

Nätutvecklingsplan

Karlskrona 2025–2034
Version 1.0

Innehåll

1. Uppgifter om företaget och företagens elnät	3
1.1. Uppgifter om företaget	3
1.2. Uppgifter om företagens elnät	4
1.3. Karta över området där elnätsföretaget bedriver nätverksamhet	4
2. Behov av överföringskapacitet i elnätet	5
2.1. Redogörelse för företagens prognosarbete	6
2.2. Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034	15
2.3. Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	17
3. Planerade investeringar och alternativa lösningar	19
3.1. Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder	19
3.2. Planerade investeringar	21
3.3. Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser	23
4. Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025–2034 möter behovet.....	29

1. Uppgifter om företaget och företagens elnät

I detta avsnitt presenteras uppgifter om företaget och företagens elnät. Nätutvecklingsplanen innehåller en prognos för överföringsbehovet i elnätet de kommande tio åren, planerade investeringar och alternativa lösningar samt företagens bedömning om de planerade åtgärderna är tillräckliga för att möta det prognostiserade behovet.

Syftet med nätutvecklingsplanen är att skapa transparens vad gäller förutsättningar för anslutning till elnätet och behov av flexibilitetstjänster och investeringar under de kommande fem till tio åren. Särskild tonvikt är på den huvudsakliga distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny förbrukning, inklusive laddstationer för elfordon.

Observera att nätutvecklingsplanens utformning följer de riktlinjer och föreskrifter som ges ut av Energimarknadsinspektionen. Det innebär att vissa avsnitt inte innehåller någon information.

Denna nätutvecklingsplan har tagits fram i samarbete med Sweco Sverige AB.

1.1. Uppgifter om företaget

Grundläggande uppgifter om företaget och uppgifter om hur intressenter kan komma i kontakt med distributionsnätsföretaget om nätutvecklingsplanen presenteras i Tabell 1.

Tabell 1 Uppgifter om företaget.

Ersätt med rubrik	Ersätt med rubrik
Företagsnamn	Affärsverken Elnät i Karlskrona AB
Organisationsnummer	556049-4733
Redovisningsenhet(er) som nätutvecklingsplanen avser	REL00091
Kontaktpersoner:	Andreas Johansson
E-post	andreas.johansson@affarsverken.se
Telefonnummer	+46 708 783349
Länk till nätutvecklingsplanen som delats inför samråd (preliminär nätutvecklingsplan)	
Länk till information om samrådet	
Länk till slutlig nätutvecklingsplan	
Länk till slutlig samrådsredogörelse	
Bilagor	Inga bilagor.

1.2. Uppgifter om företagens elnät

Affärsverken Elnät i Karlskrona AB (fortsatt Affärsverken) är ett lokalnätstföretag med områdeskoncession på 20 kV i Karlskrona kommun. Koncessionsområdet för Affärsverken innefattar övervägande majoriteten av Karlskrona tätort och nätet består av både stads- och landsbygdsnät med betydande övervikt av stadsnät. Kommunen ligger inom Blekinge län. Affärsverkens lokalnät angränsar till två andra nätbolag: E.ON Energidistribution (fortsatt E.ON) har angränsande lokalnät både i öster och väster och Rödeby Elverk i norr, se Figur 1. Det sker dock inget utbyte med intilliggande lokalnät via elnätet.

Då Affärsverkens koncessionsområde helt befinner sig inom samma kommun och län, och utvecklingsbehovet bedöms likartat inom området, så har Affärsverken inte delat in koncessionsområdet i några delområden.

En viktig fråga gällande Affärsverkens framtida elnätsverksamhet är den ansökan om spänningshöjning av befintlig nätkoncession för område enligt ellagen (1997:857) 2 kap 10 §, som Affärsverken lämnade till Energimarknadsinspektionen (Ei) den 5 oktober 2023. Affärsverken ansöker däri om en spänningshöjning av befintlig nätkoncession för område med en spänning som inte väsentligt överstigande 50 kV, i området för deras nuvarande koncession med en högsta spänning på 20 kV. Processen med denna ansökning pågår för närvarande och det finns därmed inget beslut i frågan vid slutförandet av denna nätutvecklingsplan.

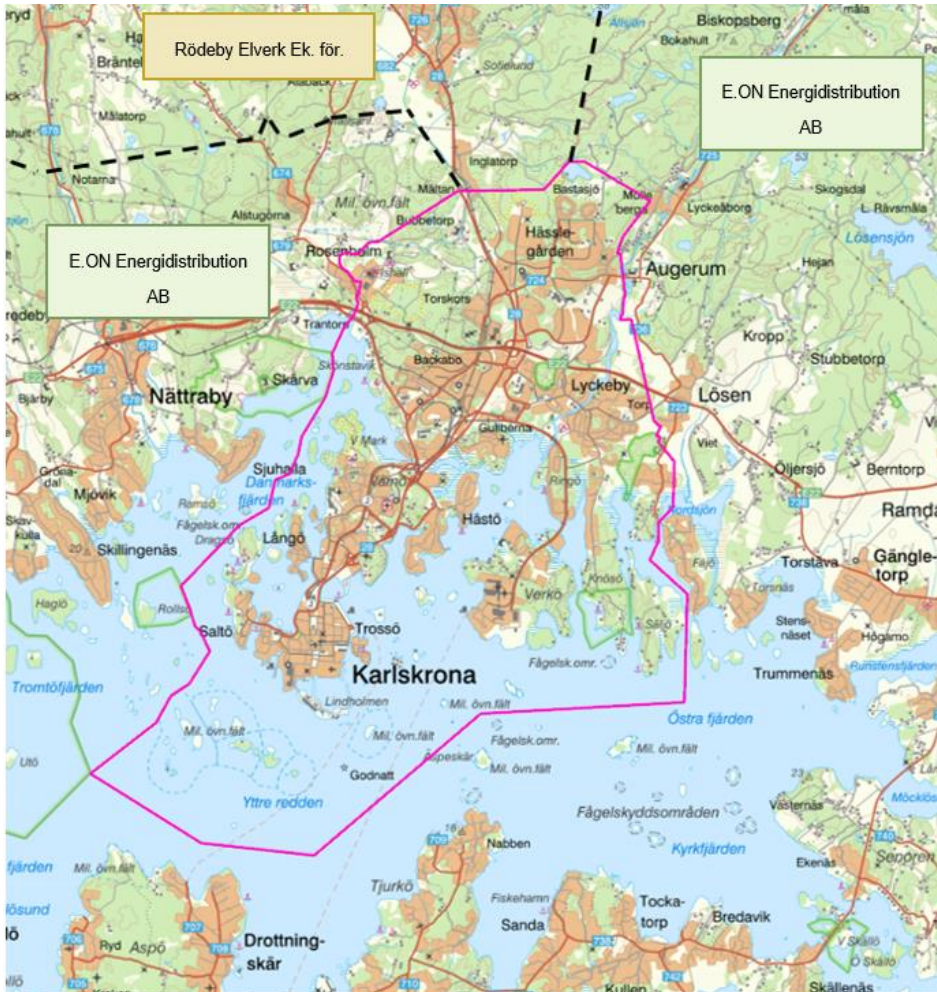
1.2.1. Anslutning till överliggande nät

Affärsverken ansluter till E.ONs regionnät via två anslutningspunkter. Dels i 130/20 kV-stationen Intaget där anslutningspunkten är på 20 kV-nivån. Dels i 130/20 kV-stationen Trossö 2 där anslutningspunkten är på 130 kV-nivån.

Uttagsbonnemanget mot E.ON ligger för närvarande på totalt 98 MW för båda anslutningspunkterna och maxlasten var år 2023 cirka 62 MW. Affärsverken har inget separat inmatningsabonnemang gentemot regionnätet.

1.3. Karta över området där elnätstföretaget bedriver nätverksamhet

Det geografiska området utgörs av koncessionsområdet för Affärsverken utan indelning i delområden, se Figur 1.



Figur 1 Karta över området där Affärsverken bedriver sin verksamhet. Källa: Affärsverkens karta baserat på kartmaterial från Lantmäteriet.

2. Behov av överföringskapacitet i elnätet

I detta kapitel presenteras det prognosarbete som har utförts av Affärsverken i samband med framtagandet av nätutvecklingsplanen. Metoden för utförandet består av två väsentliga delar:

Dels har litteraturstudier kombinerats med ett flertal intervjuer för att samla in underlag för planer och drivkrafter som kan inverka på elnätets utformning för perioden 2025–2034.

Därefter har en prognosmodell för det förväntade behovet av överföringskapacitet tagits fram utifrån den utveckling Affärsverken anser vara mest sannolik, med hänsyn till erhållit material från intervjuer och litteraturstudier. Prognosen bygger på en uppskattad borgerlig tillväxt och påverkan från befintliga och tillkommande punktlaster. Vidare har en simulering utförts av hur fordonsflottans elektrifiering påverkar behovet av överföringskapacitet.

Kapitlet avslutas med en beskrivning hur nuvarande system kan uppfylla det prognosticerade framtida kapacitetsbehovet.

2.1. Redogörelse för företagets prognosarbete

Nedan redogörs för hur företaget har tagit fram sin prognos för behov av överföringskapacitet i elnätet. Behovet av överföringskapacitet inom elnätsområdet har uppskattats med hjälp av olika överväganden. De drivkrafter som enligt företaget bedömning har störst påverkan på effektöverföring i nätet under perioden 2025 – 2034 är

- Industrietablering samt utökning av befintliga industrier (lastutvecklingen av stora punktlaster)
- Energieffektivisering
- Elektrifiering av fordonsflottan

Dessa drivkrafter har identifierats av Affärsverken i samarbete med några utvalda aktörer som intervjuats under arbetet med nätutvecklingsplanen. Urvalet av aktörer för dessa intervjuer har beslutats inom projektgruppen och de utvalda aktörerna antogs kunna bidra med viktiga kunskaper om planer och utveckling inom området, så som kommun, länsstyrelsen och region. Även kunder med nuvarande eller förväntat betydande behov av elkraftseffekt intervjuades eftersom de bedömdes ha en avgörande roll för hur kapacitetsbehovet utvecklas. Genom intervjuerna erhöles en god bild av de intervjuade aktörernas framtida elkraftsbehov. Utöver intervjuerna har prognosarbetet kompletterats med litteraturstudier av relevanta prognoser och planer.

