analyseras vilka utmaningar och lösningar som finns för elsystemet och hur investeringsbehovet ser ut på sikt, främst för elnätet. Sweco utgår från aktuell kunskap, statistik och analyser av den prognostiserade kortsiktiga utvecklingen samt en långsiktig scenarioanalys med hög geografisk detaljeringsgrad och ett högt och snabbt och ett lågt och långsamt elektrifieringsscenario.

Sverige har som övergripande mål att minska de totala klimatutsläppen och bli klimatneutralt senast år 2045. Detta mål inkluderar 100% fossilfri elproduktion, en fossilfri fordonsflotta, samt målsättningar om energieffektivisering i både byggnader och industri. Sverige har redan idag en i stort sett fossilfri elproduktion bestående av vattenkraft, kärnkraft, vind- och solkraft samt biokraftvärme. Teknikutvecklingen går snabbt och vi ser låga produktionskostnader för framför allt landbaserad vindkraft och solkraft. Samtidigt vill många näringslivsaktörer fasa ut energi med fossilt ursprung genom elektrifiering och ser ytterligare affärsmöjligheter i att vara "first movers". Det leder till stora ökningar av elbehovet på kort tid och ett enormt behov att få elinfrastrukturen – elproduktion, elnät, energilager samt berörda aktörer - på plats för att stödja denna omställning.

Sveriges befintliga, ålderstigna elnät kräver betydande investeringar, runt 890–945 miljarder kronor mellan 2021 och 2045, för låg- respektive högscenario. Investeringarna syftar framför allt till att möta den kraftigt ökande elanvändningen, men också att upprätthålla den nuvarande servicenivån. En stor del av investeringen – 587 miljarder - består av så kallade reinvesteringar som kommer behöva göras oavsett framtidsscenario. Omfattningen av nyinvesteringarna beror på produktions- och konsumtionsscenario och beräknas till 302 och 358 miljarder kronor i scenario låg respektive hög för perioden fram till 2045, varav merparten inom transmissionsnätet.

Investeringsbehovet på olika nätnivåer skiljer sig kraftigt: i lokalnätet uppgår investeringsbehovet mellan 2021 och 2045 till cirka 448 miljarder, i regionnätet till mellan 150 och 156 miljarder och i transmissionsnätet (eller transmissionsnätsnära) till 293–341 miljarder, för låg- respektive högscenario. En särskilt viktig insikt är att lejonparten av investeringar i elnätsinfrastruktur kommer att behöva göras de kommande 10–12 åren, eftersom stora delar av nätet når sin tekniska livslängd under denna period, samtidigt som nyanslutningar av stora punktlaster och elproduktionsenheter förväntas.



Figur 1: Elnätsinvesteringsbehov i Swecos högscenario

Elanvändningens och effektbehovets utveckling är tätt kopplad till kraftförsörjningen och kapacitetssituationen i elnätet. Behovet för näringslivet kan oftast uppstå fortare än vad elnätsföretagen har möjlighet att leverera och i flera kommuner

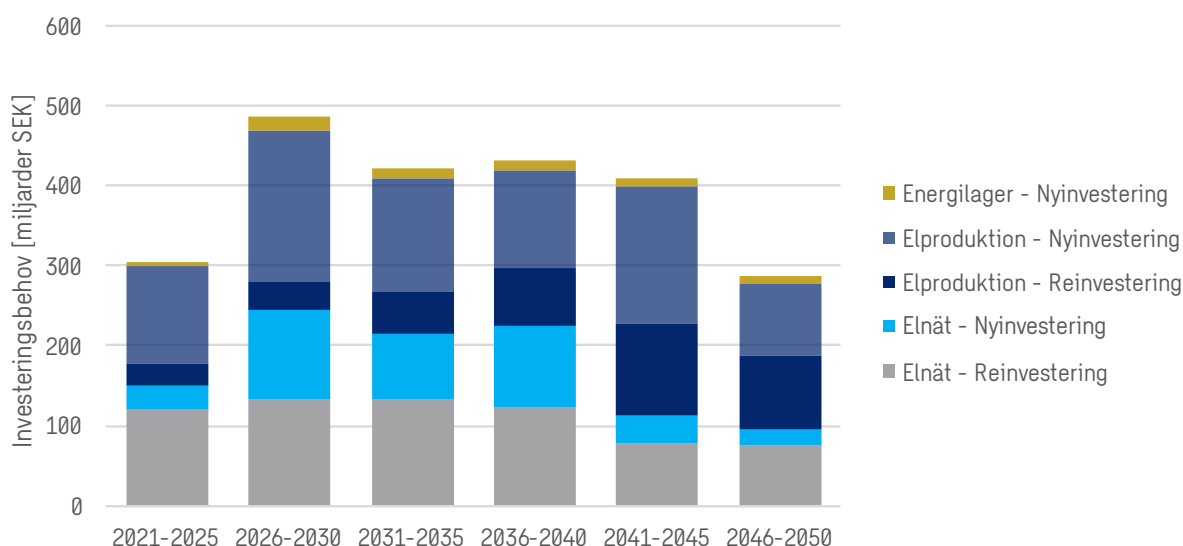
upplevs bristande elnätscapacitet idag utgöra en begränsning för nya etableringar. Fungerande kraftförsörjning blir på så sätt en avgörande förutsättning för tillväxt i Sverige.

I Swecos analys finns ett högt räknat scenario och ett lågt. I det höga och snabba elektrifieringsscenariot ökar elanvändningen, inklusive överföringsförluster, med 110 TWh från 2023 till 2030 och ytterligare 89 TWh till 2045. Det innebär att elanvändningen i Sverige kommer nå 340 TWh. I det låga och något långsammare elektrifieringsscenariot ökar elanvändningen inklusive förluster med 50 TWh från 2023 till 2030 och ytterligare 83 TWh till 2045, då den når 272 TWh. Utvecklingen drivs framför allt av industrin, där den förväntade ökningen i elanvändning på nationell nivå huvudsakligen utgörs av produktion av vätgas och elektrobränslen, nya datacenter och till viss del elektrifiering av transportsektorn.

Vi kan konstatera att det i båda scenarierna förutspås en stor ökning av elanvändning, inklusive förluster, framför allt i elområde SE1. Där förväntas en ökning på 14 till 44 TWh fram till 2030 och en ytterligare ökning på 43 till 46 TWh fram till 2045, vilket utgör en betydande utmaning. Likaså förväntas en stor ökning av elbehovet i SE3 (mellan 25 och 47 TWh fram till 2030) och en betydande relativ ökning i SE2. Det minsta ökningen i elanvändning beräknas ske i SE4.

Norrbottnen med kommunerna Boden, Gällivare, Luleå och Kiruna förväntas bli det län där elanvändningen ökar mest, oavsett scenario, följt av Västra Götaland. Även Västernorrlands län, Västerbottens län, Jämtlands och Dalarnas län ser stora relativa ökningar på kort sikt, till 2030. Samtidigt förväntas Kalmar län, Blekinge län och Kronobergs län och Uppsala län ha nästan oförändrad elanvändning.

Industrins snabbt ökande behov av el kommer att försämra kraftbalansen fram till 2030 oavsett scenario och elproduktionen måste därför byggas ut snabbt. Elproduktionen kommer behöva byggas ut snabbt men kommer inte hinna med att kompensera för den ökande elanvändningen till 2030. Detta trots antaganden om en kraftigt utbyggd landbaserad vindkraft och sedermera även av havsbaserad vindkraft från cirka 2030, i både låg- och högscenariot. Utöver det antas en viss effektutbyggnad i befintliga älvar i SE1 och SE2, främst under 2030-talet och med 1450 MW, lika mycket i båda scenarierna. Vidare antar vi att kärnkraften livstidsförlängs med 15 år efter 2040–2043 samt att det byggs små modulära reaktorer, så kallade SMR:er, vid befintliga anläggningar i Ringhals och Oskarshamn under 2040-talet, sammanlagt 2000 MW i det låga scenariot och 4500 MW i det höga scenariot. Slutligen antas att solkraften kommer fortsätta att växa, både med typinstallationer och större solcellsparker. Detta leder till elproduktion runt 251 TWh år 2030 och 363 TWh år 2045 i högscenariot samt 240 TWh och 317 TWh år 2030 respektive 2045 i lågscenariot.



Figur 2: Investeringsbehov i elnät, elproduktion och energilager till 2050 i Swecos högscenario

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.

Därför är det viktigt att både reinvesteringar och nyinvesteringar görs, både för elproduktion och elnät. Det totala investeringsbehovet i elinfrastruktur i Sverige mellan 2021–2045 i Swecos högscenario bedöms till cirka 2053 miljarder kronor, varav 945 miljarder för elnätet. I lågscenariot blir motsvarande investering 1843 miljarder kronor, varav 890 i elnätet.

En välfungerande elinfrastruktur är helt nödvändig för att möjliggöra en storskalig elektrifiering och Sveriges nyindustrialisering. Således är investeringar i elproduktion, elnät och energilagring även investeringar i Sveriges framtid.

FÖRKORTNINGAR OCH BEGREPPSBESKRIVNINGAR

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 och mäts i watt (W). Ses ofta i kombination med lämpligt prefix. Till exempel, större elnätanslutningar och elproduktionsenheter är av storleksordningen Megawatt, (MW).
Effektbrist	Effektbrist är en momentan brist på el som uppstår om det är obalans mellan inhemsk produktion/import och användning vid en given tidpunkt.
Elbrist	Elbrist, eller elenergi-brist som är ett mer korrekt uttryck, uppstår när elen som produceras i Sverige inte räcker till för att uppfylla behovet av el under 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) består av laddningar i rörelse. I elsystemet uttrycks den elektriska energin som en funktion av spänning och ström, och den vanliga storheten är wattimmar med lämpligt prefix (tex kWh, MWh, GWh eller TWh). Elektrisk energi är en mycket högvärdig energiform som med små förluster kan omvandlas till andra energiformer eller användas till arbete.
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 energilagring.
Kraftbalans	Kraftbalans, även kallat effektbilans, 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.
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.
Regionnät	Regionnätet kan liknas vid elnätets landsvägar som transporterar el från transmissionsnätet till lokalnäten över medellånga sträckor på spänningsnivåer om 30–150 kV.
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.
Underliggande elektrifiering	Övergripande planer eller förväntningar om elektrifiering från en sektor eller industri som har annonserats till allmänheten. Skilt från enskilda bolags specifika planer.
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	3
FÖRKORTNINGAR OCH BEGREPPSBESKRIVNINGAR	6
INLEDNING	9
1. ELANVÄNDNINGENS UTVECKLING	10
1.1 Sveriges elanvändning väntas öka markant efter över 30 år av små förändringar	10
1.2 Stora skillnader i utveckling mellan sektorerna och regionerna	11
1.3 Effektbehov i Sverige – mot 4x GW	18
2. UTVECKLING AV ELPRODUKTIONEN I SVERIGE	20
2.1 Elproduktionen måste utvecklas snabbt	21
2.2 Energilager behöver vara med på resan	24
3. NÄTUTVECKLING I SVERIGE – VAD HÄNDER OCH VAD KOSTAR DET?	26
3.1 Behovet av nätinvesteringar	27
3.2 Investeringsbehovet för elproduktion och energilager	31
4. UTVECKLINGEN I UTVALDA LÄN	33
4.1 Norrbottens län – elöverskott blir -underskott	33
4.2 Västra Götalands län – väst växer så det knakar	35
4.3 Stockholms län – transportelektrifiering, datacenter och hamnar	36
4.4 Dalarnas län – datacenter, Northvolt och mer vindkraft	38
4.5 Gävleborgs län – ett potentiellt nytt powerhouse på östkusten	40
4.6 Värmlands län – oförändrad efter 2030	42
4.7 Hallands län – västkustens nuvarande och framtida powerhouse	43
4.8 Örebro län – transportelektrifiering och solkraft	45

INLEDNING

Sverige står på tröskeln till ett **paradigmskifte, med omfattande elektrifiering samt fossilfrihet inom industrin och transportsektorn**. Det förväntas att elanvändningen kommer att mer än fördubblas, samtidigt som transportsektorn genomgår en total omvandling. Trots att Sveriges energisektor tidigare har genomgått betydande förändringar - från industrialisering och utveckling av vattenkraft och elnät till nedläggning av industrier, oljekriser och utveckling av fossilfria alternativ som kärnkraft - är den kommande omvandlingen en utmaning utan motstycke.

Stora industriella investeringar planeras och transformationen av transportsektorn är i full gång. Samtidigt behöver energieffektiviseringen fortsätta, efterfrågan behöver bli mer flexibel, elproduktionen behöver öka kraftigt, och elnätet behöver förstärkas, medan energilager och integrering mellan sektorer behöver bidra.

Det långsiktiga åtagandet att Sverige senast 2045 ska ha noll nettoutsläpp av växthusgaser, med ambitionen att därefter uppnå negativa utsläpp, utgör grundvalen för näringslivets avståndstagande från fossila bränslen. Sverige, som i huvudsak redan har en fossilfri elproduktion, har en unik möjlighet att förbättra sin konkurrenskraft och skapa ett stort antal arbetstillfällen i samband med detta.

Utmaningen ligger nu i att möta samhällets ökande efterfrågan på fossilfri el genom hållbar elproduktion, utbyggnad av elnätet, flexibilitet och innovation. Detta kräver en politisk och samhällelig konsensus, nya arbetsmetoder och en gemensam planeringsram med delmål och långsiktiga regler för de aktörer som ska genomföra omställningen. Sverige har en unik möjlighet att vara en föregångare och visa att denna omställning är möjlig, särskilt genom integration av kraft-, värme- och gassektorer.

Den energipolitiska debatten behöver i större utsträckning inkludera frågor om eldistribution och elnätsinfrastruktur, då dessa är avgörande för elektrifiering och samhällsutveckling. Utvecklingen mot ett robust och hållbart elsystem fram till 2045 kräver ett omfattande systemperspektiv, där energiomställning, klimatmål, nyindustrialisering och regional utveckling integreras. Denna övergång kräver massiva investeringar i elnätsinfrastrukturen.

Syftet med denna analys är att bidra till att skapa en detaljerad bild av hur elanvändningen och elproduktionen utvecklas i Sverige, med särskilt fokus på regionnätbolaget Ellevios elnätsområden samt några utvalda län. Analysen grundar sig på data med hög detaljeringsgrad och geografisk upplösning, minst ner på kommunnivå, både på konsumtions- och produktionssidan. Analysen av reinvesteringsbehovet bygger på nätägarnas kapitalbas och realistiska antaganden om tekniska livslängder och kostnader som ligger till grund för en kvalificerad bedömning av det totala investeringsbehovet. Detta ger insikt i utmaningarna, kostnaderna och behoven som omgärdar utvecklingen av elsystemet, vilket är en förutsättning för både ekonomisk tillväxt och måluppfyllnad inom klimat, energi och näringsliv. Rapporten fokuserar därför på elnätets viktiga roll i denna omställning och hur investeringsbehovet ser ut framöver.

1. ELANVÄNDNINGENS UTVECKLING

Elanvändningen och effektbehovet från framför allt industrin ökar i snabb takt, men är också tätt kopplat till kraftförsörjningen och kapacitetsituationen i elnätet. Näringslivets elbehov kan ofta uppstå fortare än vad elnätsföretagen har möjlighet att leverera och i flera kommuner upplevs bristande elnätskapacitet idag utgöra en begränsning för nya etableringar. En fungerande kraftförsörjning blir på så sätt en viktig möjliggörare för tillväxt i Sverige, men processerna för utbyggnad av den nödvändiga infrastrukturen har historiskt sett varit mycket långsammare än vad de behöver vara framöver. Samtidigt saknas det en mer differentierad regional och lokal bild av utvecklingen och utmaningarna.

Sweco har därför tagit fram två alternativa elektrifieringsscenarier. Det ena scenariot utgår från en snabb och omfattande elektrifiering inom industri och transport samt en snabb digitalisering och uppförande av datacenter, medan det andra scenariot i stället utgår från antaganden om en något långsammare industriell utbyggnadstakt och transportelektrifiering.

I Swecos snabba och höga elektrifieringsscenario ökar elanvändningen inklusive förluster med 110 TWh från 2023 till 2030 och ytterligare 89 TWh till 2045, för att nå 340 TWh. I det låga och något långsammare elektrifieringsscenariot ökar elanvändningen inklusive förluster med 50 TWh från 2023 till 2030 och ytterligare 83 TWh till 2045 för att nå 272 TWh. Utvecklingen drivs framför allt av industrin där den förväntade ökningen i elanvändning på nationell nivå huvudsakligen utgörs av produktion av vätgas och elektrobränslen, nya datacenter och till viss del elektrifiering av transportsektorn.

Effektbehovet från stora, enskilda punktlaster som ansluts fram till 2045 uppgår till mellan 15.5 och 22 GW, vilket kan jämföras med dagens topplastförbrukning för hela Sverige som under ett normalår uppgår till runt 23 GW och upp till 27 GW under en kall vinter.

Norrbottnen med kommunerna Boden, Gällivare, Luleå och Kiruna är i båda scenarierna det län där elanvändningen ökar mest, följt av Västra Götaland. Även Västernorrlands län, Västerbottens län, Jämtlands och Dalarnas län ser stora relativa ökning på kort sikt, till 2030. Samtidigt förväntas Kalmar län, Blekinge län och Kronobergs län och Uppsala län ha en nästan oförändrad elanvändning.

Summerat på elområdesnivå ökar elanvändningen i båda scenarierna mest i SE1 där elanvändningen ökar med mellan 14 och 44 TWh till 2030 och ytterligare 43 till 46 TWh till 2045, vilket innebär en enorm utmaning. Utöver SE1 sker det även en stor ökning av elbehovet i SE3 (mellan 25 och 47 TWh fram till 2030) och en stor relativ ökning i SE2. Elanvändningen ökar minst i SE4.

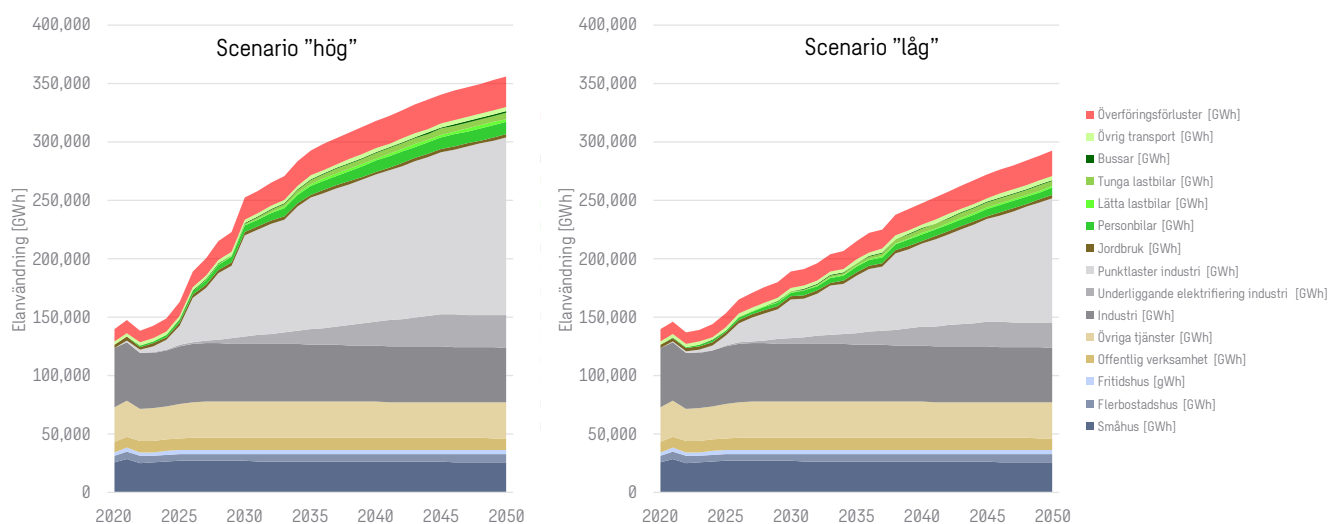
1.1 Sveriges elanvändning väntas öka markant efter över 30 år av små förändringar

Vi står inför en kraftig ökning av elanvändningen i såväl Sverige som övriga Norden och Europa. Elanvändningen i Sverige ökade kraftigt under 1970- och 1980-talet som följd av kärnkraftens utbyggnad, då tillgången till billig el gjorde att bland annat elanvändning för uppvärmning av bostäder och service ökade. Sedan dess 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 består av två huvudkomponenter: elektrifiering av befintlig industri samt nyetableringar. Elektrifieringen av befintlig industri inom sektorer som idag använder fossila bränslen sker både direkt och indirekt. Under det senaste året har intresset för *indirekt elektrifiering* genom användning av vätgas och elektrobränslen som produceras från el ökat kraftigt, och flera industriprojekt har lanserats på olika håll i landet vars elanvändning får en stor påverkan på den totala förbrukningen även på en nationell nivå. När det gäller etablering av ny elintensiv industri, som exempelvis datacenter och batteriproduktion, har Sverige internationellt sett konkurrensfördelar i form av en hög andel fossilfri elproduktion och historiskt relativt låga elpriser.

Sweco har tagit fram två scenarier för elanvändningens utveckling till 2050. Den långsiktiga utvecklingen är förknippad med stora osäkerheter och beror på en mängd faktorer, inte minst tillgången till nätkapacitet för att möjliggöra industrisatsningar och attrahera nya aktörer till olika regioner i Sverige. Med vår ansats fångar vi både publicerade etableringsplaner som vi kallar *punktlaster industri*, sektorutveckling med hög geografisk upplösning och den *underliggande elektrifieringen av industrin*,¹ alltså elektrifieringen som respektive industrisektor meddelat att de vill genomföra utan att sektorns ingående bolag specifikt har annonserat sina planer publikt.