2.1.1. Relevanta prognoser och planer Karlskrona kommun

Kommunens befolkningsprognos utgör grunden för den prognostiserade borgerliga lastutvecklingen. Även Karlskrona kommuns Översiktsplan 2050 och samtal med kommunen ligger till grund för uppskattningen av befolknings- och verksamhetsutvecklingen inom elnätsområdet.

Karlskrona kommun har ingen aktuell energiplan. I Översiktsplan 2050 beskriver kommunen målsättningen att växa radiellt med flera kärnor runt omkring Trossö och att se vattnet som en tillgång för transporter och nya skärgårdssamhällen.¹

En målsättning för kommunen är att öka dess självförsörjandegrad. De största källorna för elproduktion i kommunen kommer i dagsläget från kraftvärme samt vindkraft. Förutom ett ökat elbehov i regionen finns en ökad elektrifiering av industrier i norra Sverige vilket förväntas lämna mindre till export av el till södra Sverige. En ökad elproduktion i Karlskrona och Blekinge är därför av stor vikt enligt kommunen.

Karlskrona har många soltimmar och goda möjligheter för solenergi. En konsekvens av det är att en av Sveriges största solcellsparker finns i kommunen. Det finns potential för solcellsinstallationer på stora outnyttjade takytor på exempelvis industrilokaler, kommersiella lokaler och bostäder. Länsstyrelsen i Blekinge har tagit fram en analys av solenergipotential på tak i samtliga kommuner

¹ Karlskrona kommun, *Översiktsplan 2050*.

i länet². Det finns även goda förutsättningar för vindkraft. Dock finns det intressekonflikter med bland annat Försvarsmakten vilket försvårar utbyggnad av vindkraft i Karlskrona kommun³.

I Översiktsplanen identifieras några områden inom koncessionsområdet där utveckling kommer att ske de kommande tio åren. I Mölletorp förväntas en bostadsbebyggelse och vid Pottholmen i centrala Karlskrona byggs ett bostadsområde med avsikt att förlänga Karlskrona centrum ut till Pottholmen. Även Mariedal och centrala Lyckeby förväntas bygga ut nuvarande verksamheter med funktionsblandad bebyggelse. Därutöver pekas Galte Gryta ut som utvecklingsområden som påverkar kapacitetsbehovet de kommande tio åren, 2025–2034. Vidare förväntas industrier och näringslivets utveckling leda till 5 000 nya arbetstillfällen till 2030.⁴

2.1.2. Relevanta prognoser och planer Region Blekinge och Länsstyrelsen Blekinge

Det finns ett samarbete mellan Region Blekinge och Länsstyrelsen Blekinge för att ta fram aktuella energiplaner. I dagsläget finns ingen aktuell energiplan.

Region Blekinge har identifierat fyra trender som betydande för elnätssystemet i Karlskrona. Det första är att Region Blekinge vill öka självförsörjandegraden i regionen. Det finns flera bolag i olika faser som vill ansluta havsbaserad vindkraft. Länsstyrelsen i Blekinge har till exempel fått i uppdrag av regeringen att undersöka förutsättningarna för den havsbaserade vindkraftsparken Cirrus som förväntas producera 10 TWh årligen. Anslutning av havsbaserad vindkraft kommer troligen inte ske i Karlskrona men kommer oavsett att påverka effektsituationen i regionen. Trenden av ökad förnybar elproduktion genomsyrar både regionala och kommunala planer såväl som industrin. Affärsverken räknar därför med att både batterier och förnybar elproduktion kan öka under de kommande tio åren.

Ett annat område är Försvarsmaktens utveckling som traditionellt är en stark aktör i Karlskrona. Således har hänsyn tagits till denna aktör vid framtagandet av en prognos för kapacitetsbehovet.

Ett tredje område är laddinfrastruktur och var eventuella laddstationer för tung trafik ska placeras. En relevant nod för laddstation för tung trafik är i Affärsverkens elnät vid korsningen mellan väg E22 och riksväg 28. Noden ligger nära regionnätanslutningen i Intaget. Det finns också planer på ett truckstopp vid E22 i syfte att minska trafiken till Verkö. Laddplatsen skulle kunna hamna antingen inom Affärsverkens eller Eon Energidistributions områdeskoncession. För kollektivtrafik antas laddningen däremot ske med depåladdning under natten och därmed inte belasta elnätet under dagtid när kapacitetsbehovet i övrigt beräknas vara som störst i någon större omfattning.

Ett fjärde område Region Blekinge arbetar för är ökad internationalisering och export av Blekinges näringsliv. Blekinge län är ett industritunget län med produktionsindustri och exportintensiv produktionsindustri. Ett exempel i Karlskrona är kabelfabriken NKT. Region Blekinge arbetar med att förbättra möjligheterna för

² Länsstyrelsen Blekinge, *Solkartan Karlskrona*, källa <http://analys.tyrens.se/solkartan/blekinge/karlskrona/>

³ Karlskrona kommun, *Vindkraftsstrategi 2010*.

⁴ Axelsson Därth, Martin, *SVT Nyheter*, juli 2024, "Marinteknisk boom i Karlskrona ska ge 5 000 jobb till 2030", källa: [Marinteknisk boom i Karlskrona – ska ge 5 000 jobb till 2030 | SVT Nyheter](#)

mindre företag att få tillgång till den internationella marknaden (Business Blekinge). Det är oftast de mindre företagen som växer mest och snabbast. På grund av ett stort internationellt ägande och internationella investeringar i Blekinge finns det möjlighet för en snabb expansion för mindre företag i Karlskrona, vilket är något som beaktats i prognosarbetet. För att uppskatta framtida industrietablering och näringslivsutveckling har anslutningsförfrågningar och Karlskrona kommuns översiktsplan 2050 använts. Även intervjuer med de sex största industrikunderna har genomförts.

I Länsstyrelsen Blekinges Klimat- och Energistrategi för Blekinge⁵ anges att målsättningen är att Blekinge ska bidra till nationella mål om en energieffektivare energianvändning, bidra till en fossilfri fordonsflotta till år 2030 och att Blekinges elproduktion är 100 procent förnybar år 2040.

Affärsverken bedömer att Länsstyrelsens prognoser och planer inte har någon direkt påverkan på kapacitetsbehovet i Affärsverkens nät utöver de prognoser som Affärsverken redan har. Däremot har målen kring energieffektivisering, fossilfri fordonsflotta och förnybar elproduktion beaktats i prognosarbetet som drivkrafter.

2.1.3. Aktörer industri

De sex största kunderna har intervjuats med målet att bättre förstå deras mest sannolika effektbehov för åren 2024–2035 med syftet att använda deras information i arbetet med prognosen.

Generella trender är en snabb expansion från flera aktörer och ökad elektrifiering av fordonsflottan. På grund av energieffektivisering och ökad nyttjandegrad av elnätet kan däremot några kunder hålla sig på den befintliga abonnerade effekten eller med en mindre ökning.

För en av de befintliga industriaktörerna förväntas en utökning av den nuvarande produktionsanläggningen med 500 nya medarbetare till 2027⁶. På grund av begränsningar i byggnadens utformning kommer inte installation av en större solcellsproduktion bli aktuell.

Ytterligare en aktör planerar att bygga ut sin fabrik och fördubbla sin produktionskapacitet. Denna aktör tror dock inte att de kommer behöva utöka sitt nuvarande abonnerade uttagseffekt. De planerar att öka sin nyttjandegrad och att arbeta i skift. Dessutom monterar de solceller på varje byggnad med en förväntad total installerad effekt på 1,1 MW. Aktören har installerat laddinfrastruktur med 100 elbilsparkeringsplatser till sin personal och 250 kW laddare till lastbilar för sin transportör.

Nästa aktör inom sjönäringsen ser inte ett behov av en högre abonnerad effekt än nuvarande 2,5 MW-anslutning. Däremot arbetar de för att öka nyttjandegraden och förbrukningen. De uppskattar att energibehovet av deras landanslutning kommer att bli tre gånger större. De har undersökt solcellsinstallation på sina tak men på grund av begränsningar i byggnaderna kommer det inte bli en stor solcellsanläggning. De har elbilsladdare på deras besöksparkeringar.

⁵ Länsstyrelsen Blekinge, *Klimat- och energistrategi för Blekinge*, Rapportnummer 2019:15, källa https://arcgissserver.karlskrona.se/webdata/Dokument/OP2050_utställning/Klimat-%20och%20energistrategi%20for%20Blekinge.pdf

⁶ NKT, "Vi bygger världens största fabrik för högspänd sjökabel – NKT i Karlskrona", källa: <https://www.nkt.se/om-oss/produktion/karlskrona>

Region Blekinge/Lasarettet bygger ett nytt parkeringshus där det kommer finnas laddmöjligheter för elbilar. De gör energieffektiviserande åtgärder och all uppvärmning ska ske via fjärrvärme. Regionens bedömning är att med energieffektiviseringarna så ska inte deras nybyggnationer göra att de behöver utöka sitt abonnemang.

Från de övriga intervjuade industriaktörerna förväntas ett ökat generellt behov av kapacitet genom utökade etableringar, men det förekommer även aktörer som planerar att även fortsättningsvis hålla sig inom de befintliga abonnemangen.

Industrikundernas lastutveckling har inkluderats när större punktlaster uppskattats i prognosarbetet. Utöver punktlaster påverkan leder utveckling av industrier och verksamheter till inflyttning och bostadsbebyggelse. Karlskrona kommun uppskattar att drygt 5 600 bostäder behövs mellan år 2023–2032, motsvarande ungefär 500 bostäder årligen, för att tillgodose efterfrågan skapad av Försvarmaktens verksamhet och industrin⁷.