Skillnaden mellan scenarierna är att scenariot med högre elanvändning utgår från en snabb och omfattande elektrifiering inom industri och transportsektor samt en snabb digitalisering och uppförande av datacenter, medan det andra scenariot i stället utgår från antaganden om en något långsammare utbyggnadstakt för de nya industrierna och något långsammare transportelektrifiering. Utfallsrummet är stort på kort sikt. I Swecos snabba och höga elektrifieringsscenario ökar elanvändningen med 110 TWh från 2023 till 2030 och ytterligare 89 TWh till 2045, för att nå 340 TWh. I det låga och något långsammare elektrifieringsscenariot ökar elanvändningen med 50 TWh från 2023 till 2030 och ytterligare 83 TWh till 2045 för att nå 272 TWh. I denna rapport redovisas elanvändningen på sektornivå genomgående exklusive överföringsförluster, men inklusive överföringsförluster då elanvändningen presenteras geografiskt aggregerad, som län och elområden.



Figur 3: Swecos nationella elanvändningsscenario per sektor, scenario hög och låg, inklusive förluster (2023)

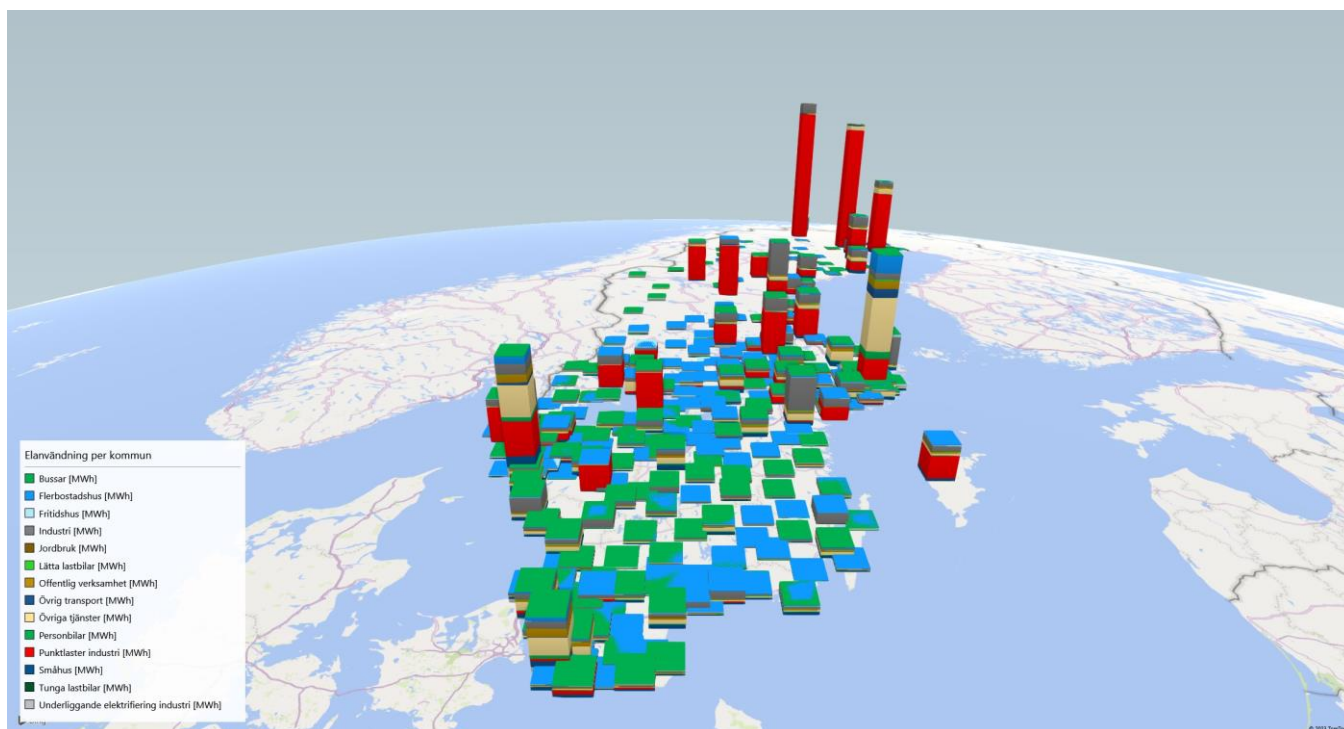
Etablering av nya elintensiva industrier kommer att ha enorm påverkan på, och är samtidigt beroende av, elsystemets utveckling. Effektbehovet från stora, enskilda punktlaster som ansluts fram till 2045 uppgår till mellan 15.5 och 22 GW, vilket kan jämföras med dagens topplastförbrukning för hela Sverige som under ett normalår uppgår till runt 23 GW och upp till 27 GW under en kall vinter.

1.2 Stora skillnader i utveckling mellan sektorerna och regionerna

Norrbottnens län förväntas oavsett scenario bli det län där ökningen av elanvändningen är som störst, följt av Västra Götaland. 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 H2 Green Steels (H2GS) tillverkning av fossilfri järnsvamp samt SSAB:s omställning till produktion av fossilfritt stål. I tillägg ser vi stora

¹ Bedömningen av det underliggande elektrifieringsbehovet utgår ifrån Naturvårdsverkets lista med utsläpp från industri och energisektor samt vad olika sektorer och branschorganisationer har uppgivit som elektrifieringspotential för branschen, justerad för redan publicerade, bolagsspecifika elektrifieringsplaner.

ökningar genom Green Wolverines ammoniak- och gödselproduktion i Luleå och ett antal större datacenter. Denna ökning är betydligt större än den som förväntas i landets övriga län, och visar den betydande roll som Norrbottens industri spelar i landets ökande elbehov. I Swecos scenarier ökar Norrbottens elanvändning mellan 11–37 TWh fram till 2030 och ytterligare 38–40 TWh till 2045, från dagens nivå runt 10 TWh.

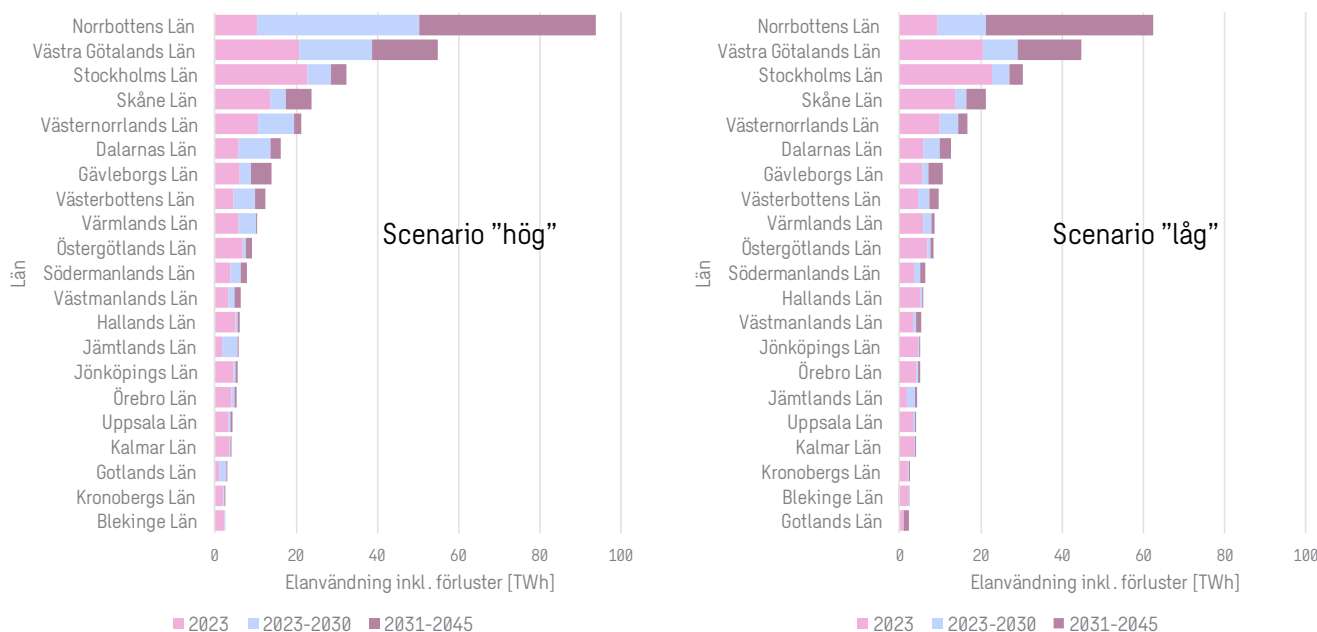


Figur 4: Elanvändningens regionala fördelning 2030 per kommun, scenario hög. Tillkommande industriella punktlaster är rödmarkerade

I Västra Götaland tillkommer 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 Flagship One och Flagship Two, vätgasproduktion i Ånge, Sasol och Uniper Skyfuel H2 och datacenter, Västerbottens län med Northvolt och Liquid Winds elektrobränsleproduktion från Flagship Three samt Jämtlands och Dalarnas län med Northvolt Kvarnsveden och stora datacenter.

I Stockholms län tillkommer hamnelektrifiering och datacenter, Stockholm Exergis bio-CCS satsning samt ökat effektuttag från transportsektorn, i Skåne län dominerar elektrifieringen av hamnarna de tillkommande punktlasterna.

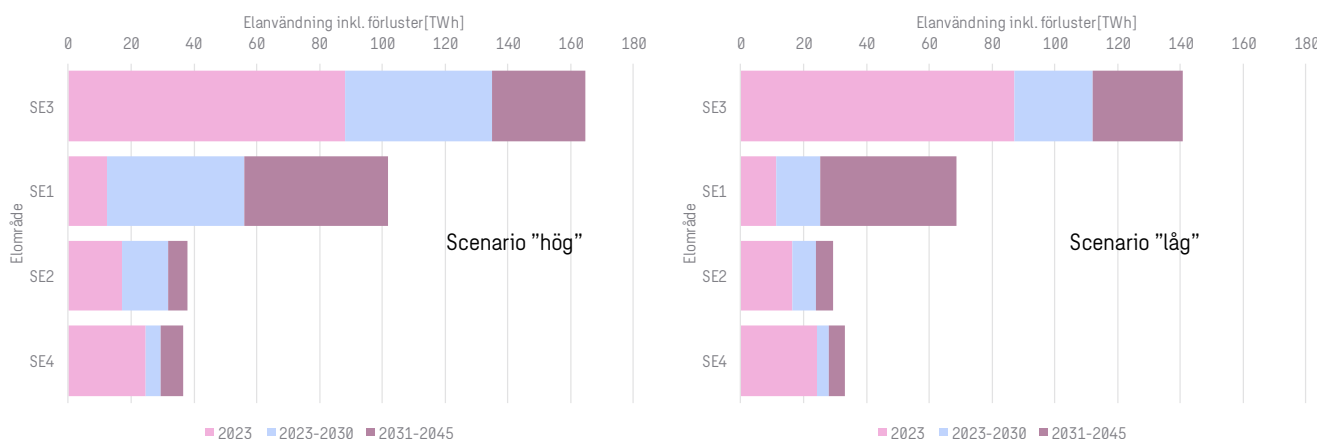
Samtidigt förväntas Kalmar län, Blekinge län, Kronobergs län och Uppsala län ha en nästan oförändrad elanvändning på sikt.



Figur 5: Swecos nationella elanvändningsscenario per län, scenario hög och låg (2023)

Figur 4 visar den regionala fördelningen av elanvändningen år 2030 för scenariot "hög", medan Figur 5 visar elanvändningsutvecklingen per län. Det stora tillskottet av punktlaster i SE1 innebär att det är 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.

Summerat på elområdesnivå ökar elanvändningen inklusive förluster i båda scenarierna mest i SE1, där elanvändningen ökar med mellan 14 och 44 TWh till 2030 och ytterligare 43 till 46 TWh till 2045, vilket innebär en enorm utmaning. Utöver SE1 finns det även en stor ökning av elbehovet i SE3 (mellan 25 och 47 TWh fram till 2030) och en stor relativ ökning i SE2. Elanvändningen ökar minst i SE4.



Figur 6: Swecos nationella elanvändningsscenario per elområde, scenario hög och låg (2023)

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

På längre sikt väntas en omfattande elektrifiering av industri som idag använder mycket fossila bränslen. Befintliga och nya industriella aktörer vill göra ambitiösa klimatinvesteringar för att elektrifiera sina processer, även om potentialen för ökad elanvändning skiljer sig mellan olika industrier. Exempelvis är elanvändningen i skogs- och pappersmassaindustrin redan idag hög och andelen fossila bränslen låg. I järn- och stålindustrin samt cementindustrin är potentialen större, där el kan ersätta fossila bränslen i olika processer.

Utöver omställning genom elektrifiering och tillväxt av befintliga företag tillkommer elanvändning från nya etableringar av elintensiv industri. Det har historiskt varit få tillkommande stora industriella elanvändare i Sverige, i stället har det främst varit konjunkturen som styr industrins elanvändning. Under de senaste åren har det dock lanserats flera nya satsningar, bland annat till följd av den goda tillgången på fossilfri el. Nya industrier förväntas på grund av sin storlek få en stor påverkan på elanvändningen på såväl regional som nationell nivå. Batteritillverkaren Northvolt är ett exempel inom denna kategori, ett annat aktuellt exempel är H2GS planer på fossilfri stålproduktion i Boden.

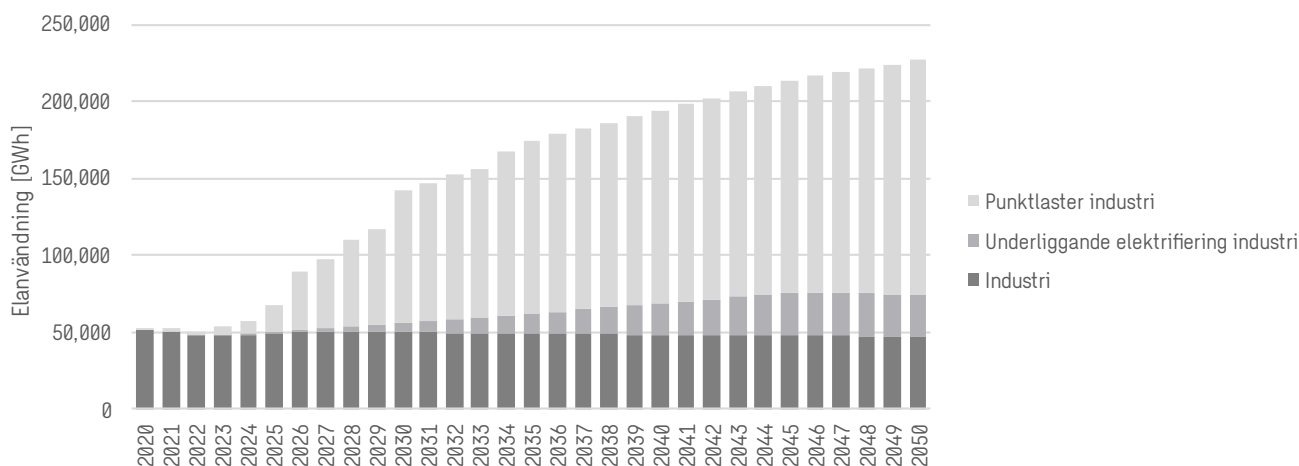
En stor del av den förväntade ökningen i elanvändning på nationell nivå utgörs av produktion av vätgas och elektrobränslen. Efterfrågan på vätgas producerad av el väntas öka markant i såväl Sverige, EU som globalt, som ett led i att ersätta fossila bränslen. Historiskt har vätgas primärt producerats med hjälp av fossila bränslen, men vätgas kan även framställas genom elektrolys med el. Framställning med fossilfri eller förnyelsebar el betraktas ofta som framtiden för vätgas, men processen kräver stora mängder el och utvecklingen är därför tätt förknippad med kraftförsörjningsfrågor. Denna koppling förstärks också av att vätgas och elektrobränslen kan vara viktiga energibärare och möjliggöra en mer flexibel elanvändning. Dessutom kan vätgas användas för att minska klimatpåverkan från industriella processer. Det mest kända vätgasprojektet i Sverige, Hybrit, är ett gemensamt projekt mellan Vattenfall, SSAB och LKAB där vätgas ersätter fossila bränslen vid ståltillverkning genom att reduktionen av järnmalmen genomförs med vätgas. Vätgas är också ett alternativ för omställningen av transportsektorn, framför allt i tunga och långa transporter som lastbilar, sjöfart och luftfart, där fördelarna gentemot batteridrift är större.

Frågetecken förknippade med storskalig vätgasproduktion är dels hur stor efterfrågan kommer att bli, dels var vätgasen kommer att produceras. I de mest kända projekten idag sker vätgasproduktionen huvudsakligen i anslutning till en industri, till exempel Hybrit och H2GS. Fler och fler elproducenter börjar även titta på möjligheterna att producera vätgas i anslutning till elproduktion, där land- och havsbaserad vindkraft samt kärnkraft är i fokus.

Under industrisektorn räknar vi även in elektrifiering av hamnar och landström. Landström innebär att fartyg, när de är förtöjda i hamnen, 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.

Det är tydligt att både nya och befintliga industrier spelar en avgörande roll i den övergripande elektrifieringen av Sveriges ekonomi och att de därmed bidrar till att uppnå landets klimatmål. Utvecklingen av industrins elanvändning och effektbehov är kopplat till kapacitetssituationen och möjligheten att öka uttaget i elnäten.

Det finns naturligtvis en osäkerhet om när investeringar kommer att genomföras och vilka faktorer som påverkar genomförandet, såsom tillgång och priser på el och råvaror, tillståndprocesser och kompetensförsörjning. Trots osäkerheterna är det viktigt att notera att många företag har ambitiösa klimatplaner och är fast beslutna att genomföra dem runt 2030 eller strax därefter, eftersom företagen inte ser några alternativ till att ställa om sin produktion.



Figur 7: Utveckling av elanvändning inom industrin inklusive datacenter i Swecos högscenari

I våra scenarier uppgår ökningen i elanvändning i batteriproduktion i Sverige till mellan 4–10 TWh år 2030 och 7–12 TWh år 2045, elektrifiering av hamnar till 1–2 TWh år 2030, medan ökningen inom järn-, stål och kemiindustrin inklusive tillverkning av elektrobränslen står för 19–58 TWh år 2030 och 64–101 TWh år 2045.

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 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. 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.

I våra scenarier uppgår elanvändning i datacenter i Sverige till mellan 9–18 TWh år 2030 och 16–25 TWh år 2045.

1.2.2 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 Sveriges elanvändning på sikt komma att öka till 15–21 TWh, vilket motsvarar 8–10 procent av dagens elanvändning. Elektrifiering väntas ske snabbast inom persontrafiken och eftersom vägtrafik är det trafikslag som står för den absolut högsta energianvändningen idag kommer en omfattande elektrifiering av segmentet vägtransporter att få störst påverkan på

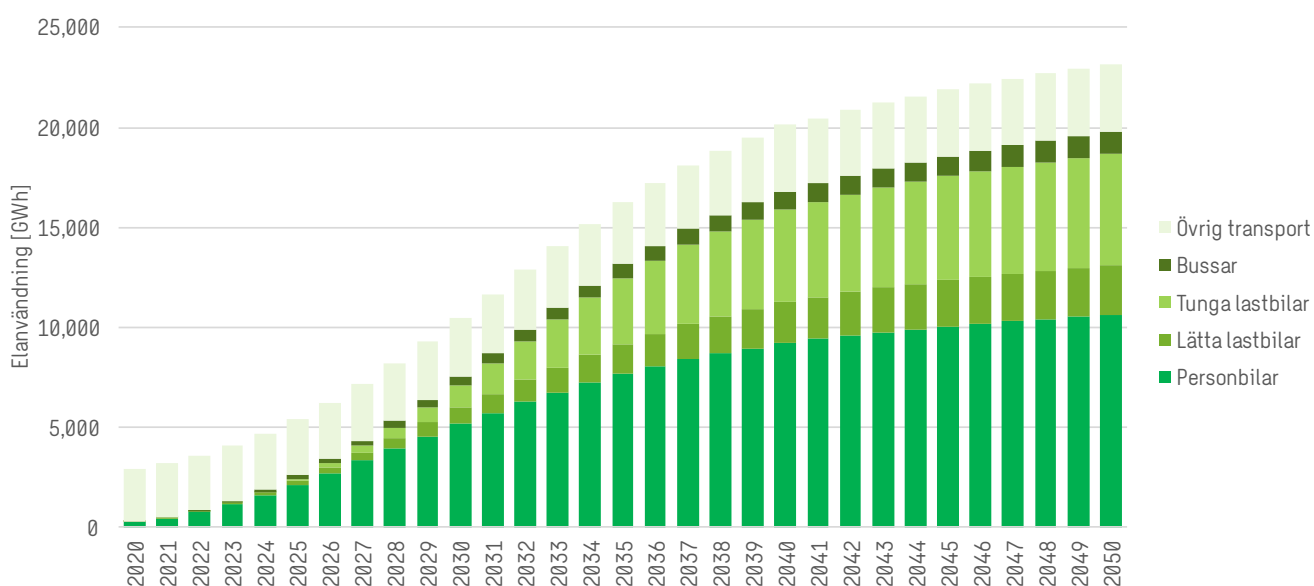
kraftsystemet. Lokalt kan dock elektrifiering av hamnar² och flygplatser i framtiden få en stor påverkan på elanvändning och effektbehov.