2.1.4. Samarbete med andra nätföretag i prognosarbetet

Överliggande nät för Affärsverken i Karlskronas lokalnät är E.ON Energidistribution. Utöver den befintliga dialogen med E.ON Energidistribution har ett separat möte hållits inom ramen för prognosarbetet för att diskutera nätutvecklingsplanen. Att avgöra möjligheten för ett utökat abonnemang de tio kommande åren är svårt eftersom elsystemet förändras snabbt och förutsättningarna beror på flera underliggande nät. Enligt dagens analyser av E.ONs elnät i Karlskrona finns lite marginal för ett högre uttagsabonnemang. Kapacitetsbegränsningarna för att tillgodose förbrukningskunders effektbehov är enligt nätföretaget inte störst i Blekinge.

En faktor som påverkar möjligheten till elförsörjning är abonnemangets karaktär. Enligt E.ON är det ofta lättare att få inmatningsabonnemang än utmatningsabonnemang i södra Sverige. Affärsverken är intresserade av ett inmatningsabonnemang på grund av befintlig solcellsproduktion i elnätet och eventuella framtida anslutning av solcellsanläggningar. Just nu är dock inte ett inmatningsabonnemang gentemot E.ON möjligt. Den begränsande faktorn i området beskrivs främst vara utbyggnadstakten av regionnätledningarna och inte Svenska kraftnäts elnät.

Samråd med Svenska kraftnät kommer att ske skriftligt genom att skicka en remiss.

2.1.5. Den långsiktiga förväntade utvecklingen av det svenska energisystemet

Nedan beskrivs några långsiktiga trender av det svenska energisystemets som bedöms kunna påverka det prognostiserade kapacitetsbehovet i Affärsverkets elnät.

Fossilfri el ökar vilket ställer krav på elinfrastruktur

Sveriges nationella energi- och klimatmål är att senast år 2045 ska Sverige ha nettonollutsläpp. Ett etappmål är att elproduktionen ska vara 100 procent fossilfri år

⁷ Axelsson Därth, Martin, SVT Nyheter Blekinge. 2024-07-09. "5 000 nya jobb – här är Karlskronas nya bostadsområden."

2040⁸. Enligt Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys är det avgörande att utbyggnaden av överföringskapacitet följer det ökade behovet av fossilfri el för att klara omställningen.⁹ Även Energimyndighetens olika långsiktiga scenarier pekar alla på ett kraftigt ökat elbehov, redan till år 2030 prognostiseras elbehovet öka till 160-210 TWh¹⁰. Industrin driver utvecklingen mot ökad elanvändning på grund av en omställning från fossila energikällor och ett ökat energibehov. För att möta detta behov krävs betydande investeringar i ny elnätsinfrastruktur och reinvestering i det befintliga elsystemet. En konsekvens för Affärsverken kan vara att överliggande nät inte hinner med kommande utveckling med ökande problem med kapacitetsbegränsningar som följd.

Ökad förnybar elproduktion i SE4

Under de kommande åren förväntas en betydande ökning av förnybar produktion i form av landbaserad vindkraft och solkraft i SE4, enligt Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan. På längre sikt kan det också finnas möjlighet att ansluta en större mängd havsbaserad vindkraft i området. Sveriges havsplaner ska ändras för att skapa förutsättningar för mer havsbaserad vindkraft¹¹. Svenska kraftnät har lämnat förhandsbesked om eller reserverat 2 000 MW, varav 1 600 MW är reserverat för havsbaserad vindkraft med projektspecifik reservation.¹²

Ett större havsbaserat vindkraftsprojekt i området är Södra Victoria. Vindkraftsparken planeras sydost om Öland med en förväntad driftstart år 2030 och en årlig elproduktion om 6-8 TWh¹³. Länsstyrelsen har även fått i uppdrag att granska förutsättningarna för den havsbaserade vindkraftspaken Cirrus. Cirrus förväntas producera 10 TWh, cirka 50 kilometer sydost om Karlskrona^{14,15}. Svenska Kriegers Flak planeras söder om Trelleborg. Parken beräknas producera 2,7 TWh årligen och beräknades kunna vara klar år 2027. I september 2024 meddelas dock att projektet pausats.¹⁶

En ökad andel förnybar elproduktion innebär en ökad distribuerad elproduktion och det bedöms troligt att det kommer påverka överliggande nät. De nationella och regionala målen har beaktats tillsammans med anslutningsförfrågningar i prognosarbetet för att göra en uppskattning av den elproduktion som troligen kommer anslutas till Affärsverkens elnät under den kommande tioårsperioden.

⁸ Energimyndigheten, 2023, *Sveriges Energi- och klimatmål*, källa: <https://www.energimyndigheten.se/klimat--miljo/sveriges-energi--och-klimatmal/>

⁹ Svenska kraftnät, 2024-01-26, *Långsiktig marknadsanalys- scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050*.

¹⁰ ER 2023:28, *Myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering 2023*.

¹¹ Havs och Vatten myndigheten, *Havsplanerna ändras för att möta ökat elbehov*, källa: <https://www.havochvatten.se/planering-forvaltning-och-samverkan/havsplanering/havsplanerna-andras-for-att-mota-okat-elbehov.html>

¹² Svenska kraftnät, 2023, *Ny anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft - delrapport. Del 1: Överföringskapacitet och anslutningspunkter på land*.

¹³ RWE, *Utvecklingsprojekt Södra Victoria*. <https://sodra-victoria.rwe.com/>

¹⁴ Regeringskansliet. Pressmeddelande 02-02-24. *Regeringen ger uppdrag om beredning av havsbaserad vindkraft utanför Blekinge*.

¹⁵ Cirrus Vind, Cirrus Vind, källa: <https://www.cirrusvind.se/>

¹⁶ Vattenfall, *Kriegers flak*, källa: <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vindprojekt/kriegers-flak>

Ökad förnybar elproduktion i form av havsbaserad vindkraft eller större landbaserade solcells- eller vindkraftsparkar påverkar inte Affärsverken direkt då dessa anläggningar är för stora för att kunna anslutas till lokalnätet. Däremot kan det finnas en indirekt påverkan på prisbildningen och effektutgången.

Transmissionsnätets utbyggnad i SE4

Enligt svenska kraftnäts nätutvecklingsplan 2024–2033 sker en stor del av elanvändningen i SE4 i regionen kring Malmö och Lund samt i städerna längs kusten: Helsingborg, Ystad, Trelleborg, Karlskrona och Kalmar. Det finns överföringsbegränsningar för nord-sydliga flöden, från SE2 till SE3 och från SE3 till SE4. Den planerade 400 kV transmissionsledningen Ekhyddan- Nybro- Hemsjö är viktig för att öka överföringsförmågan mellan SE3 och SE4. Preliminärt driftdatum för ledningen är 2029–2030. Ledningen är även av central betydelse för möjligheten att kunna ansluta havsbaserad vindkraft utanför Smålands kust.

En annan förstärkning av transmissionsnätet som planerats är Hansa PowerBridge, en likströms-förbindelse mellan södra Sverige och Tyskland med 700 MW överföringskapacitet. Projektet avslutades dock i juni 2024 då regeringen avslag Svks koncessionsansökan.¹⁷

De nationella planerna påverkar framför allt förutsättningarna för överliggande nät. Begränsningar av export från norr till söder kan resultera i en ökad kostnad för kapacitet för Karlskrona som står för en betydande del av elanvändningen i regionen. Det leder också till höga elpriser. Höga kostnader kan i sin tur innebära att elnätskunder i Karlskrona håller tillbaka sin elanvändning, vilket påverkar kapacitetsbehovet i Affärsverkens elnät.

Förbrukningsflexibilitet

Nationella prognoser visar att förbrukningsflexibilitet kommer vara avgörande. Förbrukningsflexibilitet blir helt nödvändigt för att klara effektutgången år 2045, enligt Svks marknadsanalys¹⁸. Affärsverkens analys visar att om inte ytterligare kapacitet kan tillföras från regionnätet är behovet av flexibilitetstjänster betydande, se avsnitt 3.1.1.

2.1.6. Metod för framtagandet av prognos för behovet av överföringskapacitet

Baserat på det underlag Affärsverken samlat in och sammanställt har företaget tagit fram en prognos för behovet av överföringskapacitet. Detta har gjorts i steg som beskrivs nedan. För de olika stegen beskrivs vilka antaganden och underlag som ligger till grund för prognosarbetet.

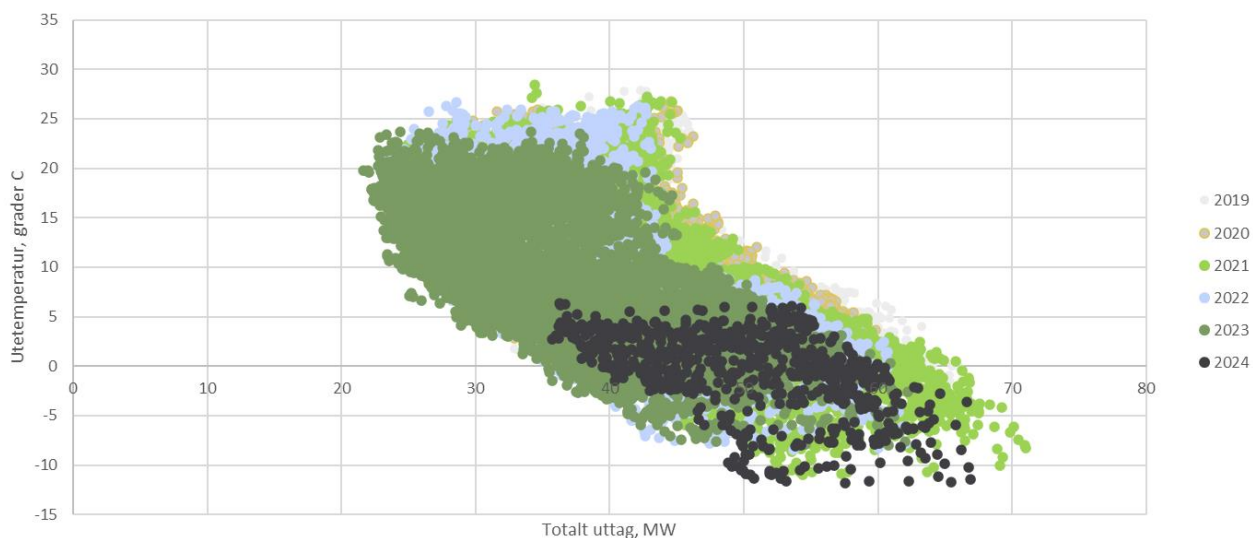
Undersökt nuvarande kapacitetsbehov per kundkategori

Nuvarande total inmatning till elnätet, som därmed beskriver totalt uttag samt de nätförluster som uppstår i lokalnätet, har analyserats baserat på timmedeleffekter från överliggande nätägare för år 2019–2023 samt våren 2024. Uttaget har också relaterats till utomhustemperatur för att studera lastens temperaturberoende. Analysen visar en tydlig koppling till temperaturen, men höga belastningar har

¹⁷ Svenska kraftnät, Hansa PowerBridge, källa <https://www.svk.se/hansapowerbridge>

¹⁸ Svenska kraftnät, 2024-01-26, *Långsiktig marknadsanalys. Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050.*

uppstått även när temperaturen inte varit den allra lägsta. I Figur 2 illustreras lastens temperaturberoende.