Påverkan på det framtida effektbehovet från elektrifiering av transportsektorn beror på hur stor del av fordonen som är laddningsbara och hur laddningen av fordonen fördelar sig över dygnet. Om alla privatpersoner laddar sina elbilar sent på eftermiddagen när de kommer hem från jobbet blir topparna i elanvändningen höga. Antaganden om framtida laddningsmönster blir därför centrala för att förutse tillkommande effektbehov. Laddning av elfordon kan även innebära lokala ansträngningar för elsystemet på grund av höga laddeffekter. Ju snabbare laddningen sker och ju större fordonens batterier är, desto högre effektuttag och större påverkan på elsystemet. Laddning av tyngre fordon som bussar och lastbilar kan innebära laddeffekter uppemot 1 MW, vilket lokalt kan skapa problem i områden där elnätet inte är väl utbyggt. På samma sätt medför landström och laddning av fartyg enskilt höga effektbehov som kan skapa lokala utmaningar.

Personbilar

Personbilsflottan bedöms komma att elektrifieras snabbare än tunga transporter och det är personbilar som i framtiden väntas utgöra den största delen av transportsektorns elanvändning. Laddbara fordon har ökat snabbt under de senaste åren och trenden ser ut att fortsätta även i framtiden. På marknaden finns redan idag konkurrenskraftiga personbilsmodeller och majoriteten av alla större bilföretag erbjuder ett växande antal elbilar och elhybrider. I Sverige 2021 fanns det omkring 299 205 laddbara fordon, vilket motsvarar omkring 6 % av fordonsflottan, men av nybilsbilsförsäljningen utgjorde laddbara fordon 51 %, varav 18 % var rena elbilar.

Det mesta talar alltså för att omställningen av personbilsfordonsflottan kommer att ske genom en övergång till laddbara fordon, och frågan är snarare hur snabbt omställningen kommer att ske. I högscenariot förväntas personbilsflottan växa till 2.6 miljoner bilar år 2030, varav två tredjedelar som rena batteridrivna elbilar och en tredjedel hybridbilar.



Figur 8: Utveckling av elanvändning inom transport i Swecos högscenario

Vår analys med hög geografisk upplösning utgår ifrån en genomsnittlig livslängd och körsträcka inom en kommun och antagandet att antalet personbilar per invånare förblir oförändrat. Hastigheten på utvecklingen varierar eftersom fordonens genomsnittliga livslängd varierar mellan kommunerna.

² Elektrifiering av hamnar räknas in under industri i denna rapport.

Lätta och tunga lastbilar

Elektrifiering av lätta och tunga transporter innebär en större utmaning för elnätet eftersom energibehovet och effektbehovet vid laddning är större. Tung lastbilar definieras som lastbilar som väger över 3.5 ton, vilket inkluderar ett brett spektrum av lastbilar som används för stadsdistribution, regionala transporter och fjärrtransport. Hälften av alla lastbilstransporter körs sträckor kortare än 25 km, vilket gör att det finns god potential att öka antalet kilometer som körs på el. Detta medför dock inte motsvarande besparing i bränsle, eftersom 40 % av lastbilars transportarbete sker på sträckor över 30 mil.

För lastbilar som används i regionala transporter upp till cirka 30–40 mil väntas elektrifiering med batteri, tillsammans med biodrivmedel, bli den centrala tekniken för en omställning till fossilfria transporter³. Flera tillverkare har redan batteridrivna fordon på gång eller under produktion, och enligt branschen räknar man med att det inom några år finns fordon med en räckvidd uppåt 30 mil och kapacitet uppemot 50 ton, vilket skulle möjliggöra för batteridrift av en stor andel av de regionala transporterna och även en del av fjärrtransporterna⁴. De största utmaningarna är att etablera nödvändig laddinfrastruktur och komma ner till jämförbar produktivitet och kostnad.

Elektrifiering av lastbilar som färdas längre sträckor är mer utmanande och ligger längre fram i tiden. I branschens färdplan för tunga fordon lyfts tre tänkbare lösningar på hur långväga transporter på sikt kan ställas om till elektriska fordon:

- **Utbyggnad av snabb laddinfrastruktur** längs med huvudnätverket innebär att fordonen kan laddas med effekter över 500 kW, vilket möjliggör kör- och vilotidsbaserad laddning. Snabb laddinfrastruktur ställer höga krav på batterikapacitet och laddeffekt samt tillgängligheten till laddstationer. En sådan utveckling kan även innebära stora ansträngningar för elnätet, då simultan laddning av flera lastbilar kan innebära effektbehov om flera megawatt.
- **Elvägar med kontinuerlig laddning** från väg eller luftstolpe, möjliggör långväga transporter med mindre batterikapacitet och minskar uppehållstider och belastningen på elnätet. Elvägar kräver dock stora investeringar samt anpassningar till lagstiftning och regelverk, och lämpar sig först och främst för högt trafikerade stråk med en stor mängd långväga trafik, som triangeln Stockholm-Göteborg-Malmö.
- **Vätgas** som bränsle till bränslecellselektriska lastbilar är en annan möjlig utveckling, som möjliggör snabb tankning och ger en längre räckvidd jämfört med batteridrivna fordon, vilket minskar behovet av tankstationer. Dessutom behöver elnäten inte byggas ut till stationerna, eftersom vätgasen kan produceras centralt och transporteras till tankstationerna på samma sätt som man idag transporterar bensin eller diesel. Den stora nackdelen med vätgas är att kedjan från el till vätgas tillbaka till el ger en låg systemverkningsgrad.

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.

Flyg

I denna analys beaktas inte utvecklingen av elflyg.

1.2.3 Bostadssektorns elanvändning står stilla

Elanvändningen inom bostads- och servicesektorn har nationellt legat relativt stabil på omkring 70 TWh under de senaste 20 åren. Dock kan de årliga variationerna vara stora, eftersom en stor del av elanvändningen går till uppvärmning och därmed

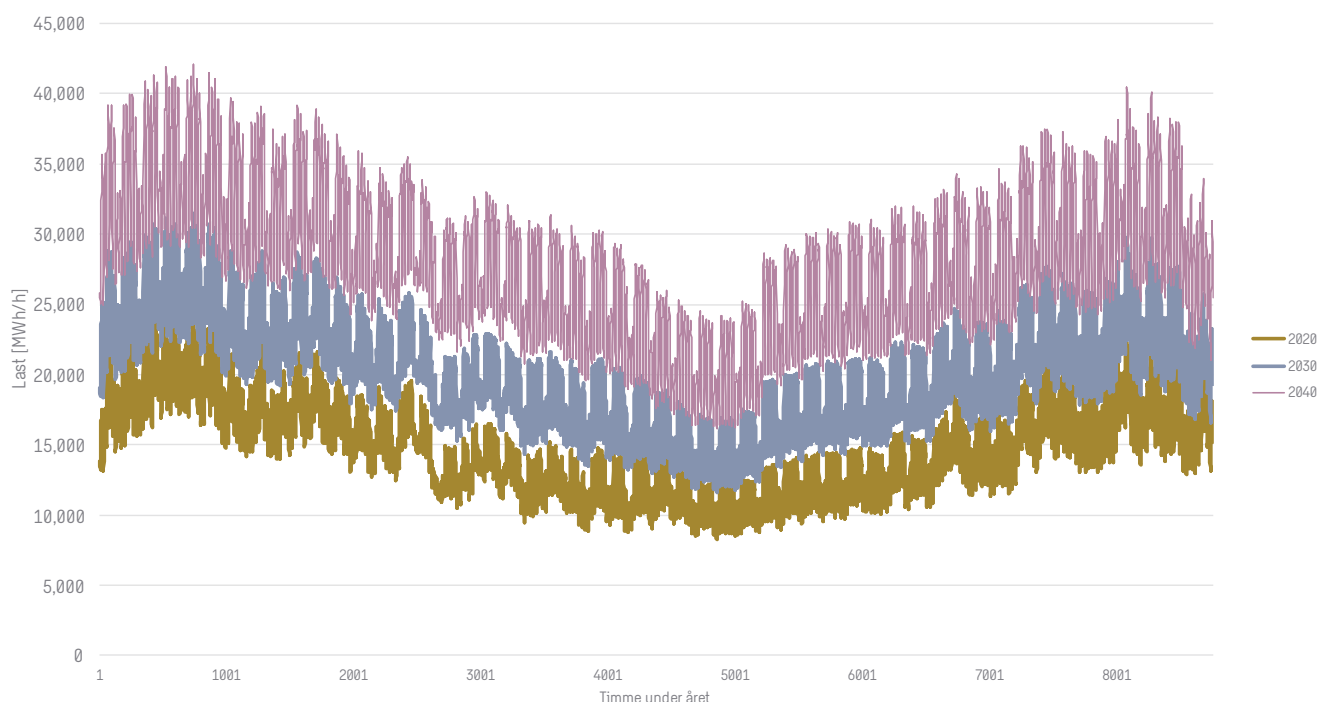
³ Fossilfritt Sverige, 2021, Strategi för fossilfri konkurrenskraft - Vätgas

⁴ Fossilfritt Sverige, 2020, Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Fordonsindustrin – tunga fordon

är utetemperaturberoende. 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 direktvärmade el till andra uppvärmningssätt. När det 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.

1.3 Effektbehov i Sverige – mot 4x GW

Effektbehovet varierar över året beroende på temperatur och förbrukningsmönster och vi förväntar oss detta även i fortsättningen. Effektbehovet i Sverige har ett tydligt säsongsmönster, med ett större behov på vintern och ett mindre på sommaren. Detta beror på att uppvärmning står för en stor del av elanvändningen, och ju kallare det är desto mer uppvärmning krävs. Större och framför allt elintensiva industrier 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, såsom hushåll, service och mindre industrier, ansluter i regel till lokalnäten, vilket innebär att effektvariationerna från förbrukningen är betydligt större i lokalnäten jämfört med regionnät och transmissionsnät. Samtidigt ansluter de större industrier med ett jämnare uttag oftast till transmissionsnätet. I våra scenarier ökar topplasten under ett normalår till 42 GW år 2040.



Figur 9: Lastprofil timme för timme för Sverige under ett normalår 2020, 2030 och 2040

1.3.1 Efterfrågeflexibilitet blir viktigare

Elanvändare kan välja att bidra med lösningar som antingen avlastar kraftsystemet genom att helt avstå från att använda el för den funktionen som de efterfrågar, exempelvis värme, eller med flexibilitet genom att ändra sin förbrukning givet olika styr signaler och incitament, så kallad efterfrågeflexibilitet. Efterfrågeflexibilitet kan komma från mindre hushåll till större

industrier. Efterfrågeflexibilitet kan delas upp i tre olika typer: användaren kan öka sin elanvändning, minska den eller flytta den till en annan tidpunkt. Om en elanvändare exempelvis minskar sin elanvändning då nätet som helhet är hårt belastat och ökar sin förbrukning då det finns ett elenergiöverskott bidrar de till att jämna ut nätets belastningsprofil och öka flexibiliteten i nätet. Detta är framför allt relevant för elintensiva processer, som exempelvis vätgasproduktion. Med en stor förväntad installerad elektrolytörkapacitet har flexibel vätgasproduktion på sikt potential att leverera en stor del av den långsiktiga balanseringen, främst genom att reglera ner vid behov. Detta medför dock andra utmaningar, till exempel kopplat till lagringskapacitet och dimensionering av elektrolysörer.

På samma sätt kan smart laddning av hybrid- eller elbilar bidra till att avlasta elsystemet. Efterfrågeflexibilitet hos hushåll, elbilar och fastigheter kan typiskt hantera förändringar i lokalnät och bidra med flaskhalshantering och systemtjänster på lokalnätetsnivå. Initialt bör detta kunna göras med incitamentsskapande tariffer och senare med marknadsplatser (drivna i samarbete mellan lokal/regionnät- och transmissionsnätsägare). Hushåll och fastigheter kommer att kunna bidra med flexibilitet på ett snarligt sätt, till exempel via styrning av värmepumpar. Efterfrågeflexibilitet hos industri kan i stället bidra till att underlätta topplastsituationer samt för att hantera flaskhalsar i region- och transmissionsnät, givet att industrin ofta har svårt att vara alltför flexibla. Det finns ett flertal anledningar till att industrin inte kan eller vill vara flexibla och 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.

Fjärrvärme som ersätter elvärme är och kan också bli en viktig storskalig flexibilitetslösning för kraftsystemet. 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.

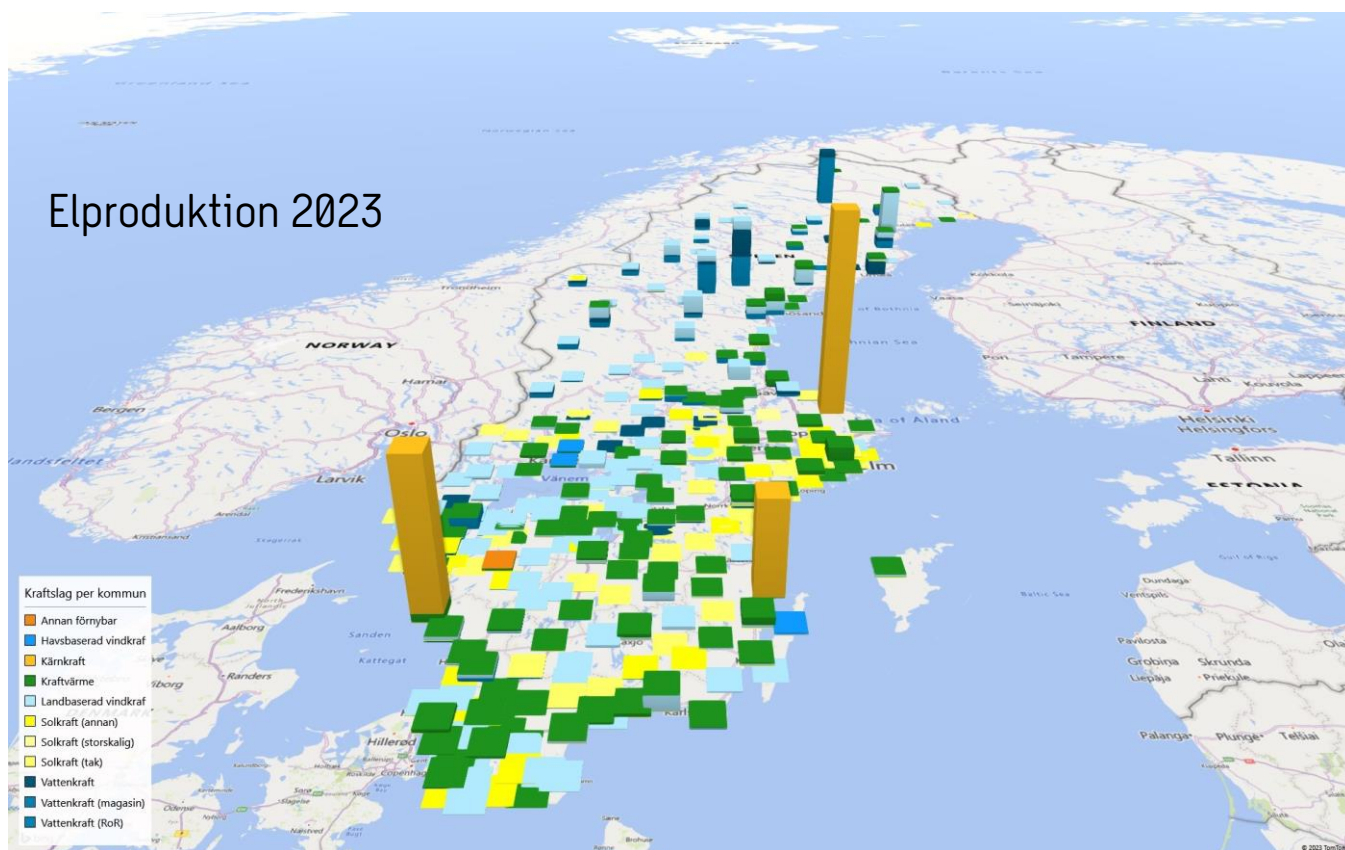
I vår sammanlagrade lastprofil för framtida år antar vi en del implicit användarflexibilitet från alla sektorer, exempelvis genom att personbilsladdningen flyttas och att elektrolysörer inte producerar vätgas under ansträngda timmar.

2. UTVECKLING AV ELPRODUKTIONEN I SVERIGE

Industrins snabbt ökande elbehov kommer att försämra kraftbalansen fram till 2030 oavsett scenario och elproduktionen måste därför byggas ut snabbt. Elproduktionen kommer behöva byggas ut snabbt men kommer inte hinna med att kompensera för den ökande elanvändningen till 2030, trots att vi antar en kraftig utbyggnad av landbaserad vindkraft och från cirka 2030 även en kraftig utbyggnad av havsbaserad vindkraft i både låg- och högscenariot. Utöver det antas en viss effektutbyggnad, 1450 MW i båda scenarier, i befintliga älvar i SE1 och SE2, främst under 2030-talet. Vidare antas att kärnkraften livstidsförslängs med 15 år efter 2040–2043, samt att det byggs SMR:er vid befintliga anläggningar i Ringhals och Oskarshamn under 2040-talet, sammanlagt 2000 MW i det låga scenariot och 4500 MW i det höga scenariot. Tillväxten av solkraft antas fortsätta, både i form av typinstallationer och större solcellsparker.

Detta leder till elproduktion runt 251 TWh i 2030 och 363 TWh i 2045 i hög scenariot samt 240 TWh och 317 TWh i 2030 respektive 2045 i låg scenariot.

Sveriges kraftproduktion är idag i princip fossilfri, enbart ett fåtal reservkraftverk använder fossila bränslen såsom olja och gas. Den absolut största delen av svensk elproduktion sker med vattenkraft och kärnkraft, kraftvärmeproduktion står för en mindre del samtidigt som vindkraftens andel ökar 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. Sverige har historiskt haft tillgång till relativt billig el vilket gynnat elintensiva industrier såsom stålindustri, papper- och massaindustri samt träindustri.

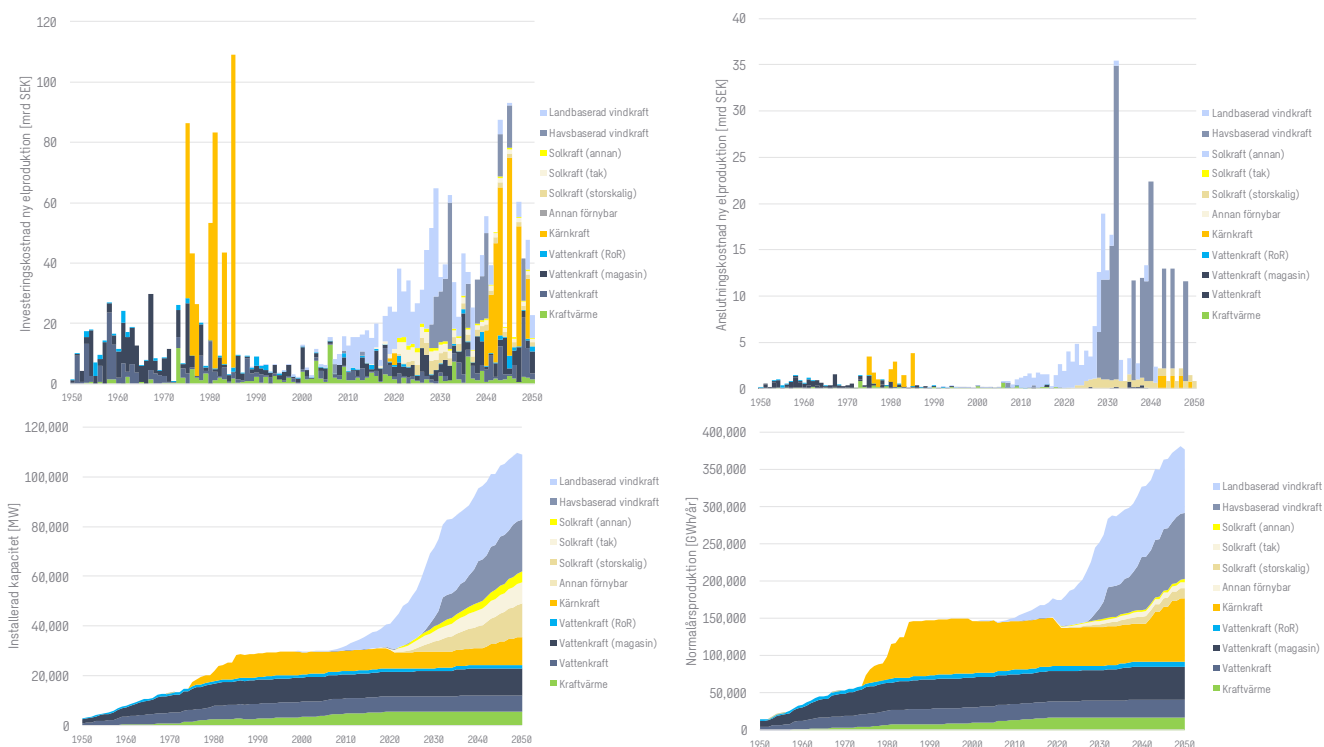


Figur 10: Elproduktion i Sverige 2023, Swecos scenario

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.

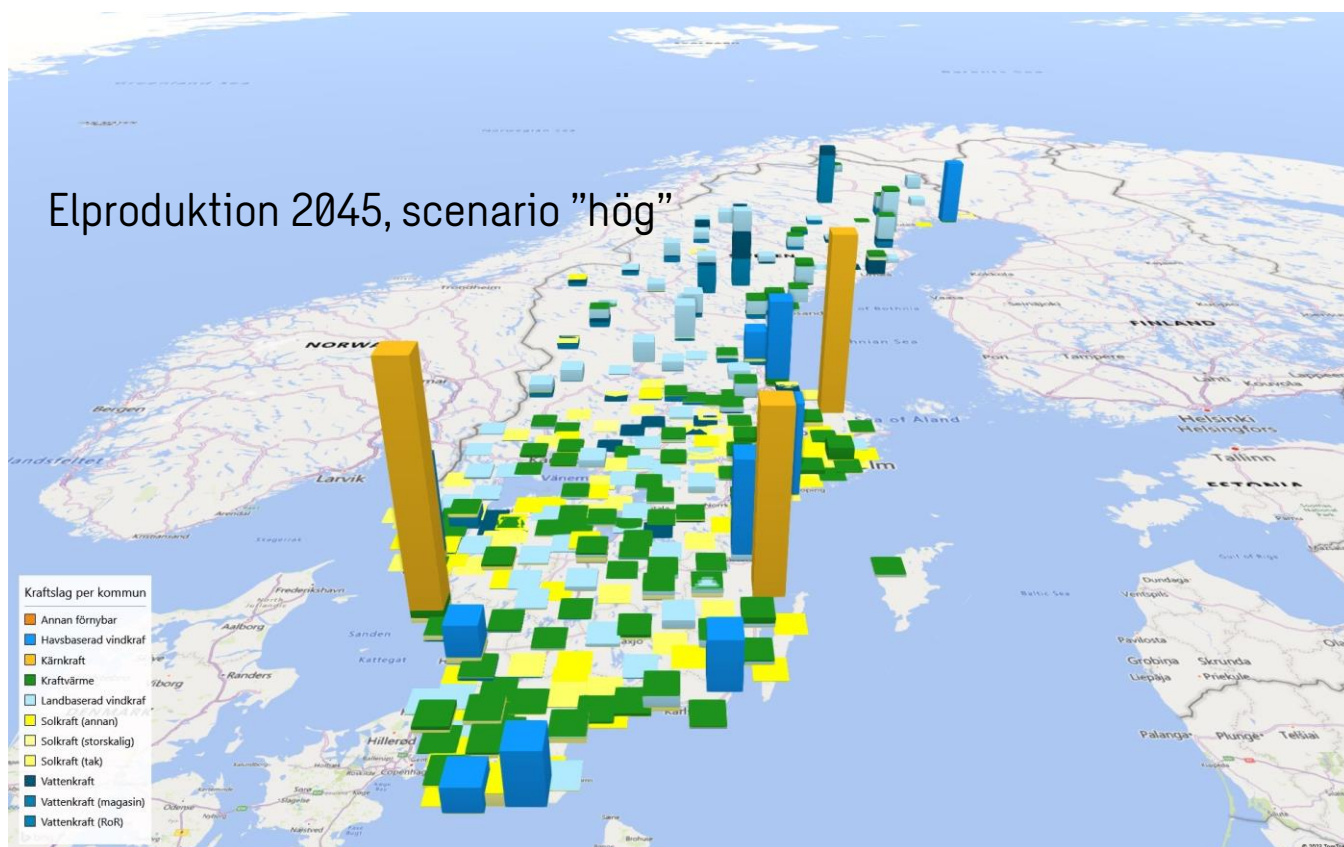
2.1 Elproduktionen måste utvecklas snabbt

Sweco har tagit fram två produktionsscenarioer till 2050. Scenarierna är på kort sikt baserade på trender, på längre sikt på möjliga utvecklingar av den europeiska och svenska energipolitiken.



Figur 11: Utveckling av installerad kapacitet och normalårsproduktion i Swecos högscenario

De olika kraftslagen bidrar med olika nyttor till elsystemet beroende på energiresursens underliggande egenskaper (till exempel väderberoende/väderoberoende), produktionsanläggningens grundläggande fysiska utformning samt möjligheterna till styrning av anläggningen. Vind- och solkraft bidrar exempelvis med produktion av elenergi till förhållandevis låga kostnader och låga utsläpp av växthusgaser, men kan ha en begränsad påverkan när det gäller att tillgodose systemets effektbehov under ansträngda timmar, medan planerbara kraftslag som kraftvärme, vattenkraft och kärnkraft bidrar med effekt när det behövs.



Figur 12: Elproduktion i Sverige 2023, Swecos scenario hög

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, 1450 MW, i befintliga älvar i SE1 och SE2, främst under 2030-talet, men ingen större ökning av elproduktionen från dagens nivåer.

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. Det finns idag cirka 3,5 GW installerad eleffekt från kraftvärme i fjärrvärmenäten (Svenska kraftnät, 2019). 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. 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 affärscentra och datacenter, vilket är positivt ur ett resursutnyttjandeperspektiv men minskar värmeunderlaget för kraftvärmeverk och därmed möjlig elproduktion.

Vi antar i båda våra scenarier att kraftvärmens installerade kapacitet bibehålls åtminstone till 2050 och producera cirka 17 TWh el.

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 är fallet med nuvarande reaktorer 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.

Vi antar i våra scenarier att kärnkraften livstidsförlängs med 15 år efter 2040–2043 samt att det byggs SMR:er vid befintliga anläggningar i Ringhals och Oskarshamn under 2040-talet, sammanlagd 2000 MW i det låga scenariot och 4500 MW i det höga scenariot. Normalårsproduktionen år 2045 antas uppgå till 67 TWh i scenario låg och 74 TWh i scenario hög.

Landbaserad vindkraft

Landbaserad vindkraft är det snabbast växande kraftslaget i Sverige och den snabba utbyggnaden väntas fortsätta under de kommande åren. Den nyttillkomna vindkraften utgörs idag huvudsakligen av storskalig landbaserad vindkraft eftersom denna är mest lönsam, varav merparten är lokaliserad i norra Sverige där det uppstår färre konflikter med konkurrerande intressen.

Vindkraft, och då främst landbaserad, förväntas öka mest 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 29 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 normalårsproduktionen år 2045 uppgår till 72 TWh i scenario låg och 93 TWh i scenario hög.

Havsbaserad vindkraft

Svenska vatten erbjuder goda förutsättningar för havsbaserad vindkraft och stora parker projekteras, men det finns utmaningar kopplat till anslutnings- och tillståndsprocesser. 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 i Sverige och det kan projekteras fritt, vilket har lett till att cirka 150 GW är planerad i olika, oftast tidiga skeden och ibland i överlappande områden. Dock finns det inget specifikt stödsystem och inget som är planerat, och planer om slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft är stoppade. Samtidigt finns det utmaningar med nätanslutningen och långa tillståndsprocesser vilket ger ett stort utfallsrum för möjliga scenarioantaganden.

I våra scenarier antar vi dryga 19 GW havsbaserad vindkraft till 2045 i det höga scenariot och 15 GW i det låga scenariot, vilket resulterar i en normalårsproduktion år 2045 på 65–83 TWh.

Solkraft

Solkraft utgör idag endast en marginell del av elproduktionen i Sverige men utbyggnaden går extremt fort. Under de senaste fem åren har den installerade kapaciteten nätansluten solkraft snabbt ökat till nu långt över 2000 MW, och i Energimyndighetens kortsiktiga prognos väntas den svenska solkraftsproduktionen växa från 0.7 TWh 2019 till 3 TWh 2024⁵. Därutöver nämner kommuner och nätägare i olika sammanhang att det inkommit ett antal förfrågningar angående större solcellsanläggningar. På sikt väntas solkraft kunna stå för en betydande del av den svenska elproduktionen.

Solkraft kan utgöras av allt ifrån småskaliga solcellsanläggningar på hustak och fastigheter till mer 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.

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 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 22 GW solkraft till 2045 i både det höga scenariot och låga scenariot, vilket resulterar i cirka 22 TWh elproduktion.

2.2 Energilager behöver vara med på resan

Energilager är, tillsammans med ett välplanerat elnät, av stor strategisk betydelse för att uppnå Sveriges högt uppsatta energi- och klimatmål, eftersom lagringsmöjligheten tillför flexibilitet i elsystemet. Behovet av energilager har därför ökat på senare tid. Energilager kan bidra till elsystemet på flera sätt, till exempel genom frekvensreglering, för att hantera tillfälliga produktionstoppar- och dippar i kraftsystemet, men även för säsongslagring. Energilager kan även användas i kombination med variabel elproduktion för att minska behovet av nätutbyggnad och uttag från överliggande nät.

Det finns många olika typer av energilager. Några exempel är stationära batterier, i hemmet eller elnätet, pumpkraft och power-to-gas. Den mobila resurs som elfordons batterier utgör kan användas för vehicle-to-grid, vilket innebär att batteriet inte bara kan laddas, utan också laddas ur till elnätet för att på olika sätt tillhandahålla elsystemtjänster. Pumpkraft är den vanligaste tekniken för storskalig energilagring och innebär att man pumpar upp vatten i vattenreservoarer⁶ under timmar med god tillgång till el, för att sedan låta vattnet flöda nedströms genom turbiner när man vill producera el. Utöver den traditionella pumpkraften i vattenkraftverk finns det även utvecklad teknik för pumpkraft i gruvor, där svenska företag är drivande.

Vätgas från elbaserad vätgasproduktion kan användas som energilager, antingen för att användning i industriprocesser, eller för elproduktion i en bränslecell eller gasturbiner vid ett senare tillfälle. El till vätgas till el är dock i dagsläget inte en konkurrenskraftig metod, på grund av de stora omvandlingsförlusterna. Verkningsgraden för hela processen, med

⁵ Energimyndigheten, *Kortsiktsprognos i siffror vinter 2022, 2022*

⁶ Det finns även koncept för pumpvattenkraft i nedlagda gruvor

omvandlings- och lagringssteg, hamnar runt 30–40%. Däremot kan tekniken vara ett alternativ vid stora kortsiktiga överskott av elproduktion eller lokala nätkapacitetsbegränsningar.

Batterier är en av de mest lovande teknikerna för kortsiktig energilagring. Samtidigt finns det många olika batteritekniker och utvecklingen går snabbt. Batterier installeras redan idag antingen produktionsnära, alltså i närheten av vind- eller solkraftparker, eller konsumtionsnära i större fastigheter. Det är sannolikt att andelen batterier kopplade till småskalig soletproduktion kommer öka i framtiden som en konsekvens av sjunkande batteripriser och att lönsamheten för privatpersoner ökar.

En av de vanligast förekommande batterisorterna är **litiumjonbatterier**. Dessa har en hög energi- och effekttäthet och en hög verkningsgrad jämfört med flera andra batterityper, vilket gör dem yteffektiva och lämpliga för dygnslagring. Därmed passar de för applikationer som frekvensreglering, senareläggning av nätinvesteringar och black-starts. Tekniska utmaningar kopplade till litiumjonbatterier innefattar begränsningar i momentan effektkapacitet.

Flödesbatterier är en typ av elektrokemiska batterier med flytande elektrolyter som lagras utanför battericellen, vilket möjliggör större lagringsvolym. Denna teknik har snabb responstid och lång livslängd, men en låg energitäthet, runt 50–75 kWh/m³, vilket medför att stora tankvolym krävs. De skrymmande tankarna för elektrolytlagring gör att flödesbatterier passar bäst för stationära applikationer. Flödesbatterier lämpar sig för lagring över dygn och tillämpningsområden som nätstabilisering, nätinvesteringar och black-starts. De har något högre kostnader än andra batterityper.

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

Vi antar i våra scenarier en snabb utveckling av olika former av energilagrar, främst batterilagrar men även pumpkraft. Mycket av den utvecklingen ser vi redan under de kommande 10 åren.

3. NÄTUTVECKLING I SVERIGE – VAD HÄNDER OCH VAD KOSTAR DET?

Sveriges befintliga, ålderstigna elnät kräver betydande investeringar, runt 945 miljarder kronor fram till 2045, inte bara för att upprätthålla den nuvarande servicenivån, utan framför allt för att möta den kraftigt ökande elanvändningen. En stor del av den investeringen – 587 miljarder - består av reinvesteringar som kommer behöva göras oavsett framtidsscenario, låg eller hög. Omfattningen av nyinvesteringarna beror på produktions- och konsumtionsscenario och beräknas till 302 och 358 miljarder kronor i scenario låg respektive hög för perioden fram till 2045, varav merparten inom transmissionsnätet.

Investeringsbehovet på olika nätnivåer skiljer sig kraftigt: i lokalnätet uppgår investeringsbehovet mellan 2021 och 2045 till ca. 448 miljarder, i regionnätet till ca. 156 miljarder och i transmissionsnätet (eller transmissionsnätsnära) till 293–341 miljarder. En särskilt viktig insikt är att lejonparten av investeringar i elnätsinfrastruktur kommer att behöva göras de kommande 10–12 åren, eftersom stora delar av nätet når sin tekniska livslängd under denna period, samtidigt som nyanslutningar av stora punktlaster och elproduktionsenheter förväntas.

Sveriges befintliga, ålderstigna elnät kräver betydande investeringar, inte bara för att upprätthålla den nuvarande servicenivån, utan framför allt för att möta den kraftigt ökande elanvändningen. Även utan den pågående elektrifieringen skulle omfattande investeringar behövas för att bibehålla status quo. Med den förväntade dramatiska ökningen av elanvändning behövs ytterligare insatser för att säkerställa att elnätet kan transportera el från de platser där den produceras till de platser där den behövs, när den behövs. En ökad överföringskapacitet möjliggör tillgång till fler kraftverk, vilket ger möjligheten att jämna ut variabiliteten från vind- och solkraft, förbättrar leveranssäkerheten och minskar prisskillnader. Regionalt och lokalt möjliggör ökad nätkapacitet nyanslutning av olika typer av konsumenter och producenter av el. Flaskhalsar kan uppstå på olika nätnivåer och i Sverige har vi under längre tid en begränsad kapacitet i transmissionsnätet nord-syd, vilket ledde till elområdesindelningen, och under senare tid även öst-väst.

Elnätet i Sverige är indelat i tre systemnivåer med olika hög spänning: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Olika nätnivåer behövs eftersom förlusterna minskar när överföring av el sker på högre spänningsnivåer. Det svenska elnätet består av 564 000 km ledning, varav ungefär 68 procent är jordkabel och 32 procent är luftledning. Utöver ledningar finns transformator- och kopplingsstationer som binder samman ledningar på olika spänningsnivåer.

Transmissionsnätet kan liknas vid elnätets motorvägar som transporterar stora mängder el långa sträckor på höga spänningsnivåer om 220–400 kV. Till transmissionsnätet hör även flera ledningar som länkar samman det svenska elnätet med andra länder. Transmissionsnätet ägs av myndigheten Svk, som förutom att ansvara för drift och utbyggnad av transmissionsnätet, även ansvarar för att kraftsystemet, produktion och användning, är i balans i varje tidpunkt.

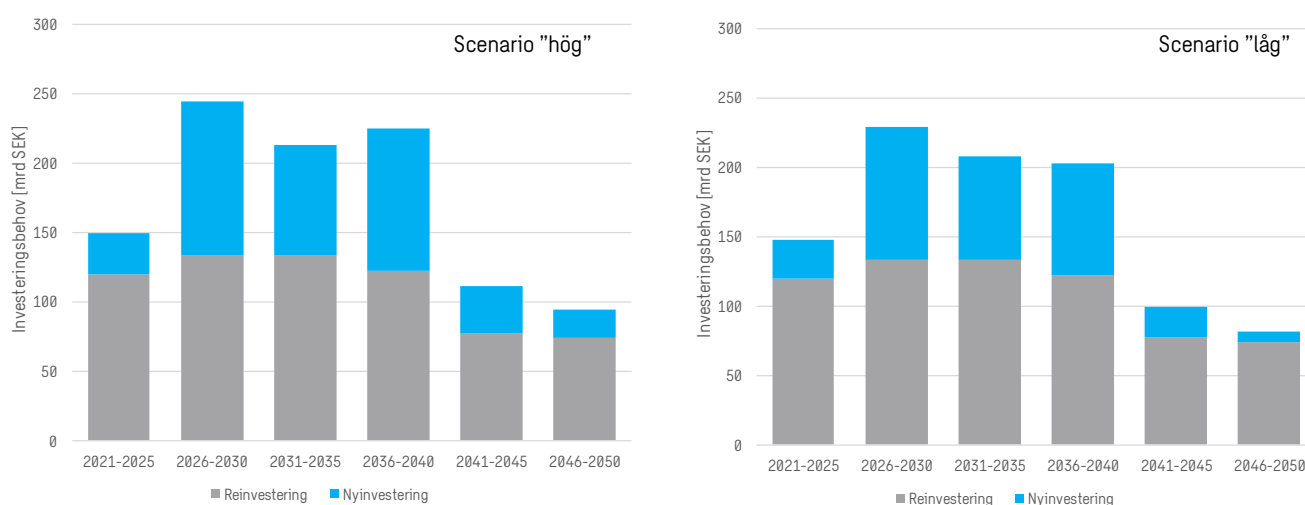
Regionnätet kan liknas vid elnätets landsvägar som transporterar el från transmissionsnätet till lokalnäten över medellånga sträckor på spänningsnivåer om 30–150 kV. I vissa fall transporterar regionnäten elen direkt till större elanvändare; även inmatning av producerad el sker på regionnät. Regionnäten ägs och förvaltas av ett tiotal regionnätsföretag, där de största är Ellevio, Vattenfall Eldistribution och E.ON Energidistribution.

Lokalnätet kan liknas vid elnätets småvägar som transporterar elen den sista biten fram till hushåll och andra slutanvändare på 0,4–20 kV. Till lokalnäten sker även inmatning av producerad el från små anläggningar, så som solcellsanläggningar eller mindre vattenkraftverk. I Sverige finns det cirka 170 lokalnätsägare, från större företag med flera hundra tusen kunder, till mindre företag med endast ett hundratal kunder.

3.1 Behovet av nätinvesteringar

Investeringsbehovet i det svenska elnätet mellan 2021 och 2045 uppgår till mellan 890–945 miljarder. Fram till 2050 handlar det om mellan 971 och drygt 1000 miljarder SEK. En stor del av investeringen, 587 miljarder kronor fram till 2045, består av reinvesteringar som kommer krävas oavsett framtidsscenario. Reinvesteringskostnaderna domineras av lokalnätsinvesteringar. Nyinvesteringar, vilket inkluderar nyanslutningar av punktlaster såsom ny industri, anslutning av ny elproduktion, systemförstärkningar och marknadsintegration, utgör ungefär en tredjedel av investeringsbehovet, mellan 302 och 358 miljarder kronor i för perioden fram till 2045. Merparten av nyinvesteringarna som krävs är inom transmissionsnätet eller transmissionsnätsnära⁷.

En särskilt viktig insikt är att lejonparten av investeringarna i ny samt utbyggd elnätsinfrastruktur kommer att behöva göras åren 2026–2040, eftersom det är under denna period den tekniska livslängden på befintliga nät nås.



Figur 13: Investeringsbehovet i det svenska elnätet till 2050, fördelat på reinvestering och nyinvestering, för hög- och lågscenariot

Befintligt elnät är i ständigt behov av reinvesteringar för att ersätta komponenter och system som blivit för gamla. Behov av reinvestering kan triggas av en viss uppnådd ålder, stigande felfrekvens, svårigheter att införskaffa reservdelar eller förändring i kravbild. I intäktsramsregleringen regleras olika komponenters livslängd för att ge elnätsbolag incitament att behålla sina komponenter "lagom" länge, för korta livslängder genererar höga ersättningskostnader medan för långa ökar sannolikheten för felfall. Eftersom denna reglering dels baserar sig på respektive komponents förväntade tekniska livslängd, dels tar bort det ekonomiska incitamentet att behålla en komponent längre än en viss ålder, gör det sammantaget den regulatoriska livslängden lämplig att använda för analys av reinvesteringar.

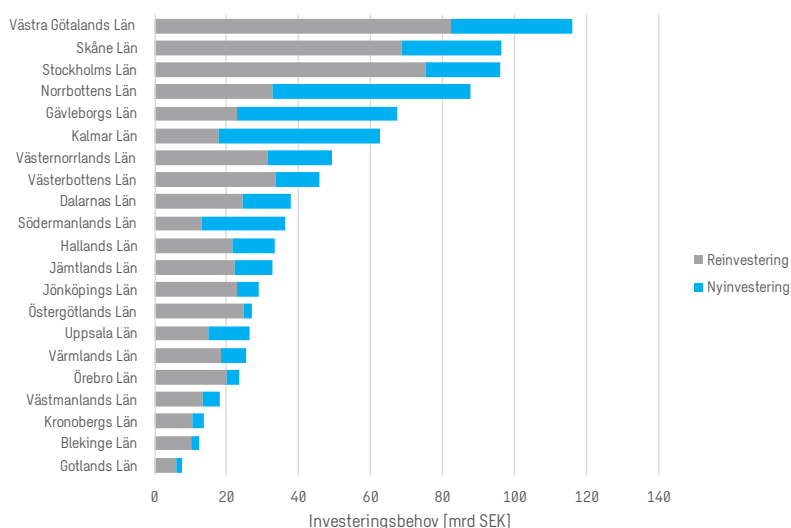
Efter utgången av den ekonomiska regulatoriska livslängden kan under ytterligare ett antal år, motsvarande 25 % av den ekonomiska livslängden, utrymme i intäktsramen erhållas. Denna skillnad mellan ekonomisk regulatorisk livslängd och maximal regulatorisk livslängd benämns ofta "svans". Grunden i analysen är en databas med all elnätsutrustning inrapporterad till Energimarknadsinspektionen 2019, elnätsföretagens kapitalbaser, samt antagandet att respektive komponent i elnätet ersätts när den ekonomiska regulatoriska livslängden samt 25 % av "svansen" avlöpt. Utrustning som

⁷ För kostnadsbedömningen räknas anslutningar av stora punktlaster och stora enskilda produktionsenheter till transmissionsnätet, medan de i verkligheten oftast ansluter till regionnätet i närheten av transmissionsnätet, därav "transmissionsnätsnära". Det betyder att de "transmissionsnätsnära" investeringarna inte nödvändigtvis enbart behöver göras av Svenska kraftnät.

med detta synsätt redan borde ersatts får i stället ett slumpmässigt ersättningsår tilldelat mellan nu och 2040, detta för att undvika en stor klump av reinvesteringar nu.