Figur 2 Totalt uttag per timme i förhållande till utomhustemperatur.

Maxöverföring under 2023 och våren 2024 inträffade på morgonen den 16 januari (66,9 MW). Från figuren kan utläsas att vintern 2023/2024 var kall i området. Samtidigt visar analysen att uttaget varit högre tidigare år, under 2021.

Affärsverken har noterat en påtaglig beteendeförändring hos nätets kunder efter energikrisen 2022, med en minskad elöverföring. En del av förändringen har återgått till tidigare användningsmönster efter år 2022, men en viss effekt kvarstår även 2024, trots lägre elpriser. Det kan bero på att kunder gjort permanenta förändringar i sitt beteende och den anslutna utrustningen, exempelvis installerat effektivare värmepumpar. Det innebär att Affärsverken bedömer att maxkapacitetsbehovet i dagens nät kan sättas till maxuttaget våren 2024, cirka 66,9 MW.

Därefter har en analys av nuvarande kundkategorier gjorts. Nätets kunder har kategoriserats in i sju kategorier.

- Energi
- Handel och service
- Lägenhetskunder
- Lätt industri
- Offentlig verksamhet
- Tung industri
- Villakunder

Baserat på erfarenhet från liknande analyser har respektive kundtyps bidrag till topplasten bedömts utifrån antaganden om exempelvis uppvärmningsbehov per kvadratmeter, storlek på byggnader och behov av drifts- och hushållsel. Siffrorna har kalibrerats för att ge en modellerad topplast som motsvarar den uppmätta.

Prognos för behov av kapacitet för "borgerlig tillväxt" och befintliga kunder

Hos befintliga kunder antas att det, förutom för laddning av elfordon, sker en viss energi- och effekteffektivisering, vilket bidrar till att minska kapacitetsbehovet.

Effekteffektiviseringen antas vara 0,7 % per år för uppvärmningsel medan hushålls- och driftel förväntas effekteffektiviseras med 0,25 % per år.

För att bedöma hur den borgerliga eller underliggande tillväxten påverkar behovet av el har utgångspunkt tagits i kommunens bedömning av befolkningstillväxt. Denna har sedan relaterats till hur mycket respektive kundgrupp påverkas. Ett antagande om korrelationens styrka har gjorts per kundkategori. För bostäder har den satts till 100% (en dubbling av befolkningens mängd dubblar kundkategorier för bostäder¹⁹), medan för "lätt industri" har antagits en korrelation om 30% och "tung industri" 0 %.

Behovet hos befintliga kunder och "borgerlig tillväxt" har sedan bedömts år för år genom en sammanvägning av faktorerna.

Prognos för behov av kapacitet till "punktlaster"

Affärsverken har bedömt behovet av kapacitet för punktlaster baserat på nu kända anslutningsförfrågningar, de intervjuer och litteraturstudier som genomförts inom ramen för arbetet med nätutvecklingsplanen och den löpande kunddialog som sker mellan Affärsverken och Affärsverkens kunder. En punktlast är en större anläggning som inte fångas upp genom modelleringen av den borgerliga tillväxten.

Viktigt att ha i åtanke är att en förfrågan om en viss kapacitet inte nödvändigtvis innebär att påverkan på nätets topplast blir lika hög. Det beror på sammanlagring och att företag erfarenhetsmässigt i tidiga skeden efterfrågar något högre kapacitet än vad som senare realiserar. En reduktionsfaktor om 30 % har därför applicerats. Förfrågningar kopplat till laddinfrastruktur har också uteslutits då det behovet fångas upp av en separat modellering av underliggande laddbehov.

Tabell 2 Indikationer på nya större punktlaster och troligt kapacitetsbehov.

Typ av anslutning	Effektbehov [MW]	Tidsperspektiv (när anslutningen är relevant)	Kommentar
Kraftvärmeverk, produktion	5	2028–2029	Sannolikt
Industriområde, förbrukning	4	5 år framåt- 2029	Se detaljplan. 75% sannolikhet. 3 eller 4 nätstationer
Verksamhet	5	2028–2029	
Batterier	10–20		Lägre sannolikhet
Solcellspark	10	2025–2034	Lägre sannolikhet
Verksamhet	24	2025 – 2030	Sannolikt

Prognos för behov av kapacitet för elproduktion

Nationella, regionala och kommunala planer pekar alla på en ökad elproduktion från solceller. En viss mängd förnybar elproduktion i Karlskrona förväntas också tillkomma från solceller, men däremot är utbyggnaden av vindkraft i Karlskrona kraftigt begränsad på grund av intressekonflikter.

¹⁹ Här görs också ett antagande att fördelningen i uppvärmningssätt bibehålls.

Inom Affärsverkens koncessionsområden finns det solcellsproduktion från villakunder och från en andelsägd solkraftpark på i dagsläget cirka 4,5 MW. Solelproduktion från villakunder förväntas öka. Det finns även stora outnyttjade taktytor på exempelvis industrilokaler, kommersiella lokaler och bostäder enligt en analys av solenergipotential på tak från Länsstyrelsen i Blekinge²⁰.

Det finns i dagsläget en förfrågan om en solcellspark. Dock finns begränsade möjligheter för solkraftsparker inom området. I norra delen av Affärsverkens koncessionsområde uppskattar Affärsverken att en solcellspark med en effekt på ungefär 10 MW skulle vara möjligt och kan tillkomma under perioden 2025–2034.

Prognos för kapacitetsbehov till fordon

I och med att laddning av elfordon förväntas öka kommande år så har en relativt detaljerad och specifik modellering av hur fordonsladdning kommer att påverka elnätet genomförts.

Prognosticerad storlek på elfordonsflottan

För prognostiseringen av elfordonsflottan användes en omfattande modell för att ta fram elektrifieringsgraden inom de olika fordonstyperna (personbil, lätt lastbil och tung lastbil) fram till 2035. Modellen bygger på nuvarande elektrifieringsgrad inom Karlskrona kommuns flotta och nyförsäljning. Men modellen tar även hänsyn till framtida EU-krav för att prognosticera nyförsäljning och fordonsflottans elektrifieringsgrad framgent. Vidare har resultaten anpassats för Affärsverkens område med avseende på bland annat geografisk areal, antal boende samt trafikflöden på de stora vägarna.

För elektrifieringsgrad av bussar och båtar har endast information från bussbolag och rederier tagits i beaktande.

Effektbehov för laddning

Laddprofiler för personbil, lätt lastbil och tung lastbil har applicerats med följande typladdningar: Arbetsplats, Hemma, Laddstation, Depå och Logistikterminal. Även för profilerna har kommunens och Affärsverkens område analyserats för att ge en rättvis bild av var laddning sker. Till exempel har kluster av publik snabbbladdning byggts inom Affärsverkens område vilket talar för att en betydande del av den publika laddningen lär ske inom Affärsverkens geografiska område.

De olika laddprofilerna baseras på hur stor andel av energibehovet som tillgodoses över årets timmar där dygns, vecko- och års-variationer tagits i beaktande. Laddprofilerna, tillsammans med prognosticerat antal elfordon och dess årliga energiförbrukning resulterar i de prognosticerade laddeffekterna som presenteras i resultaten. En analys har gjorts för tre år; 2025, 2030 och 2035. För åren däremellan har en interpolering gjorts.

För bussar och båtar har effektbehovet tagits fram baserat på transportaktörernas egna estimat.

Det finns osäkerheter i denna analys av det framtida effektbehovet från laddning av transportfordon. Framför allt gäller dessa osäkerheter hur väl den verkliga

²⁰Länsstyrelsen Blekinge, *Solkartan Karlskrona*, källa <http://analys.tyrens.se/solkartan/blekinge/karlskrona/>

elektrifieringstakten kommer att se ut, samt hur och var de olika elfordonen kommer att ladda i framtiden. Denna utveckling påverkas framför allt av priser på drivmedel och fordon, nationella och europeiska regleringar samt teknikutveckling inom fordon och laddning.

Påverkan på nätets sammanlagrade kapacitetsbehov

Modelleringen av kapacitetsbehovet för laddning visar att laddeffekterna förväntas bli högst nattetid, både från personbilsflottan och laddning av bussar. För att bedöma hur nätets topplast påverkas har därför en analys gjorts av effektbehovet för laddning under nätets nuvarande höglastperiod. Höglastperioden i analysen satts till 7 på morgonen till timme 19, det vill säga fram till klockan 20 på kvällen. Analysen visar att kapacitetsbehovet för laddning inom detta intervall är högst timme 7 år 2025 samt timme 12 år 2030 och år 2035. Här kan finnas viss möjlighet att påverka laddmönster genom exempelvis information till kunderna och/eller ekonomiska incitament via nätavgifter.