Vid ersättning av utrustning är det vanligt med samtidig kapacitetshöjning samt för vissa luftledningar även att ersätta luftledningen med jordkabel (kablifiering). För att hantera detta har det för respektive anläggningskategori, nätnivå och spänningsnivå ansatts en kostnadsfaktor för eventuell kapacitetshöjning och en kostnadsfaktor för eventuell kablifiering. För de kategorier där kablifiering bedöms rimligt (luftledning lokal- och regionnät, dock ej ledningar med spänningsnivå över 30 kV för regionnät) antas en andel mellan 20 och 90 % kablifieras och att det höjer kostnaden med en faktor mellan 2.5 (låg- och mellanspänning) och 3.5 (högspänning). För de kategorier där kapacitetshöjning bedöms rimligt (för lokal- och regionnät allt utom kabelskåp, IT- och kommunikationsutrustning samt mätare) antas en kostnadsfaktor mellan 1.1 och 1.3. De kapacitetshöjningar som uppnås tack vare reinvestering bedöms täcka den organiska tillväxten i städerna.

Vilken investering som elnätet kräver skiljer sig avsevärt mellan olika regioner. Medan investeringsbehovet i Stockholm, Västra Götaland och Skåne län under perioden fram till 2045 till stor del drivs av reinvesteringar och några enskilda tillkommande punktlaster samt elproduktionsenheter, drivs investeringsbehovet i Norrbotten till en stor del av nyanslutningar och i Gävleborg både av nyanslutningar och de investeringarna i transmissionsnätet som görs nord-syd och som passerar länet.

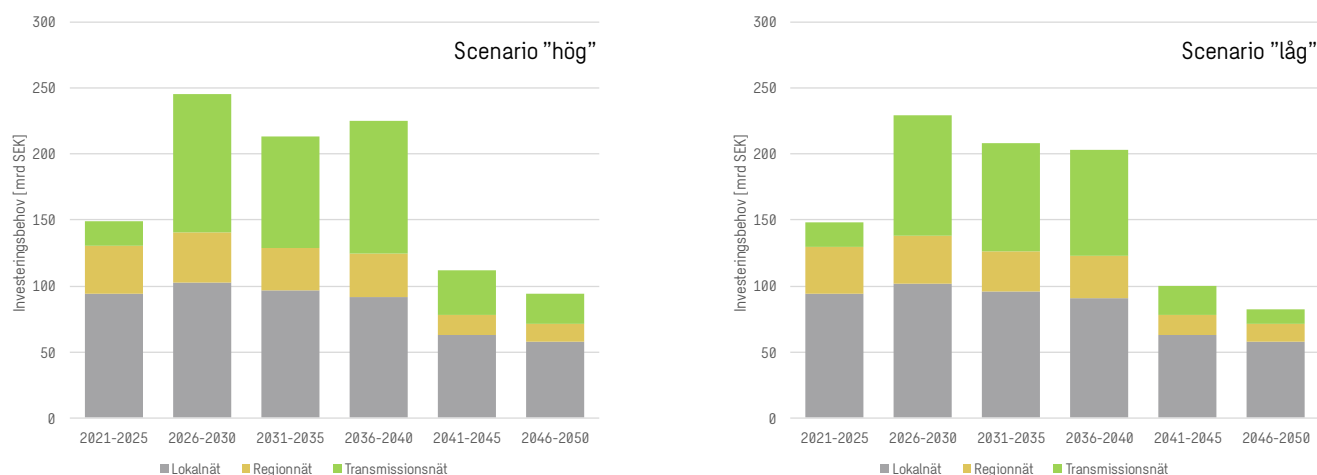


Figur 14: Investeringsbehovet i det svenska elnätet 2021-2045 i högscenariot, fördelat på reinvestering/nyinvestering, redovisat per län

Investeringsbehovet på olika nätnivåer skiljer sig kraftigt: i lokalnätet uppgår investeringsbehovet mellan 2021 och 2045 till ca. 448 miljarder, i regionnätet till mellan 150 och 156 miljarder och i transmissionsnätet (eller transmissionsnätsnära) till 293–341 miljarder, i scenario låg respektive hög. Lokalnäten kommer främst utvecklas till följd av nyanslutningar av kunder, nyanslutning av produktion och bortbyggande av flaskhalsar. En stor del av lokalnäten antas vid reinvesteringar öka kapaciteten då denna kapacitetshöjning är kostnadseffektiv när komponenten i fråga ändå ska bytas ut. Lokalnätet beräknas ha ett reinvesteringarbehov på 424 miljarder oavsett scenario, samt ett nyinvesteringarbehov mellan 21 och 23 miljarder kronor fram till 2045, för låg- respektive högscenariot. Nyanslutning av produktion hanteras på samtliga nätnivåer som schablonkostnader för anslutning av ett visst kraftslag per MW. Övriga behov av nyinvesteringar i lokalnätet bedöms täckas in av de kapacitetsförstärkningar som fås av kapacitetshöjningar vid reinvesteringar, ytterligare förstärkningar analyseras ej.

Regionnätet beräknas ha ett reinvesteringarbehov 117 miljarder, oavsett scenario, och ett nyinvesteringarbehov om cirka 33–39 miljarder kronor fram till 2045, för låg- respektive högscenariot. Regionnäten kommer främst utvecklas till följd av nyanslutning av produktion och konsumtion, förändringar i anslutna kunders kapacitet samt bortbyggande av flaskhalsar. För regionnäten antas reinvesteringar ofta även innebära ökad kapacitet, då denna kapacitetshöjning är kostnadseffektiv när komponenten i fråga ändå ska bytas ut.

Nyanslutning av produktion hanteras på samtliga nätnivåer som schablonkostnader för anslutning av ett visst kraftslag per MW. Övriga behov av nyinvesteringar i regionnätet bedöms täckas in av de kapacitetsförstärkningar som fås av kapacitetshöjningar vid reinvesteringar, ytterligare förstärkningar analyseras ej.



Figur 15: Investeringsbehovet i det svenska elnätet till 2050, olika nätnivåer

Transmissionsnätet beräknas ha ett reinvesteringsbehov om 46 miljarder, oavsett scenario, samtidigt som nyinvesteringar i transmissionsnätet eller *transmissionsnätsnära* nyinvesteringar bedöms landa 247–296 miljarder kronor fram till 2045, för låg- respektive högscenario. Utmaningen i förhållande till nuvarande anläggningsmassa är därmed störst på transmissionsnätsnivå. I det stora behovet för nyinvesteringar ingår i princip alla *anslutningar* för stora nya industriella punktlaster, anslutningar för stora elproduktionsenheter som havsbaserad vindkraft, *systemförstärkningar* och ökad *marknadsintegration*. Samtidigt kommer vätgasproduktionen och infrastrukturen byggas ut och vätgaspipelines konkurrerar i viss mån med transmissionsnätet, se planerna i Figur 16.

Anslutningar

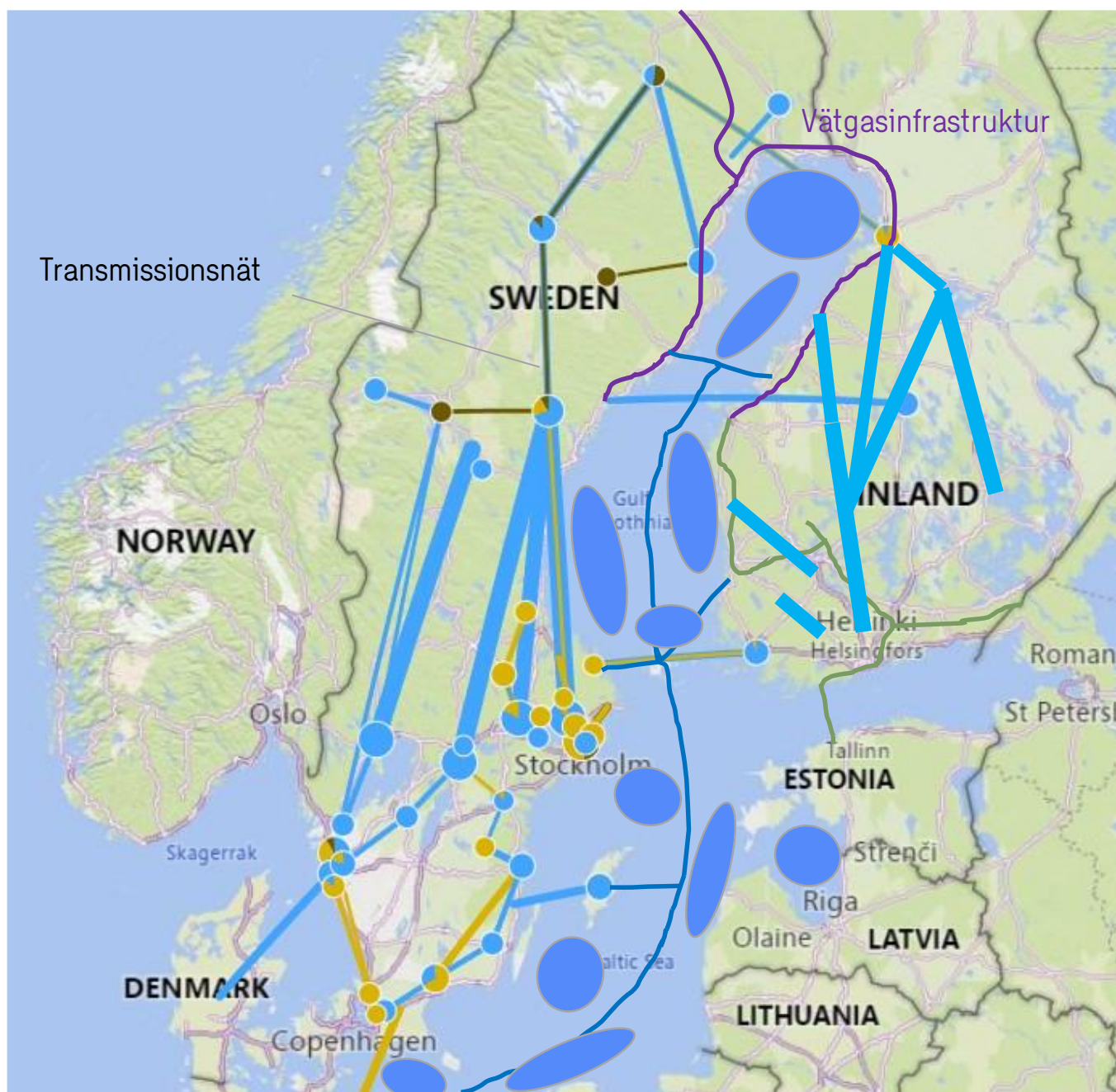
Som anslutningar klassas SvK de nätåtgärder som är kopplade till externa ansökningar om att ansluta ny, eller öka befintlig, förbrukning och produktion. Huvudsakligen ansluts nät från andra nätägare till transmissionsnätet. Nätägarna tecknar då inmatnings- och/eller uttagsabonnemang utifrån den maximala produktion och konsumtion de önskar ansluta. I enstaka fall ansluts produktion direkt till transmissionsnätet och förbrukning transmissionsnätsnära. Stora vindkraftsparker kan tex. anslutas via en ledning skild från övriga region-/lokalnätet och ägs ibland av en separat nätägare. SvK har enligt lag en skyldighet att ansluta produktion och förbrukning om inte särskilda skäl finns att neka. Ellagen medger dock nekad anslutning om det föreligger kapacitetsbrist.

Marknadsintegration

Marknadsintegration syftar till att öka eller bibehålla marknadskapaciteten mellan de svenska elområdena och mellan Sverige och grannländerna. Syftet är att använda produktionskällor mer effektivt samt bidra till ökad leveranssäkerhet genom förmågan att kunna överföra el från överskotts- till underskottsområden.

Systemförstärkningar

Systemförstärkningar inkluderar de investeringar som görs i transmissionsnätet för att öka kapaciteten inom ett elområde. Detta inkluderar bland annat de åtgärder SvK vidtar för att öka kapaciteten till storstadsregionerna, som många av de systemförstärkningar som planeras genomföras kommer vara koncentrerade till.



Figur 16: Planer för utbyggnad av transmissionsnätet för el i Sverige och Finland samt vätgaspipelines (urval). Kartan visar planer med kommunal upplösning, inte platsspecifik.

För en heltäckande bild av Svk:s planer och drivkrafter bakom den nätutbyggnad och reinvestering i transmissionsnätet i stort tar Svk fram en systemutvecklingsplan som kontinuerligt uppdateras. Systemutvecklingsplanen innehåller Svk:s syn på vilka utmaningar som kraftsystemet står inför, och vilka lösningar som möjligen kan hantera dem. I den senaste upplagan av systemutvecklingsplanen från 2021 har Svk ytterligare undersökt och analyserat behovet av nätutbyggnad, med grund i anslutningar som beräknas tillkomma, marknadsintegration mellan de svenska elområdena och med grannländerna, behov av systemförstärkningar samt behov av reinvesteringar under åren 2022–2031. Figur 16 visar planerna för utbyggnad av det svenska transmissionsnätet enligt senaste systemutvecklingsplanen och i vilka projektfaser de olika projekten befinner sig i. Planen visar nödvändiga reinvesteringar och en del planerade nyinvesteringar, men tar exempelvis inte hänsyn till nyligen annonserade tillkommande punktlaster samt viss produktion, som exempelvis havsbaserad vindkraft. Sweco har i scenarierna gjort en ansats att estimerat tillkommande anslutningar för att fånga upp nyinvesteringsbehovet kopplat till dessa, som inte

finns med i systemutvecklingsplanen. Figuren visar också Fingrids planer för transmissionsnätsutbyggnad, samt några av planerna för utbyggnad av vätgasinfrastruktur som i vissa delar konkurrerar, och i andra delar samverkar, med elnätsutbyggnaden. Naturligtvis är det önskvärt att el- och vätgassystemen samverkar på optimalt sätt. För att tillvarata de möjligheter som kan uppstå till följd av väl planerade och integrerade system för el och vätgas krävs därför långsiktig planering av samhällskritisk infrastruktur.

Svk ser i den senaste systemutvecklingsplanen inga avgörande förändringar i förutsättningarna som påverkar behoven av marknadsintegration de kommande 10 åren. Behovet av överföringskapacitet i nord-sydlig riktning väntas fortsatt öka under de närmaste decennierna till följd av att landbaserad vindkraft byggs ut i hög takt i norr – vilket det även gör i våra scenarier - samtidigt som annan termisk produktion förväntades läggas ner i söder, vilket det inte gör i våra scenarier. Den havsbaserade vindkraften som till stor del väntas förläggas i söder kommer påverka energi- och effektbalansen och vara en faktor som tas hänsyn till i den långsiktiga planeringen av transmissionsnätet.

Som tidigare ses ett ökat behov av överföring, särskilt i Snitt 2 mellan elområde SE2 och SE3. Svk ser att lösningen dels finns i de kapacitetsökningar som kommer genom programpaketet NordSyd (se faktaruta längre fram i kapitlet), dels genom ökad förbrukningsflexibilitet och energilager som kan bidra till att förbättra effekttillräckligheten.

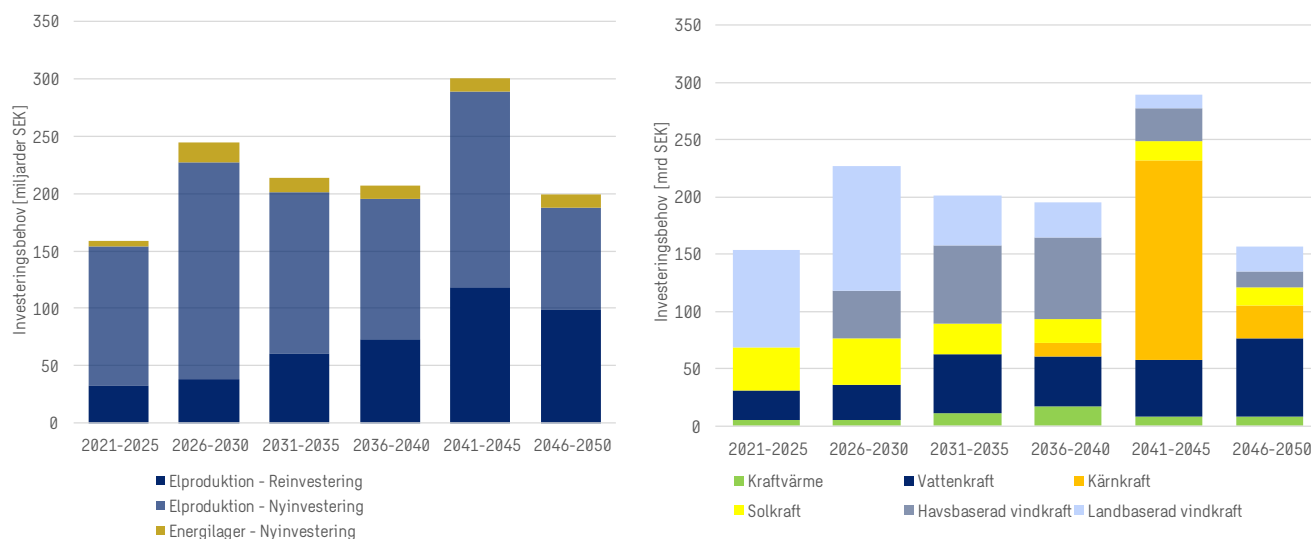
NordSyd är Svk:s största investeringspaket någonsin som innebär att stora delar av mellersta Sverige kommer förnyas och förstärkas genom en serie åtgärder de närmsta 20 åren. Mellan elområde 2 och elområde 3 finns tre gamla 220 kV-ledningar och åtta 400 kV-ledningar av varierande ålder, där den äldsta är världens första 400 kV-ledning från 1952. Ledningarna kommer inom kort uppnå sin tekniska livslängd samtidigt som ett större överföringsbehov är väntat framöver. Drivkraften bakom det ökade överföringsbehovet i nord-sydlig riktning är en stor utbyggnad av vindkraft i norr och avveckling av kärnkraft i söder, samtidigt som elanvändningen ökar över lag i Sverige. Huvuddelen av investeringspaketet består av långsiktiga åtgärder som enligt plan kommer tas i drift succesivt fram till omkring 2035.

Inom de regioner där stora mängder vindkraft tillkommit, finner Svk ett behov av att säkerställa att enskilda nätsektioner inte leder till begränsningar för möjligheten att överföra elproduktionen på ett driftsäkert sätt. I några fall innebär det att nya ledningar behöver byggas för att förstärka nätet inte endast i ett nord-sydligt perspektiv utan även i ett öst-västligt.

För systemförstärkningar bortom den tidshorisont systemutvecklingsplanen belyser har ett antal kluster analyserats där stora förändringar av energi- och effektbalansen uppträder. Det kan konstateras att i båda scenarierna går områdena Kiruna, Gällivare och Göteborg/Stenungssund mot stora elunderskott, medan exempelvis Oskarshamn/Västervik går mot effektöverskott väsentligt större än vad som var fallet när reaktorerna 01-03 var i drift. För att ta hänsyn till dessa utvecklingar ansätts i analysen en transmissionsnätsanslutning Västervik-Stenungssund och en Porjus-Kiruna. Det finns förutom de uppenbara osäkerheterna i utvecklingen flera möjliga sätt att tillse tillräcklig överföringskapacitet mellan nämnda områden och vilket som är optimalt kräver omfattande analys delvis baserad på idag okänd information. De ansatta förbindelserna ska därmed ses enbart som en ungefärlig lösning för att inkludera kostnaderna för kommande åtgärder i analysen.

3.2 Investeringsbehovet för elproduktion och energilager

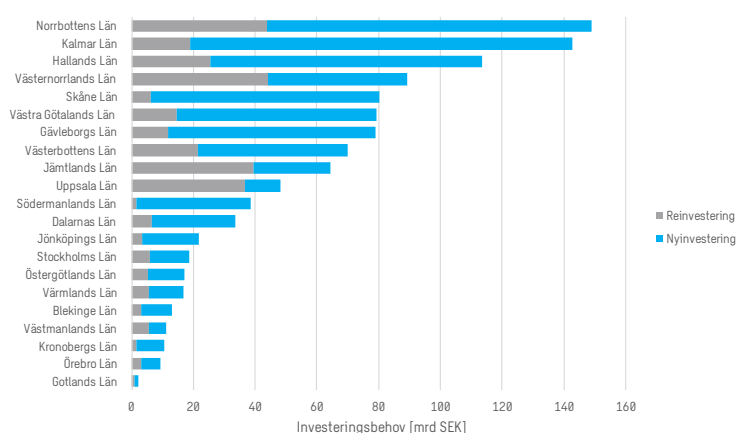
Investeringsbehovet för elproduktion och energilager mellan 2021 och 2045 uppgår till mellan 950 miljarder i scenario låg och 1100 miljarder i scenario hög, varav 30% reinvesteringar och 70% nyinvesteringar.



Figur 17: Investeringsbehovet i elproduktion och energilager i Swecos högscenari

Nästan hälften av investeringen för upprustning av befintlig elproduktion och för ny elproduktion under perioden – exklusive nätanslutning – sker inom land- och havsbaserad vindkraft, medan vattenkraften står för 20%, kärnkraften för 17% och solkraften för 13% samt kraftvärmens för 4%.

Investeringsbehovet i elproduktion och energilager under perioden är störst i Norrbotten och minst i Gotland och Örebro län.



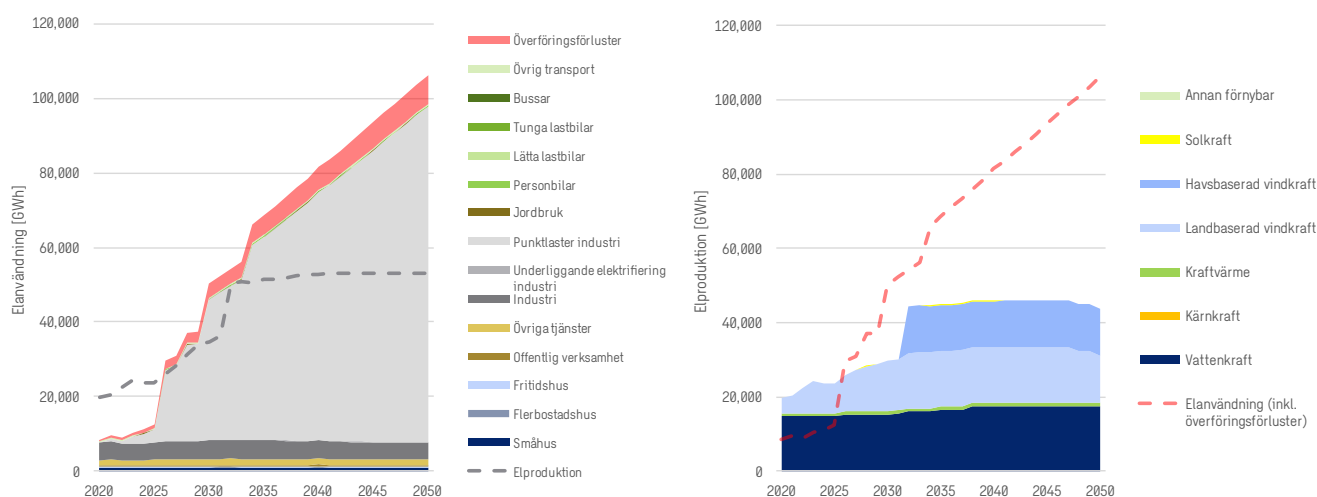
Figur 18: Investeringsbehovet i elproduktion och energilager i Swecos högscenari

4. UTVECKLINGEN I UTVALDA LÄN

Utvecklingen av elanvändning och -produktion skiljer sig mycket mellan olika län. I vissa län ökar elanvändningen kraftigt, i andra kommer elproduktionen byggas ut i större omfattning. Eftersom de industriella punktlasterna är så stora och beroende av annan tillkommande infrastruktur är utfallsrummet för Swecos låg- och högscenariot störst i Norrbottens, Västerbottens, Västernorrlands och Västra Götalands län och lägst i Blekinge, Hallands, Kalmar, Kronobergs, Östergötlands och Jönköpings län. I denna del fokuserar analysen på det höga elektrifieringsscenariot.

4.1 Norrbottens län – elöverskott blir -underskott

Norrbottens län förväntas, oavsett scenario, 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 H2GS tillverkning av fossilfri järnsvamp, samt SSAB:s omställning till produktion av fossilfritt stål. I tillägg ser vi stora ökningarna genom Grupo Fertiberias Green Wolverine ammoniak- och gödselproduktion i Luleå, samt ett antal större datacenter. 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 mellan 11–37 TWh fram till 2030 och ytterligare 38–40 TWh till 2045 till mellan 58 och 87 TWh⁸ från dagens nivå på runt 10 TWh. Mycket av den förväntade utvecklingen är koncentrerad till kommunerna Gällivare, Kiruna, Boden och Luleå.

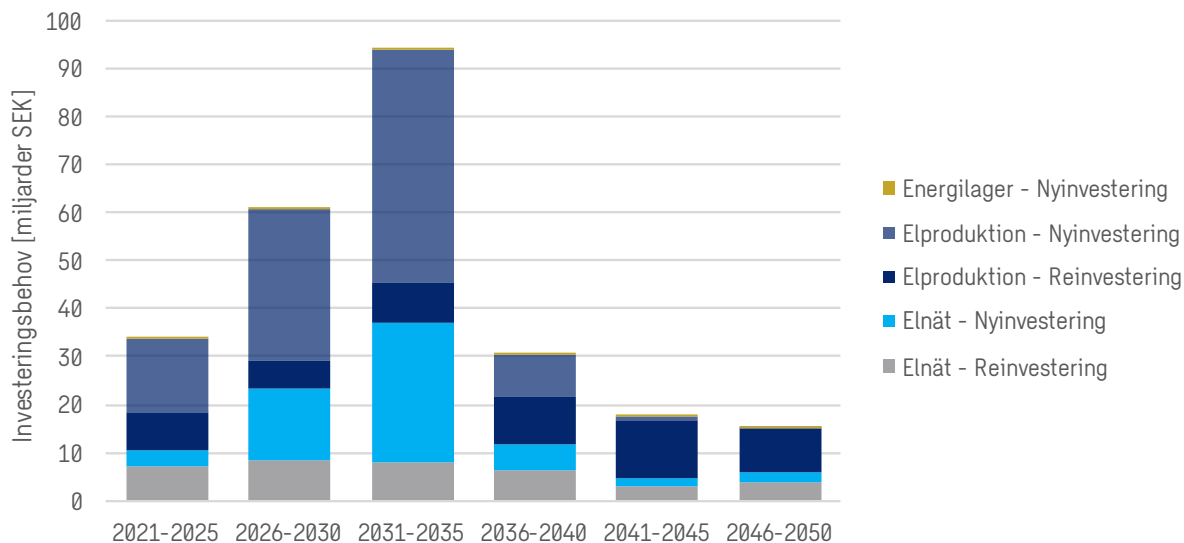


Figur 19: Elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Norrbottens län i Swecos högscenariot

Medan vattenkraften fortsätter att utgöra den stabila grundbulten i Norrbottens elproduktion, ser vi stora mängder land- och havsbaserad vindkraft, upp till 30 TWh på längre sikt, tillkomma som konsekvens av de annonserade industriella planerna. Begränsningar för ny vindkraft sätts framför allt av naturvärden, rennäringen och försvarsintressen. Den årliga elbalansen går från ett gediget överskott till ett stort elunderskott på bara några år i scenario hög.

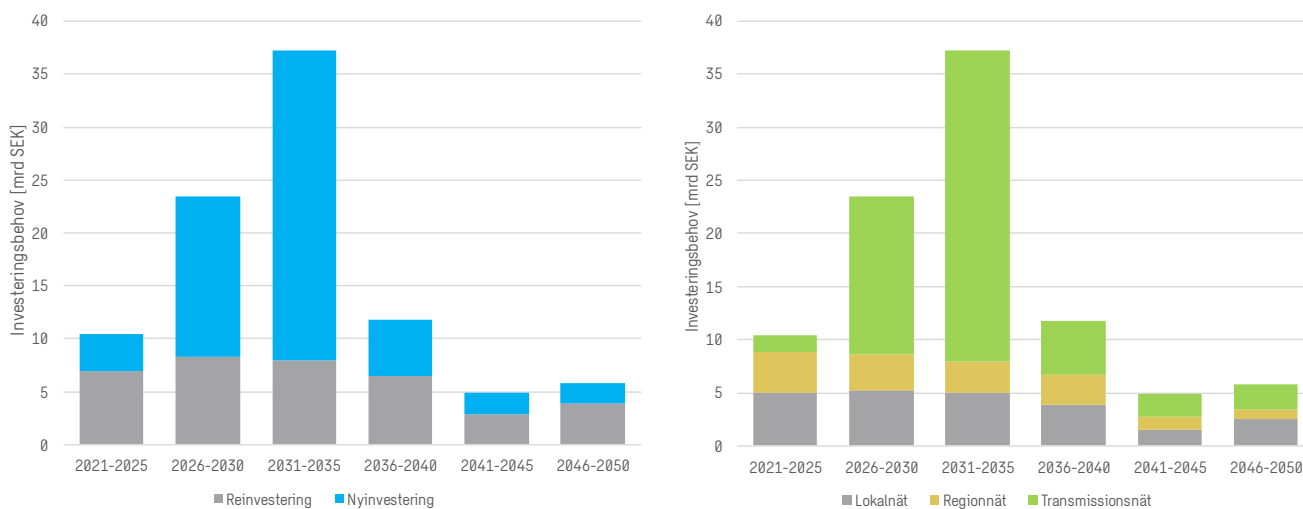
Det totala investeringsbehovet i elinfrastruktur – elproduktion, elnät och energilager - i Norrbottens län mellan 2021–2045 bedöms till cirka 237 miljarder SEK, varav 88 miljarder för elnätet och 149 miljarder för elproduktionen.

⁸ Alla elanvändningssiffror i detta är exklusive överföringsförluster, som uppgår till cirka 8%



Figur 20: Investeringsbehov i elnät, elproduktion och energilager till 2050 i Swecos högscenari för Norrbotten

Andelen nyinvesteringar av totala nätinvesteringar är mycket hög i Norrbotten jämfört med resten av landet. Utöver planerade reinvesteringar är det framför allt transmissionsnätsnära nyanslutningar för stora punktlaster, samt land- och havsbaserad vindkraft som driver elnätsinvesteringar i Norrbottens län. Viktigt att notera för just Norrbotten är den parallellt pågående utvecklingen av nätgasinfrastrukturen i Bottenviken.

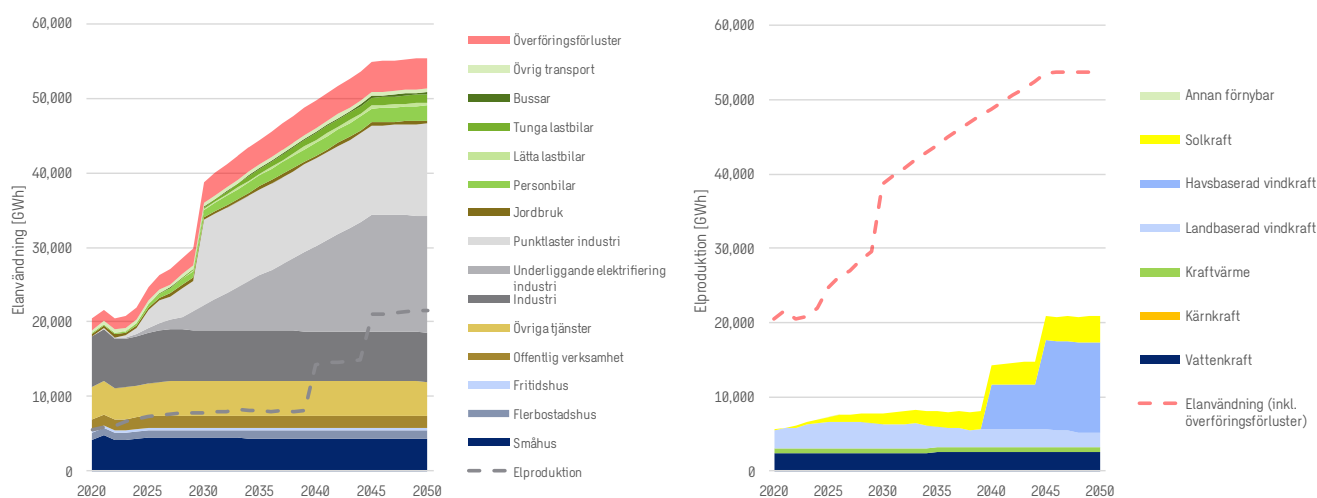


Figur 21: Investeringsbehov i elnätet i Norrbotten i Swecos högscenari

4.2 Västra Götalands län – väst växer så det knakar

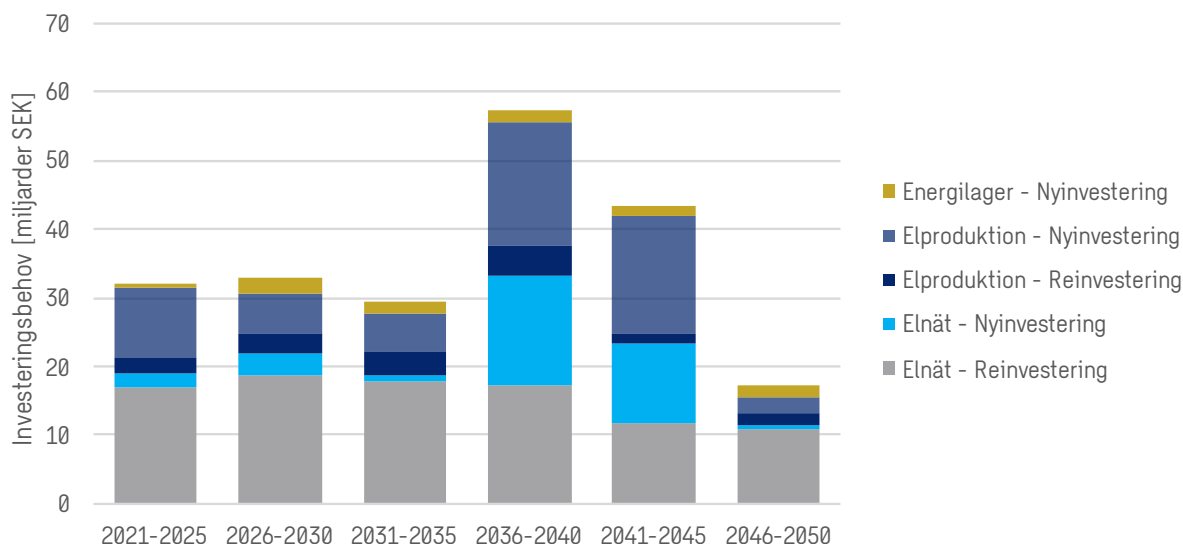
I Västra Götaland väntas batteritillverkning, kemiindustrin och datacenter driva utvecklingen av elanvändningen. I tillägg ser vi elektrifieringen av Göteborgs hamn och elektrifieringen av transportsektorn som signifikanta. I Swecos scenarier ökar Västra Götalands elanvändning exklusive förluster mellan 8–17 TWh fram till 2030, och ytterligare mellan 14 och 15 TWh till att nå 50 TWh år 2045, upp från dagens nivå runt 19 TWh. Utvecklingen väntas ske främst i och runt Göteborg samt Mariestad, Trollhättan och Vänersborg.

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.



Figur 22: Elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Västra Götaland i Swecos högscenari

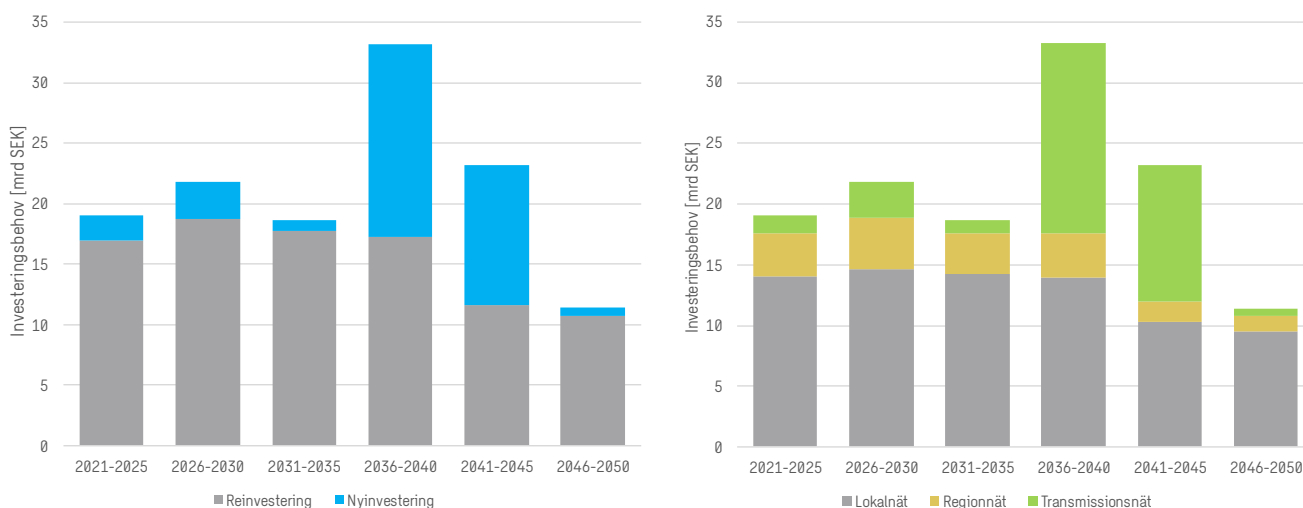
Den möjliga ökningen av elproduktionen i Västra Götaland kommer främst från havsbaserad vindkraft, troligtvis flytande. Utvecklingen kommer dock troligtvis inte kunna hålla jämna steg med elanvändningsutvecklingen. Följaktligen ökar elunderskottet i länet framöver, vilket leder till ett stort behov av nätutbyggnad för att försörja regionen eller för att ansluta ytterligare ny elproduktion.



Figur 23: Investeringsbehov i elnät, elproduktion och energilager till 2050 i Swecos högscenari för Västra Götalands län

Det totala investeringsbehovet i elinfrastruktur i Västra Götalands län mellan 2021–2045 bedöms till cirka 195 miljarder SEK, varav 116 miljarder för elnätet och 71 miljarder för elproduktionen samt 9 miljarder för energilager.

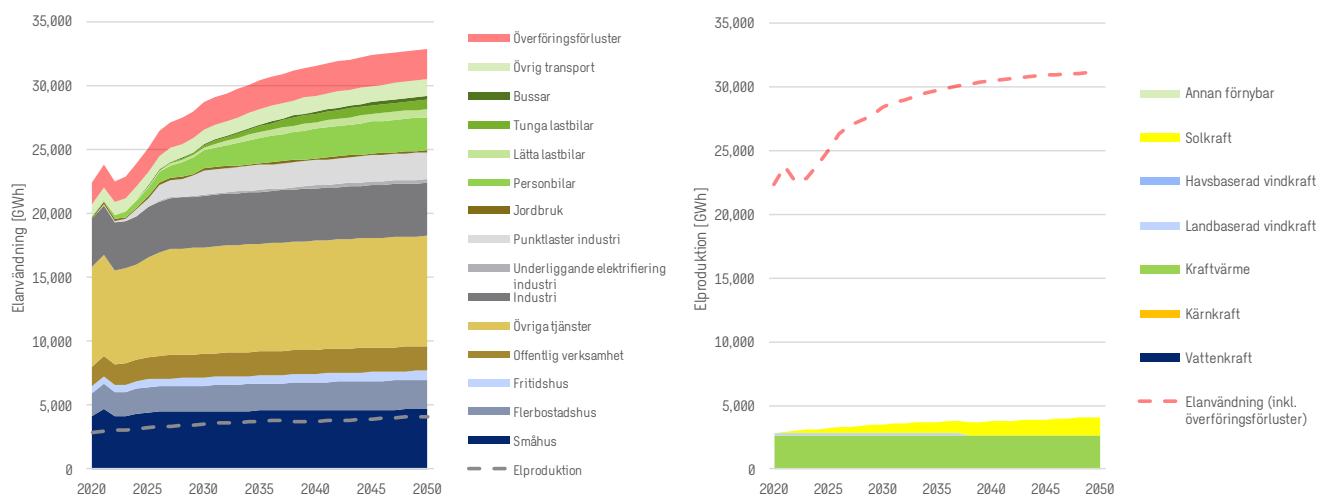
För elnätet handlar det främst om reinvesteringar i det befintliga nätet, främst på lokalnätetsnivå. Inom transmissionsnätet planeras stora reinvesteringar genom bland annat Västkustpaketet. Under senare delen av perioden handlar det om anslutning av framför allt transmissionsnätsnära nyanslutningar för stora punktlaster samt havsbaserad vindkraft.



Figur 24: Investeringsbehov i elnätet i Västra Götaland i Swecos högscenari

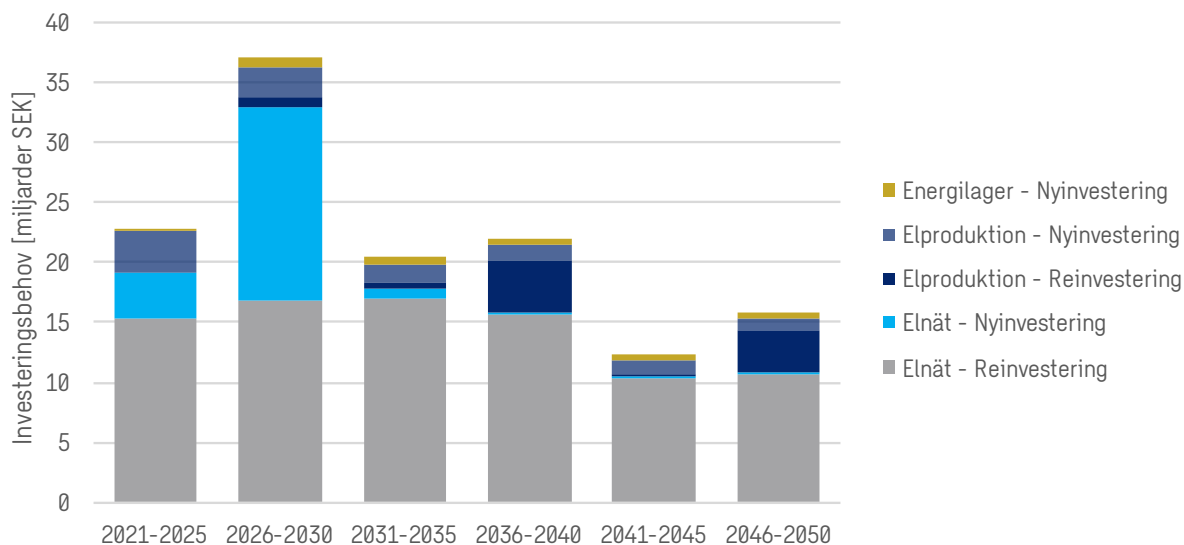
4.3 Stockholms län – transportelektrifiering, datacenter och hamnar

I Stockholms län väntas datacenter och elektrifieringar av hamnar samt elektrifiering av transportsektorn driva utvecklingen av elanvändningen. I Swecos scenarier ökar Stockholms läns elanvändning mellan 4–5 TWh fram till 2030 och ytterligare 3.5 TWh till 2045 till mellan 28 och 30 TWh år 2045 från dagens nivå runt 21 TWh, allt exklusive förluster. Utvecklingen väntas ske främst i kommunen Stockholm.