2.2. Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034

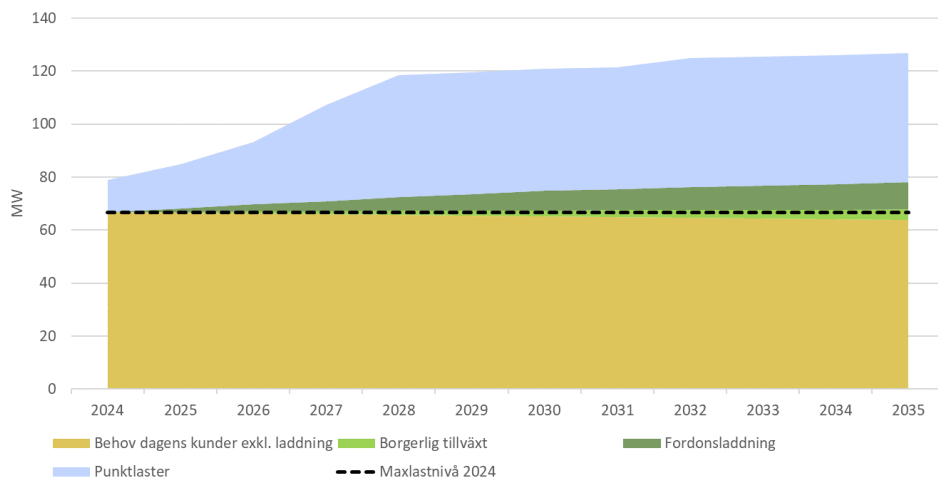
I avsnittet presenteras Affärsverkens prognos över förväntat överföringsbehov för elproduktion och elanvändning utifrån den utveckling som företaget anser är mest trolig. Prognosen baseras på drivkrafter presenterade i avsnitt 0 och metoden som presenterades i avsnitt 2.1.6.

Tabell 3 Prognos över behov av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034.

Prognostiserat överföringsbehov [MW]

2025	85
2026	93
2027	107
2028	118
2029	120
2030	121
2031	122
2032	125
2033	126
2034	127

Olika bidragande drivkrafters bidrag till det uppskattade kapacitetsbehovet visualiserats i Figur 3 .



Figur 3 Prognos för överföringsbehov uppdelat per drivkraft och år.

2.2.1. Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

Överföringsbehovet förväntas öka kraftigt. I Figur 3 framgår att det framför allt är överföringsbehov till enskilda punktlaster som ökar, medan behovet från den borgerliga tillväxten i princip möts av ”effekteffektivisering” hos befintliga kunder. Det innebär att prognosen är beroende av hur ett relativt litet antal enskilda aktörer agerar.

Sammantaget bedöms kapacitetsbehovet öka med ca 90 % jämfört med behovet vintern 2023/2024. Samtidigt har kapacitetsbehovet varit högre tidigare år. Om behovet i stället relateras till exempelvis maxuttaget 2021 är ökningen ca 75 %.

I Tabell 4 nedan visas hur den prognosticerade överföringskapaciteten ökar år för år. Jämförelsen sker med 2023 som startår då det var ett kallare år än åren innan, vilket innebär att lasten var högre än åren innan.

Tabell 4 Förändring av prognosticerat behov av överföringskapacitet jämfört med föregående år.

År	Förändring mot föregående år [%]
2023	-
2024	18
2025	8
2026	10
2027	15
2028	11
2029	1
2030	1
2031	1
2032	3

2033	1
2034	1

2.3. Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

2.3.1. Nuvarande och förväntade kapacitetsbegränsningar

Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen kan delas upp i möjligheter i mottagningsstationer, 50 kV nät, mellanspänningsnät, nätstationer och lågspänningsnät för det egna nätet. Därutöver tillkommer kapacitetsbegränsningar i överföringen från överliggande nät.

Mottagningsstationer

De egna mottagningsstationerna är för närvarande i gott skick. Det kan vara nödvändigt att byta ut transformatorn i en mottagningsstation mellan år 2030 och 2035 eftersom transformatorn börjar bli gammal och, enligt Affärsverkens bedömning, resulterar i begränsningar i transformeringen från överliggande nät. Transformatorn ägs av överliggande nätägare som i dagsläget planerar byta transformatorn om ca 20 år på grund av dess ekonomiska livslängd. Transformatorn i den andra mottagningsstationen ägs av Affärsverken och kan således bytas ut i tid innan dess kapacitet går i taket.

År 2026 väntas effektbehovet i totalt i båda mottagningsstationerna överstiga det nuvarande abonnemanget på 96 MW.

50 kV nät

De kommande begränsningarna av systemets förmåga att möta prognosen är beroende på om Affärsverkens ansökan om spänningshöjning beviljas. Affärsverken har ansökt om spänningshöjning av befintlig nätkoncession för område till 50 kV. Om tillstånd erhålls för en högre spänning har Affärsverken möjlighet att i framtiden själva transformera från 130 kV till 50 kV.

Om distributionsnätsföretaget inte får ansökningen om en spänningshöjning beviljad kan det vara relevant att bygga en ny intagsstation från 2030. Vid en sådan situation kommer det även att krävas många fler 20 kV-kablar för att tillse att det framtida kapacitetsbehovet kan bemötas vilket innebär en betydligt större utmaning än 50 kV-alternativet på grund av svårigheter med att kablifiera långa och många sträckor i tätortsmiljö.

Mellanspänningsnätet

I mellanspänningsnätet finns bra möjligheter att möta det prognostiserade kapacitetsbehovet gällande borgerlig tillväxt. Kontinuerligt arbete med att förstärka äldre kablar och vid behov lägga ny kabel ger tillräckligt med ny kapacitet ör detta ändamål.

När det gäller att bemöta de enskilda stora punktlaster som förväntas utökas och tillkomma finns det dock risk för kommande begränsningar att bemöta kapacitetsbehovet. Se beskrivning gällande kablifiering av 20 kV-kablar i avsnittet om 50 kV-nät ovan.

Nätstationerna

Även i nätstationerna finns bra möjligheter att hantera tillkommande effektbehov. Devis sker detta precis som för mellanspänningsnätet via kontinuerligt

underhållsarbete då äldre nätstationer ersätts med nya med vid behov större transformatorer. Det sker exempelvis ställverksbyten 5-10 gånger om året vilket också möjliggör kapacitetshöjande åtgärder vid behov.

Gällande de bemötandet av de förväntade utökningarna av kapacitet mot de enskilda punktlasterna så förväntas även det att vara fullt möjligt att hantera med förstärkning av befintliga eller utplacerandet av nya nätstationer.

Således bedöms det inte finnas några kommande begränsningar gällande just nätstationer.

Affärsverkens nätstationer är redan idag utrustade med mätare och kommunikationssystem vilket möjliggör för en lättare övergång till nästa steg gällande det digitaliserade elnätet. På sikt bedöms insamlade data och kommunikationsmöjligheter kunna hjälpa till med presumtivt underhåll, automatiserade omkopplingar, förfinat prognosarbete med mera.

Lågspänningsnätet

Lågspänningsnätet är väldimensionerat och anses inte vara en begränsande faktor för att nå det prognostiserade kapacitetsbehovet. Affärsverken har standardiserat kabelförläggningen genom att konsekvent använda aluminiumkablar med arean 240 mm² då kostnad för kabeln inte är den avgörande komponenten utan de största kostnadsposterna består av utgifter kopplat till kabelläggningen såsom schaktning och asfaltering. Kablar av denna typ är väl dimensionerade för framtida effektbehov. Framtida utbyggnad av lågspänningsnätet anses inte heller vara begränsande då utbyggnadstiden relativt andra delar av elnätet är snabb.

Överliggande nät

En flaskhals är 130 kV transformeringen i en av mottagningsstationerna, se avsnitt Mottagningsstationer ovan. Det bedöms däremot inte finnas betydande begränsningar i elledningarna för överliggande nät.

Dock är det för närvarande en relativt lång ledtid för E.ONs nätutredningar och därför skulle överliggande nät kunna vara en begränsande faktor för Affärsverkens möjlighet att nå det prognostiserade kapacitetsbehovet om det överliggande nätet på grund av framtida omständigheter skulle behövas förstärkas.

2.3.2. Nuvarande användning av flexibilitetstjänster och andra resurser

I dagsläget använder Affärsverken icke-marknadsbaserad begränsning av ett anslutet kraftvärmeverk för att hantera kapacitetsbegränsningar för inmatning mot regionnätet. Inga andra flexitjänster eller alternativ till flexitjänster används.

Affärsverken undersöker möjligheten att öka nätutnyttjandet genom att tillämpa villkorade avtal.

3. Planerade investeringar och alternativa lösningar

I detta kapitel presenteras Affärsverkens framtida investeringar, hur investeringsbeslut fattas samt hur alternativa lösningar till elnätsutbyggnad analyseras och tillämpas. Till sist redovisas Affärsverkens förmåga att möta det prognostiserade effektbehovet via befintligt elnät och abonnemang alternativt via presenterade framtida investeringar.

3.1. Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder

Vid val av investeringar ska det finnas ett reellt behov. Ett sådant behov kan vara att upprätthålla nuvarande förmåga genom underhåll eller reinvestering, men behovet kan även uppstå på grund av nyanslutningar, teknikutveckling, identifiering i företagets arbete med risk- och sårbarhetsanalys eller av regulatoriska skäl. När ett sådant behov som påkallar en investering i elnätet uppstår beror valet av investeringen på följande aspekter:

- Anledning till investering. Är det en nyanslutning, en upprätthållande åtgärd eller annan anledning?
- Förutsättningar för investering. Typ av miljö (tätort kontra landsbygd), tidsperspektiv (är det en akut situation eller i planeringsstadium) samt vad finns det för olika alternativ för just den aktuella investeringen?
- Teknisk lösning. Finns det ny teknik som kan passa, hur ser de regulatoriska förutsättningarna ut vad är tillräcklig kapacitet, hur kommer investeringen att påverka alternativt påverkas av framtida händelser i anknytning (geografiskt, tidsmässigt och regulatoriskt) till den aktuella investeringen.
- Kostnadseffektivitet. Vad är det kostnadsmässigt bästa valet av de möjliga alternativen och hur bemöts tekniska krav såväl nu som i ett framtidsscenario?
- Förmåga. Hur ser möjligheterna ut för att planera, förbereda samt utföra investeringen? Finns egen kompetens och personal med tillgänglig tid, finns externa resurser för eventuellt stöd med planering eller utförande av investeringen? Leveranstider för nödvändig utrustning? Påverkar investeringen driften av elnätet och i vilken utsträckning?