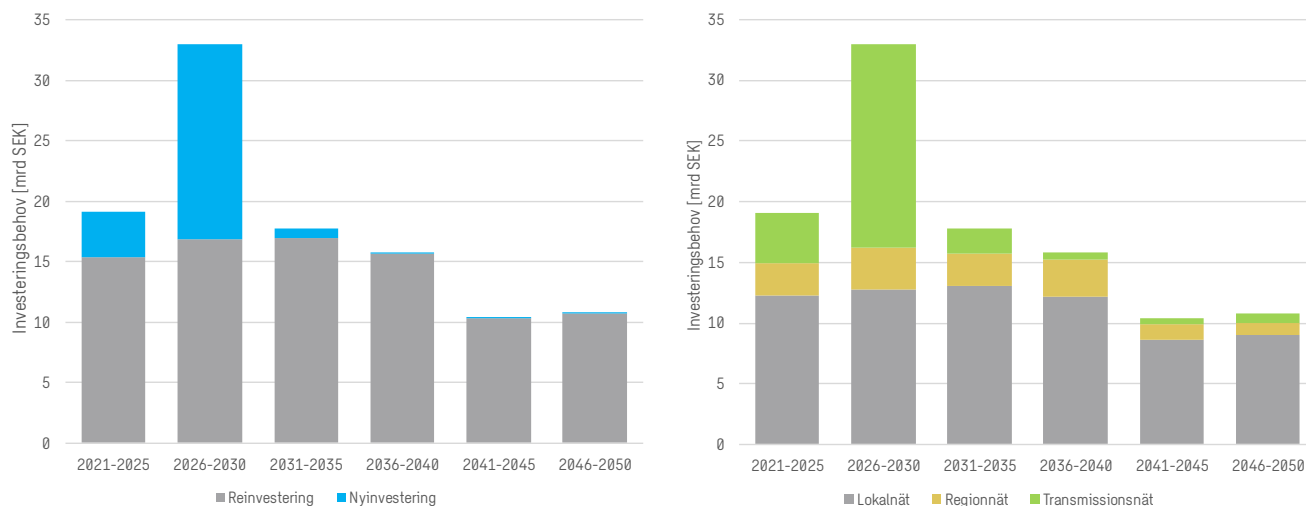
Figur 25: Elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Stockholms län i Swecos högscenari

Det totala investeringsbehovet i elinfrastruktur i Stockholms län mellan 2021–2045 bedöms till cirka 115 miljarder SEK, varav 96 miljarder för elnätet och 16 miljarder för elproduktionen samt 3 miljarder för energilagrar.



Figur 26: Investeringsbehov i elnät, elproduktion och energilagrar till 2050 i Swecos högscenari för Stockholms län

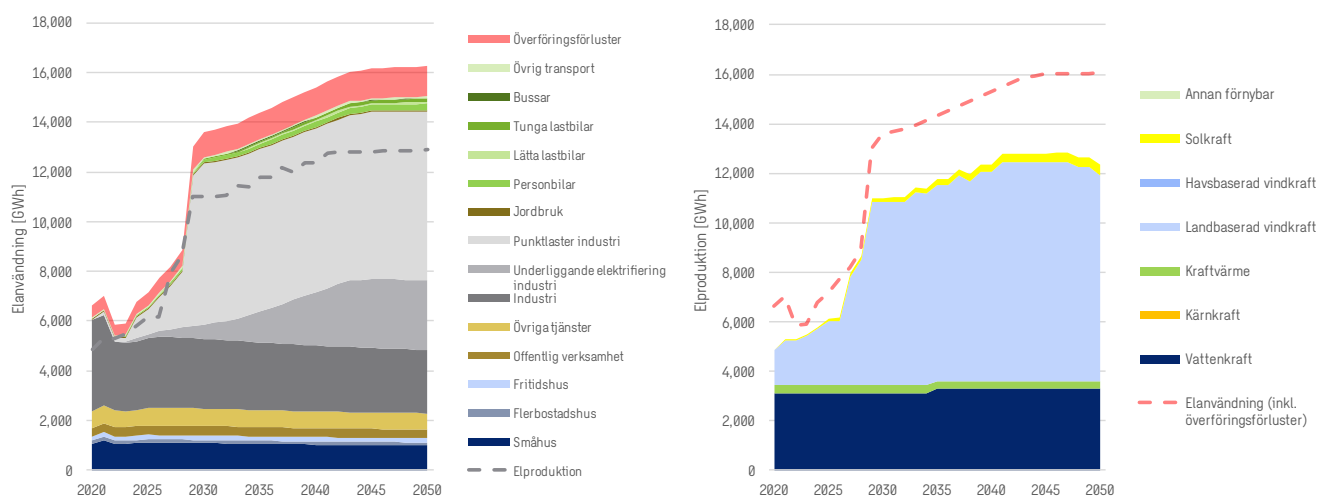
För elnätet handlar det både om massiva reinvesteringar i det befintliga nätet, främst i lokalnätet där kapacitetshöjningar och kablfiering ingår. På kort sikt krävs även nyinvesteringar i transmissionsnätet för att öka kapaciteten till, från och igenom länet.



Figur 27: Investeringsbehov i elnätet i Swecos högscenari för Stockholms län

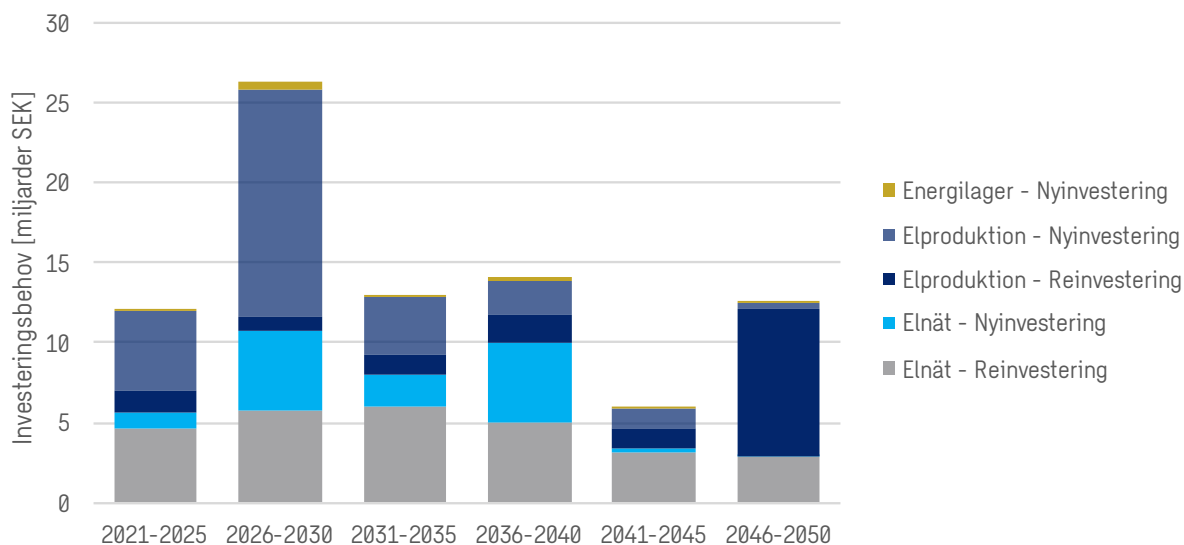
4.4 Dalarnas län – datacenter, Northvolt och mer vindkraft

I Dalarna är det framför allt datacenter, som Google i Avesta kommun och EcoDatacenter i Falun, som driver utvecklingen av elanvändningen. Northvolts etablering av en batterifabrik i Stora Enso:s nedlagda pappersfabrik i Borlänge innebär en ännu större last än den tidigare pappersverksamheten. I högscenariot bedöms effektuttaget till 2030 öka med nästan 1000 MW och elanvändningen med ca. 7 TWh och ytterligare 2 TWh till 2045 från dagens knappt 6 TWh. I lågscenariot ökar elanvändningen till 2030 med 4 TWh.



Figur 28: Elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Dalarna i Swecos högscenari

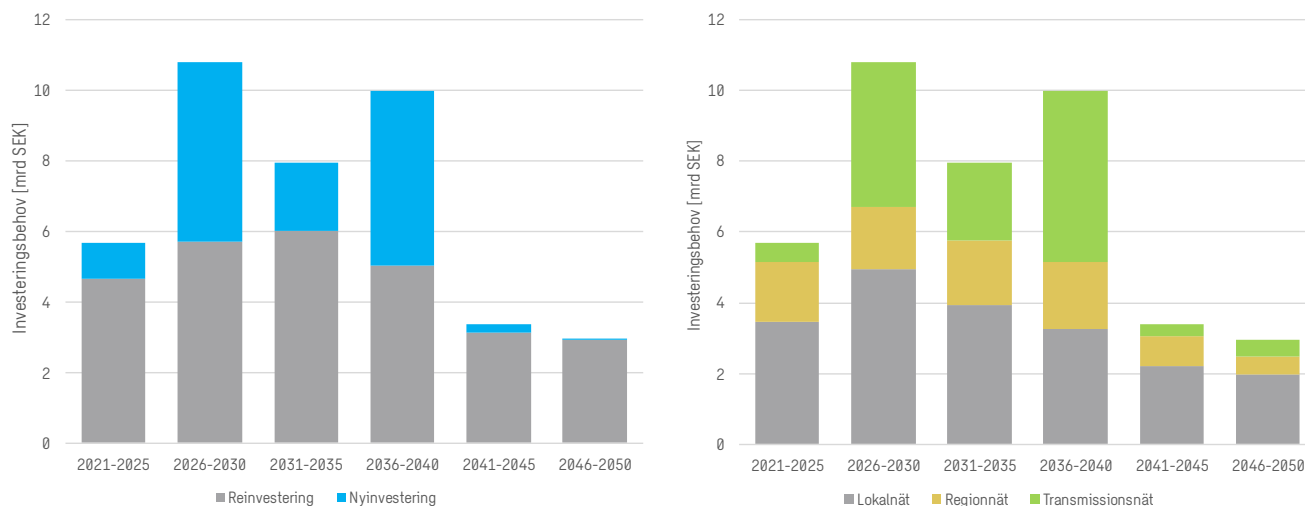
Det finns många potentiella landbaserade vindkraftsprojekt som kan tredubbla elproduktionen i länet på sikt, vilket antas i scenario hög.



Figur 29: Investeringsbehov i elnät, elproduktion och energilager till 2050 i Swecos högscenario för Dalarnas län

Det totala investeringsbehovet i elinfrastruktur i Dalarnas län mellan 2021–2045 bedöms till cirka 71 miljarder SEK, varav 38 miljarder för elnätet och 32 miljarder för elproduktionen samt cirka en miljard för energilager.

För elnätet handlar det till stor del om reinvesteringar i det befintliga nätet. Samtidigt förväntar vi oss nyanslutningar av både stora laster och elproduktion till regionnätet eller transmissionsnätsnära.



Figur 30: Investeringsbehov i elnätet i Dalarnas län i Swecos högscenari

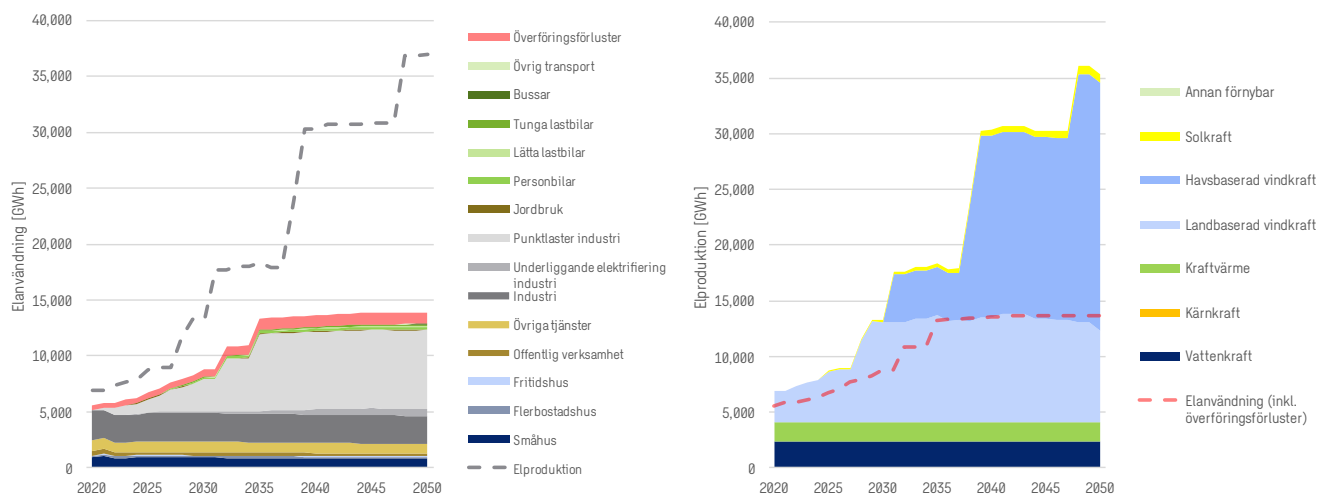
4.5 Gävleborgs län – ett potentiellt nytt powerhouse på östkusten

I Gävleborgs län är det framför allt vätgasproduktion och datacenter som driver utvecklingen av elanvändningen. Det finns en vision om att skapa ett svenskt "Hydrogen Valley" och Skyborn Renewables och Lhyfes planerade vätgasproduktionsanläggning i Söderhamn är ett exempel för hur detta kan realiseras.

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 Sweco⁹ 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 övergång till mer förnybara bränslen, såsom vätgas eller en renodlad elektrifiering av processerna, ska ske. 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.

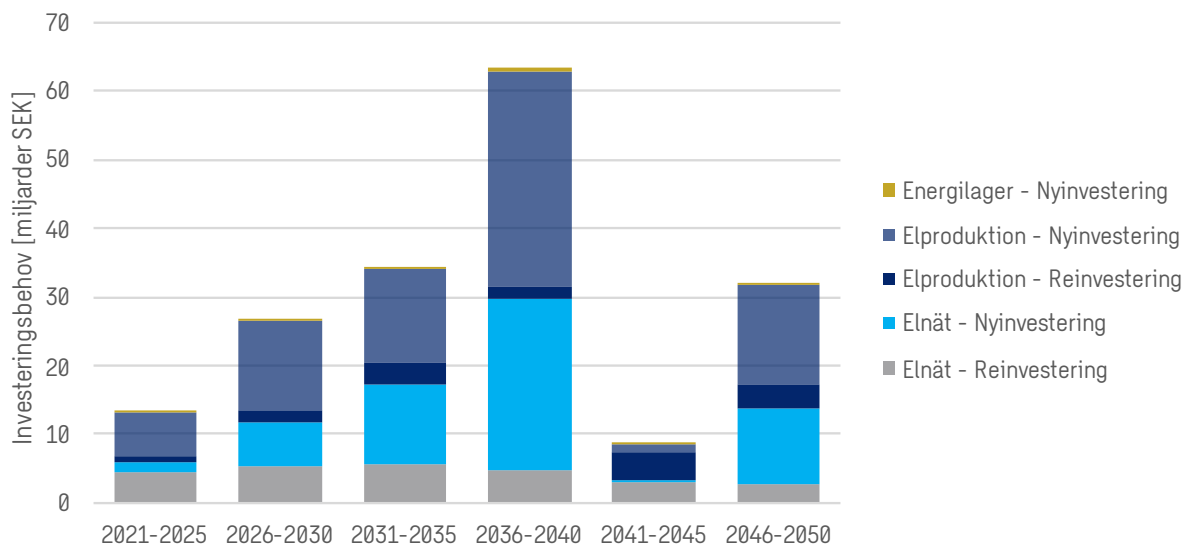
⁹ Sweco: *Elkraftförsörjning i Gävleborg – en framtidsriktad analys (2021)*

Elanvändningen ökar från nuvarande ca. 6 TWh med ca. 1.5–3 TWh till 2030 och ytterligare 3–5 TWh till total 10–13 TWh år 2045, vilket stärker Gävleborgs elbalans framöver.



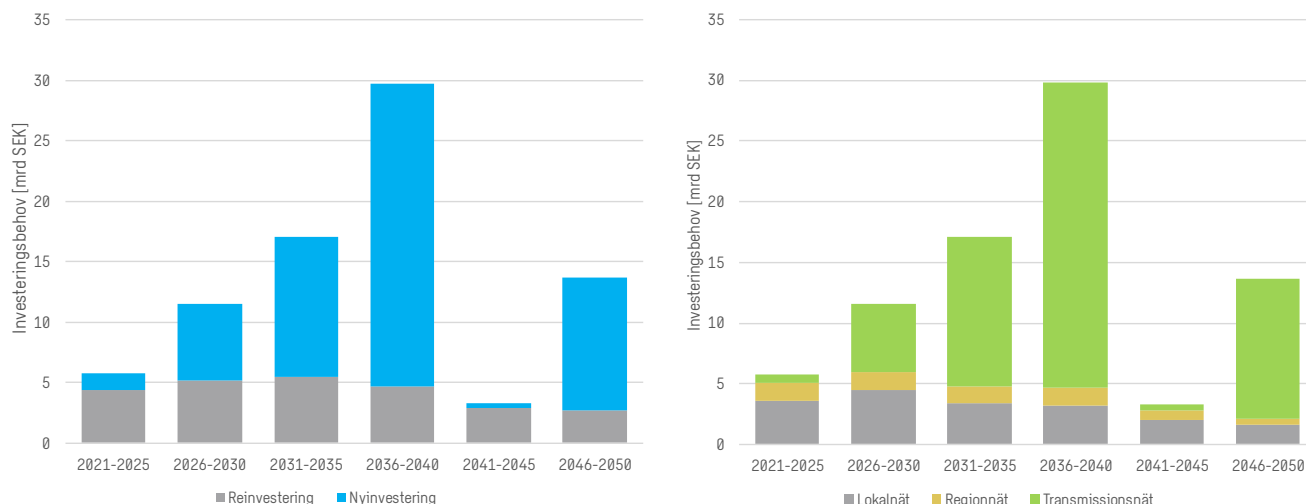
Figur 31: Elanvändnings- elproduktionsutveckling i Gävleborg i Swecos högsenario

Många möjliga land- och havsbaserade vindkraftsprojekt med anknytning till Gävleborg kan identifieras. Det är väldigt få områden utanför Gävleborgs kust, där intressekonflikter saknas, som inte har någon intressent som planerar havsbaserad vindkraft där. Detta återspeglar sig i investeringsbehovet för hela infrastrukturen, då nyinvesteringar i elnät och elproduktion står för tre fjärdedelar av det sammanlagda investeringsbehovet mellan 2021 och 2045 som uppgår till cirka 147 miljarder kronor i scenario hög.



Figur 32: Investeringsbehov i elnät, elproduktion och energilager till 2050 i Swecos högsenario för Gävleborgs län

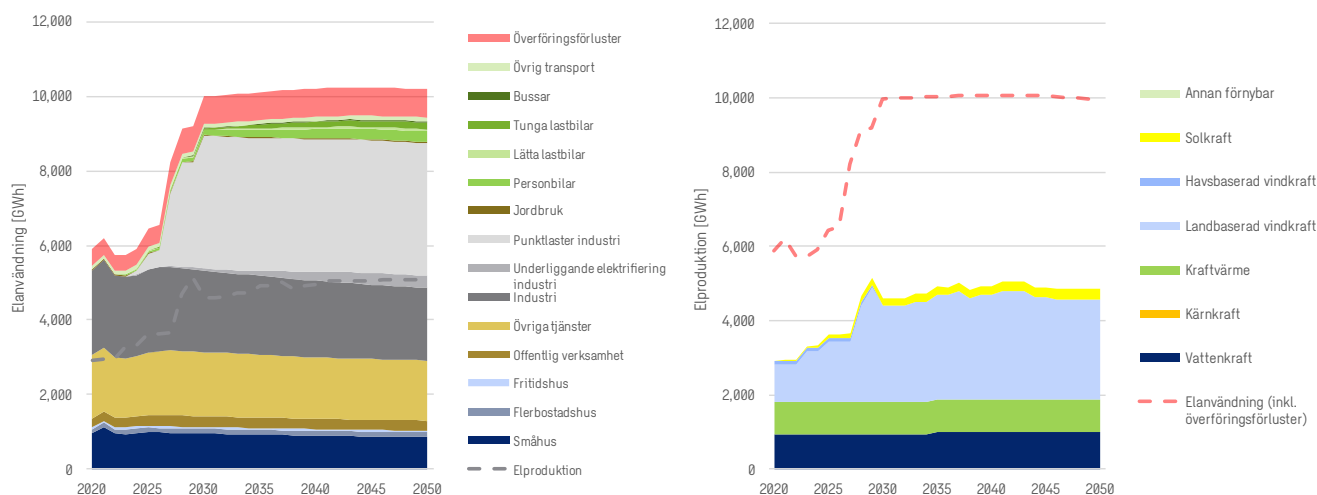
Investeringsbehovet för elnätet uppgår till 68 miljarder under samma period, varav 66% för nyinvesteringar och inom transmissionsnätet.



Figur 33: Investeringsbehov i elnätet för Gävleborgs län i Swecos högscenari

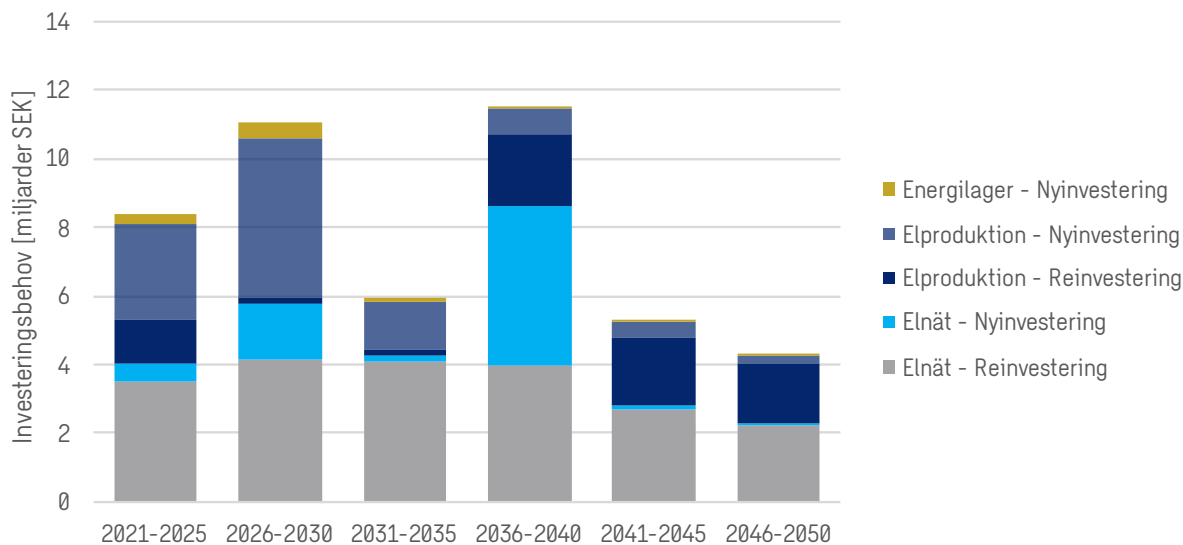
4.6 Värmlands län – oförändrad efter 2030

Värmlands län förväntas få en ökad elanvändning till 2030, främst i kommunerna Grums, Hagfors och Hammarö. I Swecos scenarier ökar Värmlands elanvändning från dryga 5 TWh med mellan 2–4 TWh fram till 2030. Därefter är den i princip oförändrad till 2045, och landar på totalt cirka 8–9 TWh, allt exklusive förluster. Vi ser inte att elproduktionen byggs ut i samma eller högre takt, varför den negativa elbalansen i länet kvarstår.



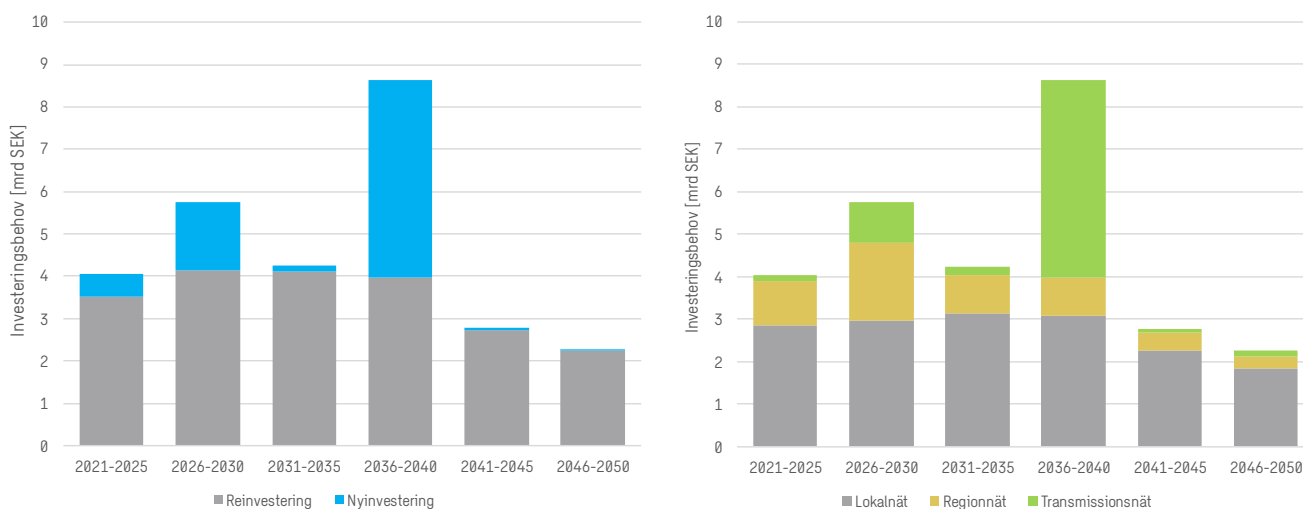
Figur 34: Elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Värmland i Swecos högscenari

Den ökade elproduktionen i Värmland är främst inom landbaserad vindkraft, men även solkraft. Investeringsbehovet för hela infrastrukturen mellan 2021 och 2045 uppgår till cirka 42 miljarder kronor i scenario hög, varav merparten reinvesteringar.



Figur 35: Investeringsbehov i elnät, elproduktion och energilager till 2050 i Sweco högscenari för Värmlands län

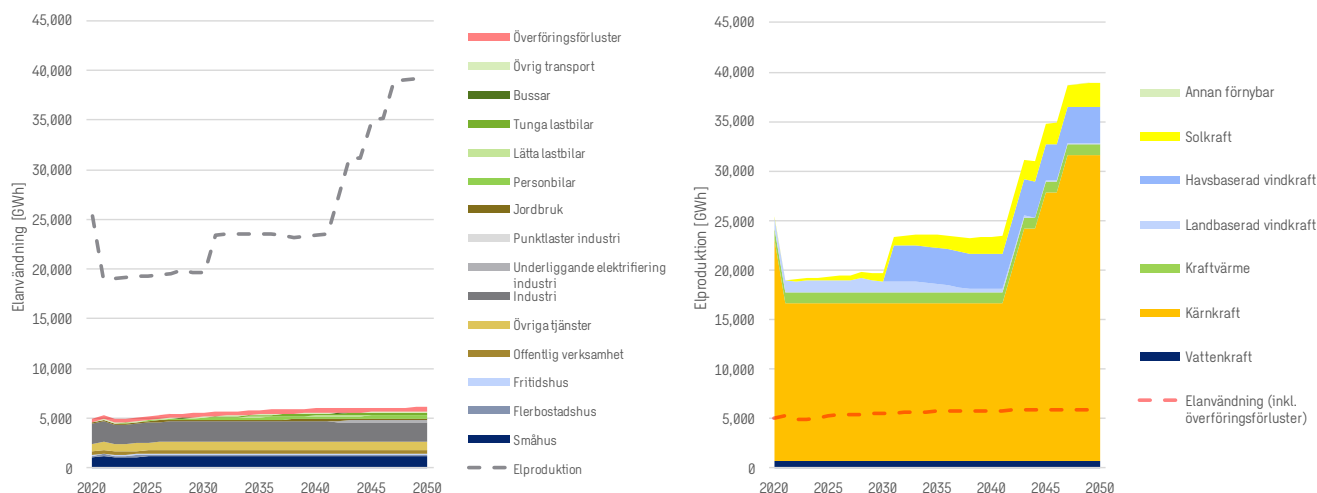
Även för elnätet handlar det främst om reinvesteringar i det befintliga nätet och där främst lokalnätet samt ledningsförnyelser inom transmissionsnätet. Nyinvesteringarna inom transmissionsnätet som berör Värmland består i huvudsak av systemförstärkningen Karlstadsbenet i NordSyd projektet.



Figur 36: Investeringsbehov i elnätet för Värmlands län i Swecos högscenari

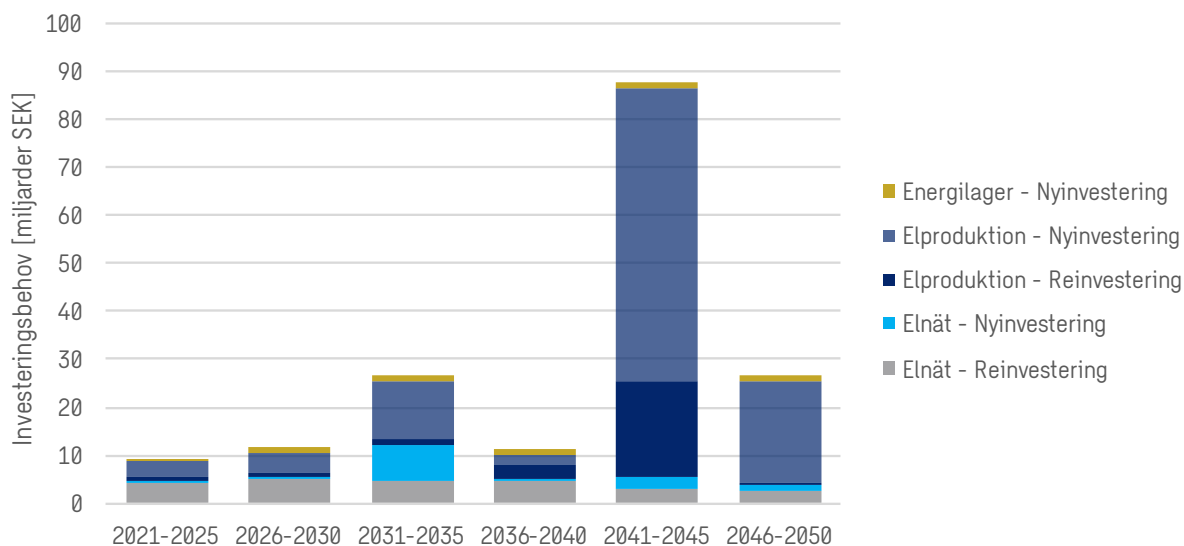
4.7 Hallands län – västkustens nuvarande och framtida powerhouse

Hallands län förväntas öka elanvändningen enbart organiskt, utan stora tillkommande punktlaster. Samtidigt antas i våra scenarier en utbyggnad av såväl havsbaserad vindkraft som kärnkraft, i form av SMR, och solkraft. Detta ökar elproduktionen från nuvarande ca. 19 TWh till 35 TWh år 2045 och stärker den redan starka elbalansen i länet ytterligare.



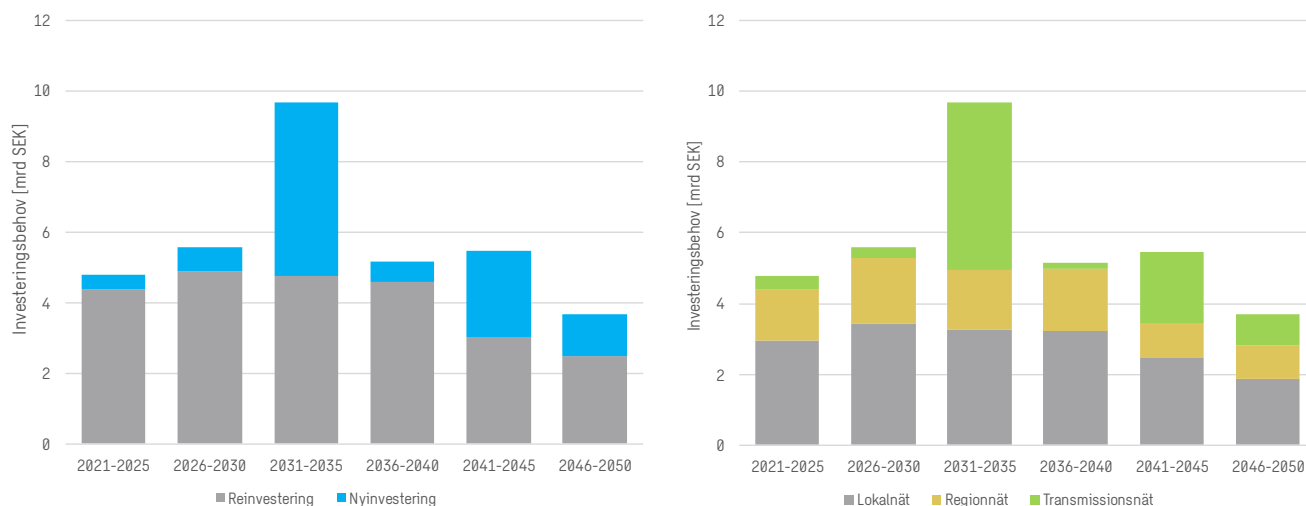
Figur 37: Elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Hallands län i Swecos högscenari

Det totala investeringsbehovet i elinfrastruktur i Hallands län mellan 2021–2045 bedöms till cirka 147 miljarder SEK, varav 33 miljarder för elnätet och 108 miljarder för elproduktionen samt cirka 6 miljarder för energilager.



Figur 38: Investeringsbehov i elnät, elproduktion och energilager till 2050 i Swecos högscenari för Hallands län

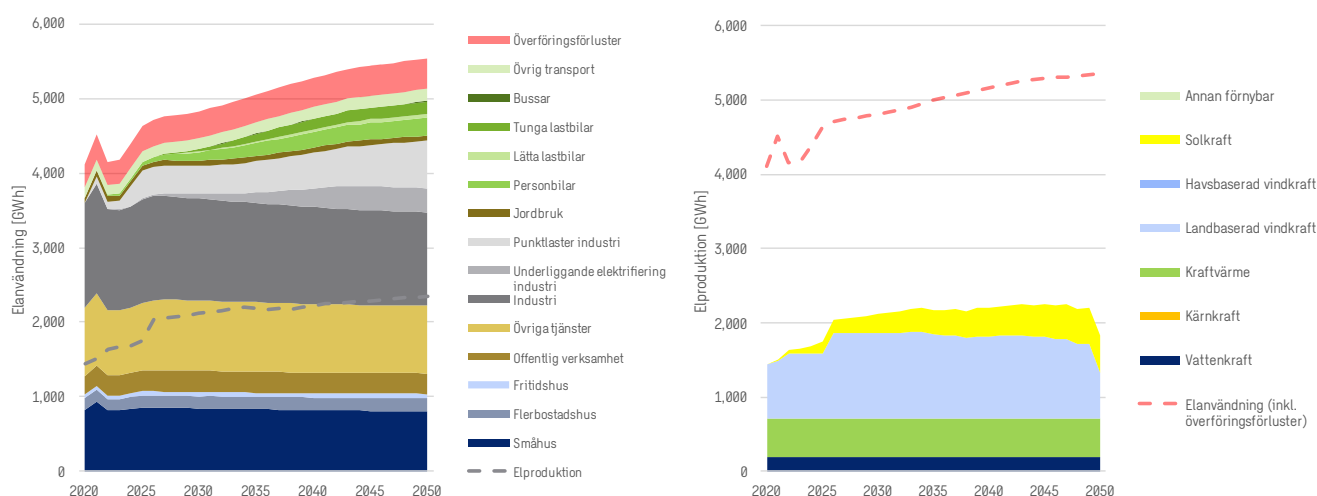
För elnätet handlar det till stor del om reinvesteringar i det befintliga nätet. Samtidigt förväntas transmissionsnätsnära nyanslutningar av framför allt ny havsbaserad elproduktion och i viss grad när SMR:er ansluts till Ringhals.



Figur 39: Investeringsbehov i elnätet i Swecos högscenari för Hallands län

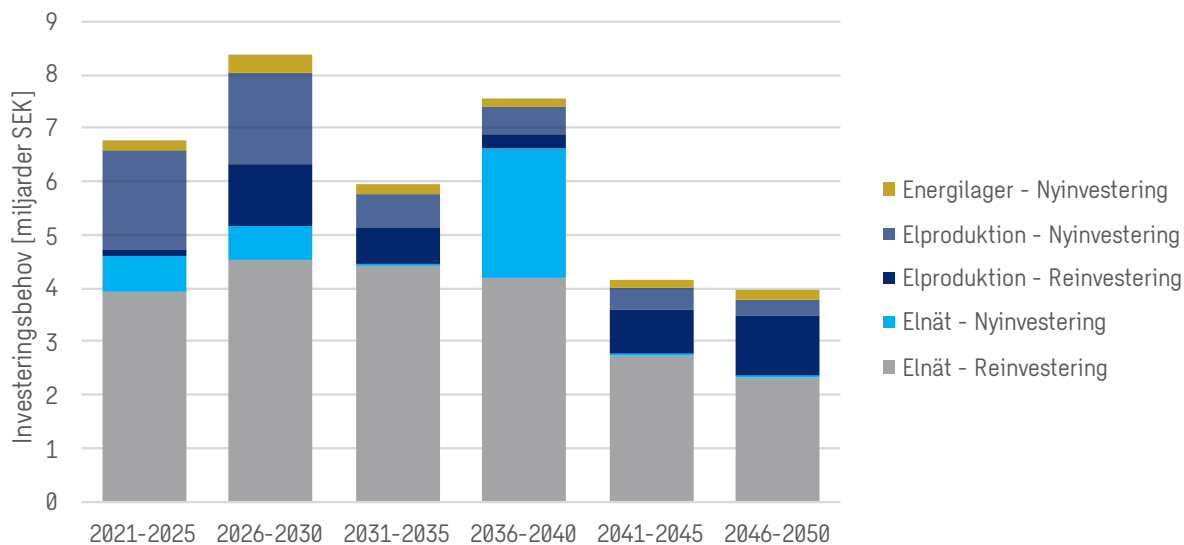
4.8 Örebro län – transportelektrifiering och solkraft

Örebro är ett län med mycket högre elanvändning än egen elproduktion. I Swecos scenarier ökar Örebro läns elanvändning från ca. 4 TWh långsamt till 5 TWh år 2045, där framför allt transportelektrifieringen men även den underliggande elektrifieringen av industrin spelar roll.



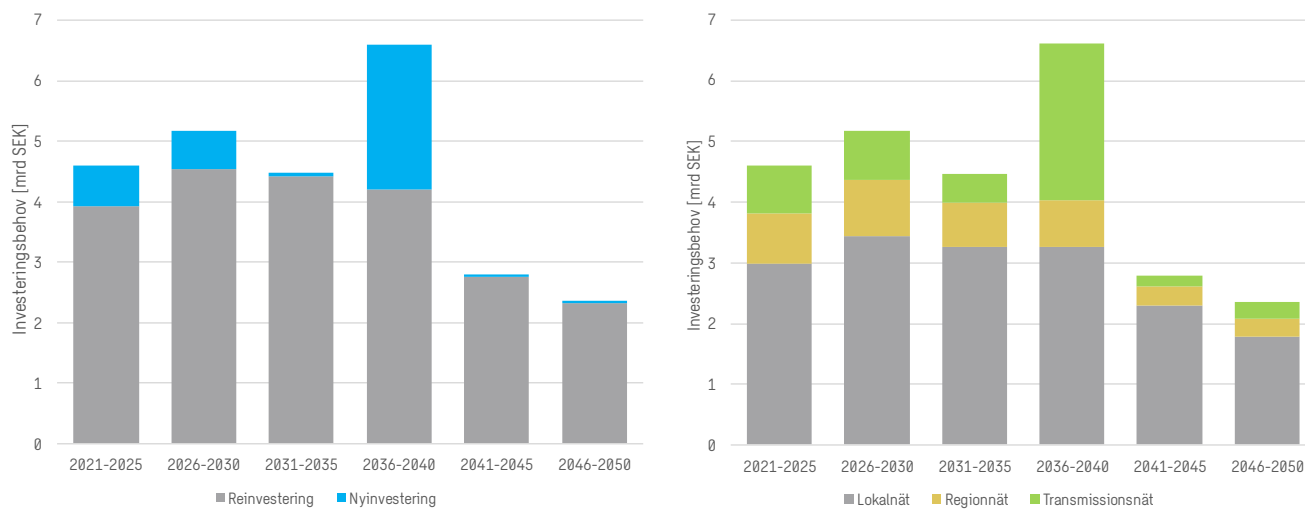
Figur 40: Elanvändnings- och elproduktionsutveckling i Örebro län i Swecos högscenari

Det totala investeringsbehovet i elinfrastruktur i Örebro län mellan 2021–2045 bedöms till cirka 33 miljarder SEK, varav den absolut största delen - 24 miljarder - för elnätet, 8 miljarder för elproduktionen och cirka 1 miljard för energilager.



Figur 41: Investeringsbehov i elnät, elproduktion och energilager till 2050 i Swecos högscenari för Örebro län

För elnätet handlar det främst om reinvesteringar i det befintliga nätet och där främst lokalnätet. Utöver det ingår en del systemförstärkningar genom Hallsbergsbenet i NordSyd projektet.



Figur 42: Investeringsbehov i elnätet i Örebro län i Swecos högscenari