Mindre investeringar, ofta i form av underhållsarbete eller mindre nyanslutningar av till exempel enskilda hushåll, sker enligt en förutbestämd arbetsmetod för att skapa en smidig och mot organisationen rationell vardag. Sådana mindre investeringar är att betrakta som standardarbeten och aspekterna ovan bemöts i sådana fall i respektive arbetsmetod där val av material (avrop från avtal med leverantörer) och tillvägagångssätt framgår i respektive arbetsmetodik, vilka förändras i takt med regulatoriska förutsättningar och teknikutveckling. Vid dylika projekt beaktas viss långsiktighet för att uppnå kostnadseffektivitet. Kan samschakt utnyttjas, förväntas närliggande investeringar inom kort, hur förväntas det framtida behovet utvecklas etcetera?

När det rör sig om större eller ej standardiserade mindre investeringar behandlas varje enskild investering specifikt. Det kan röra sig om större nyanslutningar (industri eller stora produktionsanläggningar), stora investeringar, så som upprustning av befintlig eller en ny mottagningsstation, eller en investering som är av en mer ovanlig eller ny karaktär, exempelvis en anslutning av ett energilager. Vid sådana tillfällen beaktar Affärsverken investeringsaspekterna ovan enligt följande metodik:

Generellt beaktas även aktuell klimatanpassningsplan vid valet av investering. Affärsverken har i klimatanpassningsplanen identifierat tre områden som på grund av stadens geografiska läge påverkar deras verksamhet:

- Havnivåer, där man bevakar utplacerade sensorer för fukt, vattennivåer och temperatur
- Medeltemperaturhöjning
- 100-årsregnrisk och sådan påverkan på Lyckebyån

3.1.1. Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat

Investeringarna angivna i avsnitt 3.2 redovisas i denna nätutvecklingsplan då de bedöms vara av nödvändig kapacitetshöjande karaktär.

Förnyelse av 20 kV-kablar och av nätstationer (20/0,4 kV) anses vara av kapacitetshöjande åtgärd då såväl förnyade ledningar som nätstationer kommer att dimensioneras för att säkerställa långsiktiga kapacitetsbehov. Det kan innebära grövre kablar eller större transformatorer i nätstationer än befintlig utrustning.

Affärsverken har den 5 oktober 2023 gjort en ansökan om spänningshöjning av befintlig nätkoncession för område enligt ellagen (1997:857) 2 kap 10 §. Affärsverken ansöker om en spänningshöjning av befintlig nätkoncession för område till en spänning inte väsentligt överstigande 50 kV. Denna koncessionsansökning är pågående och för närvarande finns inget beslut i frågan.

Orsaken till koncessionsansökan är att Affärsverken under en tid fått mottaga ett antal intresseförfrågningar och några skarpa förfrågningar gällande kapacitetsökningar från befintliga och nya kunder, se kapitel 0. Via planering och utredningsarbete konstaterades att det mest effektiva sättet att tillmötesgå dessa kapacitetsökningar, ur både ett tekniskt och ekonomiskt perspektiv, var att utöka områdeskoncessionen till en nivå motsvarande 50 kV-driftspänning.

Övriga angivna investeringar är förknippade med spänningshöjningen, då en utökad områdeskoncession till 50 kV av Affärsverken bedöms som kritisk för att kunna bemöta efterfrågade kapacitetsökningar. Eftersom distributionsnätsföretaget ska redovisa de planerade investeringarna i huvudsaklig distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny eller utökad produktionskapacitet och förbrukning i nätutvecklingsplanen, anses således investeringar förknippade med koncessionsansökan uppfylla kravet för redovisade investeringar. Nytt och utökat kapacitetsbehov från elförbrukning och elproduktion baseras på företagets prognos för överföringskapacitet. Därför har planerade investeringar för ett eventuellt 50 kV-nät tagits med i redovisningen av investeringar i kapitel 3.2 trots att beslut i frågan om områdeskoncession för 50 kV inte fattats.

3.1.2. Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Vid mindre, rutinmässiga, investeringar sker valet på metod enligt förutbestämda rutiner enligt beskrivning i kapitel ovan. Hitintills har detta i sådana fall alltid inneburit att bygga elnät, antingen i ett-till-ett byten eller genom kapacitetshöjande åtgärder (kraftigare ledning, större transformator etcetera) då det sett till den totala kostnaden, inklusive organisationens nedlagda tid, varit såväl mest kostnads- som tidseffektivt. Genom standardisering i arbetet med att välja material såsom kabel och nätstationsutförande så har kostnadseffektiviteten säkerställts i sådana projekt.

Vid större projekt, eller mindre projekt som faller utanför den rutinmässiga mallen, sker valet av det mest kostnadseffektiva alternativet genom att genomföra

processen som beskrivs i kapitel 3.1.1 ovan. Vid sådana projekt finns större möjlighet att påverka kostnadseffektiviteten via aktiva val. Viktigt i detta arbete är att beakta investeringens syfte och de kunder som påverkas av investeringen. Är investeringen i sig en kapacitetshöjande åtgärd eller påverkar investeringen elnätets kapacitet i någon bemärkelse? Berör investeringen en kund med möjlighet till flexibiliteten etcetera?

I och med att varje projekt av denna typ skiljer sig från varandra så sker därmed beslut om det mest kostnadseffektiva alternativet via kostnadsanalys från fall till fall. Hitintills har det även i sådana projekt visat sig att förutsättningar och investeringens typ inneburit att elnätsbyggnation varit mest kostnadseffektivt.

Vid valet av investering i ett 50 kV-nät bedömdes alternativet att bygga ut befintligt 20 kV-nät från de båda mottagningsstationerna Intaget respektive Trossö 2, samt möjligheterna till flexibilitet hos befintliga kunder. Utifrån dessa aspekter bedömdes underlaget för flexibilitet som otillräckligt för att bemöta det efterfrågade behovet. Alternativet med en traditionell utbyggnad av 20 kV-nätet bedöms vara en ekonomiskt och tekniskt sämre lösning jämfört med en 50 kV-ring. Alternativet med en 50 kV-ring ger även en utökad flexibilitet mot framtida förfrågningar om utökad kapacitet och ett mer robust elnät.

Oavsett projekt arbetar Affärsverken aktivt med att använda befintligt material om möjligt (omdistribuering) för att uppnå kostnadseffektivitet. Affärsverken anser att det är viktigt vid investeringar att tänka långsiktigt för att över tid uppnå de mest kostnadseffektiva lösningarna. Affärsverken ser positivt på ny teknik och de möjligheter sådan teknik innebär för att uppnå kostnadseffektivitet och en robust elleverans. Företaget undersöker kontinuerligt möjligheterna att använda alternativa metoder mot traditionell elnätsutbyggnad. Affärsverken har exempelvis via examensarbete undersökt hur användandet av likströmsdistribution inom interna nät skulle påverka kostnadsbilden för bostadsområden.

3.2. Planerade investeringar

I detta avsnitt redovisas planerade investeringar i sådan huvudsaklig distributionsinfrastruktur som bedöms nödvändig för att ansluta ny eller utökad produktionskapacitet och förbrukning.

Tabell 5 Planerade investeringar till och med år 2034 vid beviljad spänningshöjning. Projektstatus anges enligt 1 = Planerad (internt beslutad). 2 = Inväntar tillstånd. 3 = Tillstånd beviljat, ej påbörjad. 4 = Påbörjad. 5 = Under övervägande (ej internt beslutad). 6 = Övrigt (ska specificeras).

Projektbenämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
Kabelprojekt	Förnya kablar, görs i etapper	Förnya kablar innan den tekniska livslängden är uppnådd	1	2024
Förnya av nätstationer	Förnya nätstationer, görs i etapper	Förnya nätstationer innan den tekniska livslängden är uppnådd. Har som mål att göra detta på 2–3 stationer per år.	1	2024

50 kV-kabel Trossö och Verkö	Ny sjökabel som ansluter två befintliga stationer.	Del av 50 kV-ring för att rationellt bemöta förväntat kapacitetsbehov.	5	2028
50 kV-kabel Intaget-Trossö 2	Ny kabel som ansluter två befintliga stationer.	Del av 50 kV-ring för att rationellt bemöta förväntat kapacitetsbehov.	5	2030
50 kV-kabel Verkö-Lyckeby	Ny kabel som ansluter en befintlig station med en ny station.	Del av 50 kV-ring för att rationellt bemöta förväntat kapacitetsbehov.	5	2029
50 kV-kabel Lyckeby-Torskors	Ny kabel som ansluter en befintlig station med en ny station.	Del av 50 kV-ring för att rationellt bemöta förväntat kapacitetsbehov.	5	2032
50 kV-kabel Torskors-Intaget	Ny kabel som ansluter en befintlig station med en ny station.	Del av 50 kV-ring för att rationellt bemöta förväntat kapacitetsbehov.	5	2032
Transformator och ställverk Trossö 2	Anpassning av befintlig station till 50 kV-nivå.	Skapa möjlighet att distribuera elkraft via nytt 50 kV-nät.	5	2028
Transformator och ställverk Verkö	Anpassning av befintlig station till 50 kV-nivå.	Skapa möjlighet att distribuera elkraft via nytt 50 kV-nät.	5	2028
Transformator och ställverk Intaget	Anpassning av befintlig station till 50 kV-nivå.	Skapa möjlighet att distribuera elkraft via nytt 50 kV-nät.	5	2030
130 kV anslutning Eon	Anslutning till överliggande regionnät. 10 miljoner SEK	Ny inmatningspunkt	5	2030
Ny station 50/20 kV Lyckeby	Kombinerad ersättning av befintlig föråldrad 20 kV-fördelningsstation och anpassning till 50 kV-nivå.	Skapa möjlighet att distribuera elkraft via nytt 50 kV-nät. Status beror på pågående koncessionsärende.	2 Station beslutad, utformning ej beslutad.	2026
Ny station 50/20 kV Torskors	Ny station i förväntat expansivt område med prognostiserat stort kapacitetsbehov. Anpassning till 50 kV-nivå.	Skapa möjlighet att distribuera elkraft via nytt 50 kV-nät.	5	2032

3.2.1. Kompletterande information om planerade investeringar

Det finns ingen kompletterande information avseende redovisade och planerade investeringar.

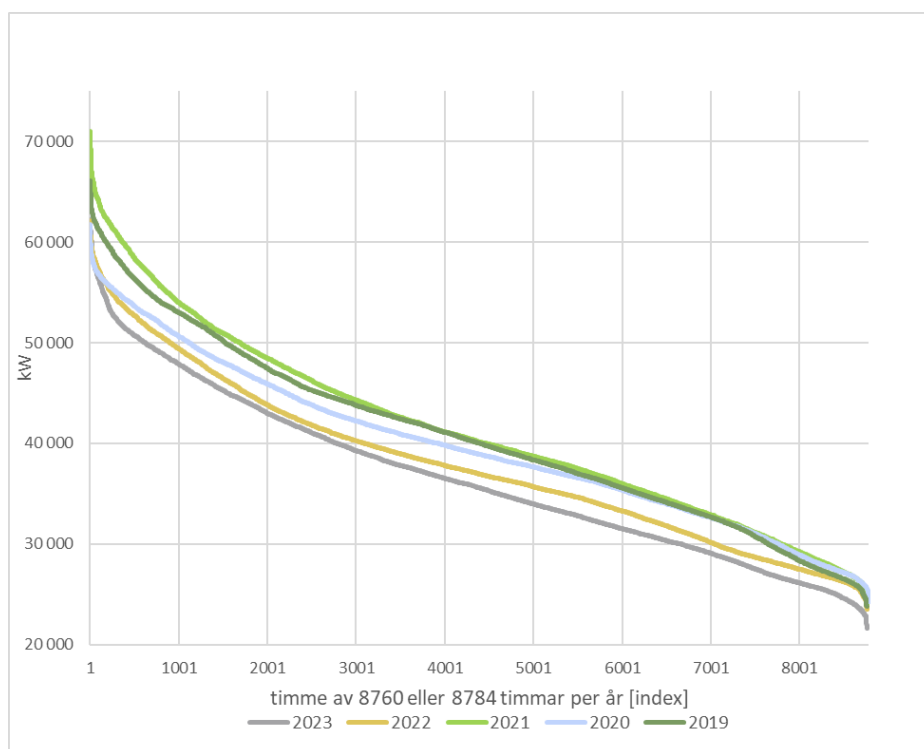
3.3. Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

Affärsverkens förväntade behov av flexibilitetstjänster och andra resurser, samt hur de förhåller sig till varandra, anges nedan.

3.3.1. Det förväntade behovet

Det förväntade behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser som kan användas som alternativ till nätutbyggnad under åren 2025–2034 redovisas nedan.

Uppmätta timvärden för effekten i utbytet mot överliggande regionnät har utgjort data för att uppskatta behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser. Historiska data för utbytet 2019–2023 har sammanställts i ett varaktighetsdiagram nedan. Kurvorna visar hur laster fördelas mellan olika timmar. Genom att jämföra de fem serierna i diagrammet går det även att se hur lasten varierat mellan de senaste åren.



Figur 4 Varaktighetsdiagram för effekten som är uppmätt för utbyte mot regionnät 2019–2023, där samtliga timvärden har blivit sorterade och indexerade från 1 (lägsta värde) till 8760 (högsta värde vid normalt år) eller 8784 (högsta värde vid skottår).

I denna nätutvecklingsplan har flexibilitetsbehovet²¹ uppskattats utifrån avtalet med överliggande nät, och det innebär att den abonnerade effekten för

²¹ Eftersom samma behov kan lösas med en annan typ av omdirigering än just via en flexitjänst så har begreppet omdirigering ibland används i stället för flex.

summaabonnemanget i detta avtal har varit dimensionerande då flexibilitetsbehovet räknats ut.

Precis som i många andra elnät låg effektkurvan högre år 2021 som inträffade innan den så kallade "energikrisen" år 2022. I simuleringarna som gjorts i denna nätutvecklingsplan är utgångspunkten ändå mätvärden för år 2023, eftersom det bedömts indikera nuläget i nätet bättre än mätvärden från 2021²².

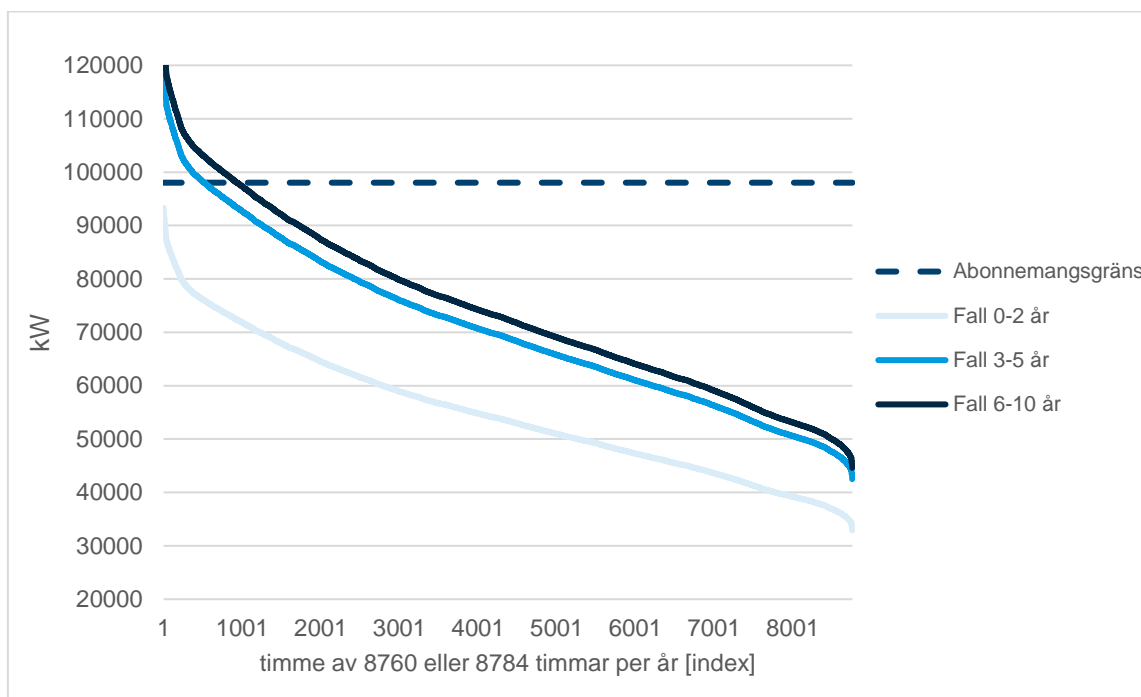
Utifrån effektprognosen i kapitel 2 har ökningen av det maximala effektuttaget beräknats per år, och detta har sedan använts för att uppskatta behovet av omdirigering på kort sikt, medellång sikt och lång sikt, se Tabell 1 Tabell 6. Faktorn för ökad maximal effekt har sedan legat till grund för en prognos av effektkurvan. Genom att jämföra med de simulerade värdena har det getts en uppfattning om hur behovet för omdirigering skulle se ut, om abonnemangsgränsen behålls mot överliggande nät.

Tabell 6 Sammanställning av de maxlaster som har simulerats och deras ökning jämfört med basår 2023.

År	Effekt [MW]	Faktor ökning	Ökning [%]
Basår 2023	66,8	1,0	0
2024 - 2026	93	1,5	50
2027 - 2029	120	1,9	94
2030 - 2034	126	2,0	103

²² Det finns indikationer på att de höga energipriserna 2022 ledde till energieffektiviseringar som behållits även efter att energipriserna åter har sjunkit.

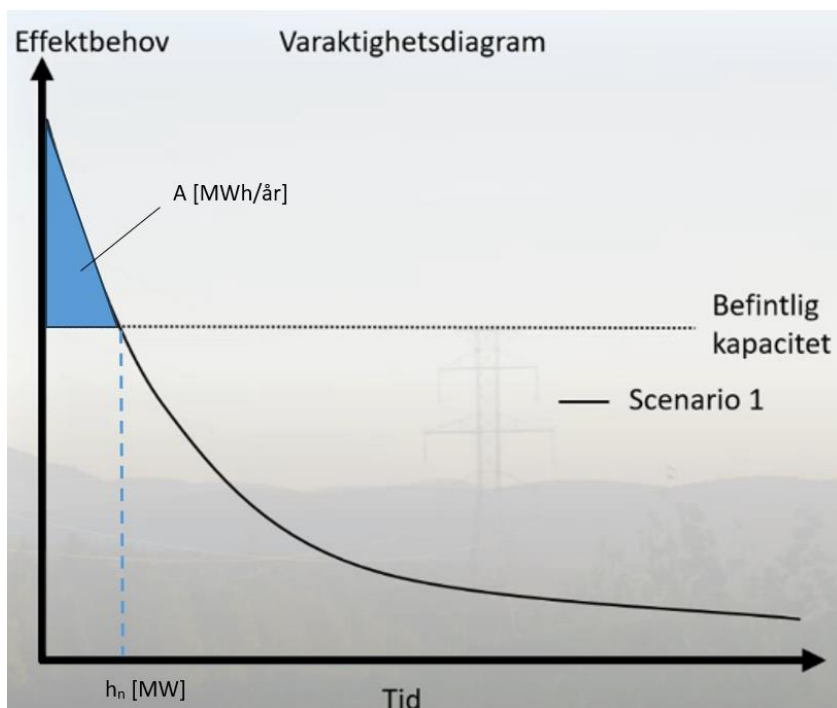
Varaktighetsdiagram för maxlasterna på kort sikt, medellång sikt och lång sikt visas i Figur 5.



Figur 5 Varaktighetsdiagram för simulering av laster i fallet 0–2 år, 3-5 år och om 7-10 år under perioden 2024-2035 samt en jämförelse med abonnemangsgränsen.

I figuren ovan visualiseras att effektbehovet som har simulerats. För Fall 0-2 år saknar en skärningspunkt med abonnemangsgränsen, och därmed har inget flexibilitetsbehov identifierats. Studeras i stället de simulerade värdena för om fem år samt tio år är det ett antal timmar vars simulerade last överskrider abonnemangsgränsen.

Skärningspunkten mellan lastkurvan i varaktighetsdiagrammet och abonnemangsgränsen indikerar flexibilitetsbehovets antal timmar via x-axeln (h_n), och arean mellan lastkurvan och abonnemangsgränsen innan skärningspunkten beskriver den simulerade potentiella flexvolymen (kWh).



Figur 6 En beskrivning hur flexvolymen beräknas som arean mellan befintlig kapacitet och prognostiserad lastkurva. Skärningen av x-axeln indikerar antalet timmar med behov av omdirigering. Källa: Energiforsk, bild modifierad av Sweco.

Den genomsnittliga effekten per timme med behov av omdirigering beräknas genom att ta den totala flexvolymen i MWh/år genom antalet timmar h_n . Slutligen beräknas den maximala effekten för en omdirigering som den högst simulerade lasten för en enskild timme minus den abonnerade effekten mot överliggande nät samma timme.

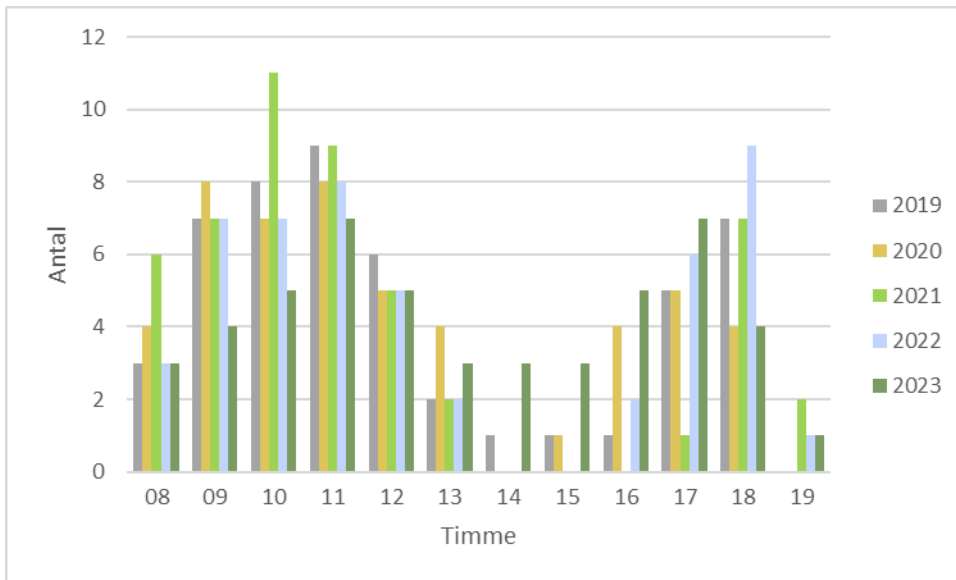
Tabell 7 Behov av omdirigering, via flexibilitetstjänster och andra resurser år 2025–2034. Samtliga simuleringar bygger på att abonnemangsgården ligger kvar på nuvarande nivå.

Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i MW per delområde

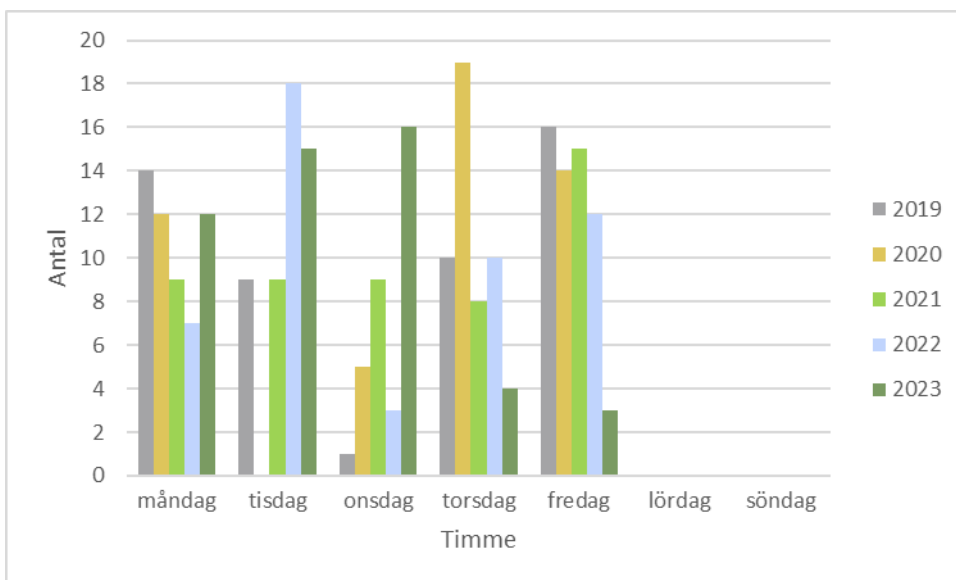
	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Antal timmar som lasten förutspås gå över abonnemanget (h_n)	0 timmar	520 timmar	936 timmar
Totalbehov flexvolym (kWh)	0 MWh/år	3 090 MWh/år	6 790 MWh/år
Medeleffekt per omdirigering (medeleffekt för h_n -abonnemangsgården)	0 MW	3,3 MW	7,3 MW
Högsta effekt för en omdirigering (maxeffekt för h_n -abonnemangsgården)	0 MW	22,4 MW	28,4 MW

3.3.2. Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna

Det har undersökts vid vilken veckodag och tid på dygnet som behovet av omdirigering förväntas inträffa för olika år. I figurerna nedan visualiseras när i tid som lasten varit högst utifrån historiska data.



Figur 7 De femtio högsta värdena per år uppmätta i utbyte med regionnät under år 2019–2023, och hur dessa är fördelade på olika delar av dygnets timmar.



Figur 8 Fördelning av de 50 högsta lasterna per år på olika veckodagar för år 2019–2023.

Slutsatsen utifrån detta är att behovet av flexibilitet tycks vara under helgfri vardag, det vill säga måndag-fredag och att behovet troligtvis blir som störst på morgon och kväll.

I dagsläget använder Affärsverken inga flexibilitetstjänster eller andra resurser, utöver en överenskommelse om produktionsbegränsningar för en elproducent vid vissa driftförhållanden.

Omdirigering kan ske via inköp av flexitjänster, men detta är beroende på om flexibla resurser finns tillgängliga i nätet. Eftersom behovet för omdirigering förutses uppkomma först om 3–5 år, ämnar Affärsverken inte initiera en flexibilitetshandel de närmaste åren. Däremot är det intressant att utvärdera potentialen för flexitjänster och flexleverantörer utifrån befintliga anläggningar i nätet. På samma sätt blir det även relevant att undersöka huruvida villkorade avtal bör upprättas för de anslutningar som tillkommer i samband med att prognosen närmar sig abonnemangsgården i en större utsträckning. En utvärdering av verktyget villkorade avtal pågår.

Genom effekttariffer förväntas överföringsbehovet från flexibla resurser kunna påverkas. Även solcellsparker och energilager i större skala anses trolig under tio år framöver vilka bedöms ha potential att bidra med flexibilitet.

3.3.3. Omdirigering

Affärsverken i Karlskrona har hitintills inte använt omdirigering. Dock undersöker Affärsverken möjligheten att omdirigera last via så kallade villkorade avtal.

4. Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025–2034 möter behovet

En viktig förutsättning för att de åtgärder som planeras i Affärsverkens eget nät under intervallet 2025–2034 kan bedömas vara tillräckliga för att bemöta det prognosticerade behovet är att den pågående ansökan om områdeskoncession på 50 kV-nivå beviljas. I ett sådant fall bedöms de planerade kapacitetshöjande åtgärderna vara tillräckliga samt ge flexibilitet för att hantera ytterligare förfrågningar om utökad kapacitet. Vid nekad områdeskoncession på 50 kV-nivå är det betydligt mer tveksamt om åtgärderna i det egna nätet kommer vara tillräckliga. Det finns ett flertal begränsande faktorer i alternativet att bygga ut det befintliga 20 kV-nätet i sådan utsträckning som i så fall kan behövas. Ansökan om enskilda linjekoncessioner på 50 kV innebär sannolikt att behovet inte kommer kunna mötas i tillräckligt god tid. Alternativ som flexibilitetstjänster och flexibilitetsresurser kan framöver vara en förmildrande faktor, men bedöms inte tillräckligt för att frigöra kapacitet nog för att klara alla önskemål om nya eller utökade abonnemang.

När det gäller överliggande nät, E.ON, bedöms det finnas risk för kapacitetsbegränsningar i och med att aktiv transformator i stationen Intaget snart riskerar att vara otillräcklig i sin kapacitet. Transformatorn ägs och driftas av E.ON som angett att de i nuläget inte avser byta ut den till en med högre kapacitet eftersom den nuvarande transformatorn ej uppnått sin ekonomiska livslängd. När befintlig transformator uppnår sin begränsande kapacitet, krävs ett flertal i dagsläget ej planerade eller tilltänkta investeringar, för att kunna tillgodose Affärsverkens kapacitetsbehov. Även vid ett beslut att ersätta transformatorn riskerar den utgöra en begränsande faktor då tiden för ett sådan utbytesprojekt kan vara så pass lång att överföringsförmågan blir lidande.

De planerade åtgärderna består i sin helhet av traditionell utbyggnad av elnät då det för kända investeringar bedömts vara det mest effektivt och rationella alternativet ur såväl teknisk som ekonomisk synvinkel. I och med förändringarna som sker inom elkraftbranschen gällande ny teknik och nya förutsättningar (regulatoriska, kundbeteende etcetera) så kommer det dock att vara nödvändigt att löpande ha alternativa metoder i åtanke.