E.ON Energidistribution AB



Nätutvecklingsplan
2027–2036

Preliminär

Begrepp och förkortningar

Abonnemang	Den avtalade effekt som får tas ut från eller matas in till elnätet av en elnätskund som inte begränsas av säkringsstorlek. Gäller för större elnätskunder och mellan elnätsföretag.
Anläggningsdel	Komponent i nätet, exempelvis luftledning, markkabel eller transformator.
Anslutningsprocess	Process med fördefinierade steg som inleds när en anslutningsförfrågan inkommer. Beroende på anslutningens storlek och kapacitetsläget i nätet varierar omfattningen av utredningar inför offert och åtgärder i elnätet efter beställning.
Baseline	Nulägesbild av användningen av elnätet baserat på nuvarande kunders produktion och konsumtion. Grundas på historiska mätdata.
Effektprofil	Ett mönster eller en kurva som visar hur effektuttaget eller effektinmatningen varierar över en viss tidsperiod, till exempel över dygnet.
Effektprognos	Prognos för det framtida behovet av överföringskapacitet för uttag och inmatning, baserat på förväntat tillkommande effektbehov och baseline.
Ei	Energimarknadsinspektionen – myndighet som bland annat reglerar elnätsföretagens verksamhet och övervakar elmarknaderna.
Flexibelt avtal	Elnätsavtal som utgör en flexibilitetslösning och möjliggör att nätföretaget kan begränsa kundens uttag eller inmatning för att hantera överbelastning i elnätet.
Fördelningsstation	Nod i nätet med utrustning för att transformera och fördela el till olika områden. Avser stationer i regionnätet (≥30 kV) och stationer med omvandling mellan 20 och 10 kV. Se även nätstation.
Inmatning	El som matas in till elnätet.
Intäktsram	Samlade intäkter som ett elnätsföretag högst får ta ut från nätverksamheten under en tillsynsperiod – beslutas av Ei.
kV	Kilovolt (tusen volt) – enhet för elektrisk spänning.
Ledning	Samlingsbegrepp för luftledningar och kablar.
Linjekoncession	Nätkoncession för linje – tillstånd att bygga och driva en bestämd elledning, oftast en högspänningsledning, i regionnätet.
Lokalnätskoncession	Nätkoncession för område (områdeskoncession) – tillstånd att bedriva elnätsverksamhet inom ett geografiskt område som ger ett elnätsföretag ensamrätt att bygga och driva det lokala elnätet.
Maskat elnät	Elnät med flera matningsvägar per punkt.
MW	Megawatt (en miljon watt eller tusen kilowatt) – enhet för effekt.
MWh	Megawattimme (en miljon wattimmar eller tusen kilowattimmar) – enhet för att mäta energi.
N-1-kriteriet	N minus 1 – princip som innebär att ett elnät i normalläge (N) kan hantera oplanerat bortfall av en (1) huvudkomponent.
Nedreglering	Åtgärder som minskar tillförseln av effekt till systemet. Exempelvis genom att elproducenter eller energilager minskar sin inmatning till elnätet, eller att elkonsumenter ökar sin elanvändning vid tidpunkter med överskott av produktion i förhållande till konsumtion i elsystemet.

→

Nettolast	Den sammanlagrade effekten av konsumtion och produktion i en punkt i nätet.
Nyinvestering	Investering i nätutbyggnad där nya anläggningar tillkommer. Se även reinvestering.
Nätstation	Nod i nätet med utrustning för att omvandla och fördela elektricitet till olika områden. Avser station i lokalnätet (<30 kV) förutom stationer med omvandling mellan 20 och 10 kV. Se även fördelningsstation.
Observerbarhet	Förmåga att bevaka och analysera elnätets tillstånd i realtid, genom bland annat mätning och analys av olika delar av elnätet.
Punkt	Plats eller anläggningsdel i nätet.
Radiellt elnät	Elnät med en matningsväg per punkt.
Reinvestering	Investering i nätet där befintliga anläggningsdelar ersätts och vid behov förstärks.
Tillkommande effektbehov	Behov av överföringskapacitet för uttag eller inmatning som förväntas tillkomma från befintliga eller nya kunder utöver nuvarande behov (baseline).
Uppreglering	Åtgärder som ökar tillförseln av effekt till elsystemet. Exempelvis genom att elproducenter eller energilager ökar sin inmatning till elnätet, eller att elkonsumenter minskar sin elanvändning vid tidpunkter med underskott av produktion i förhållande till konsumtion i elsystemet.
Uttag	El som matas ut från elnätet.
Villkorat avtal	Anslutningsavtal som utgör en flexibilitetslösning och möjliggör att nätföretaget kan begränsa kundens uttag eller inmatning för att hantera överbelastning i elnätet. Avtalsformen kan användas under begränsad tid för att möjliggöra snabbare anslutning.
Överföringskapacitet	Elnätets förmåga att överföra el mellan olika delar av systemet utan att orsaka överbelastning eller andra tekniska begränsningar.



Förord

Energiomställningen är vår tids största samhällsförändring. För att Sverige ska vara mer konkurrenskraftigt, motståndskraftigt och nå uppsatta klimatmål behöver elnätet utvecklas.

Vi står mitt i energiomställningen och omvärlden förändras snabbt. Ett starkt, robust och resilient elnät kräver långsiktig planering. Nätutbyggnaden behöver samtidigt gå i takt med behoven – då blir den mer resurseffektiv för såväl samhället som våra kunder.

På E.ON vill vi skapa förutsättningar för en smart, rättvis och kostnadseffektiv utveckling av energisystemet. För att lyckas med det, och för att göra rätt prioriteringar och hantera osäkerheter, är dialog, transparens och samarbete med samhällets aktörer avgörande. Genom att tänka nytt, använda modern teknik och arbeta tillsammans med kunder, kommuner och regioner skapar vi gemensamt goda möjligheter för ett konkurrenskraftigt Sverige.

Vi arbetar med nya lösningar som tas fram i samarbete med våra kunder allteftersom nya behov uppstår. Detta möjliggör ett ökat nätutnyttjande och snabbare anslutning till en lägre kostnad. Nätutbyggnad och flexibilitetslösningar, i form av exempelvis villkorade avtal och lokala flexibilitetsmarknader, går hand i hand och gör att elnätet kan utvecklas i takt med samhällets behov.

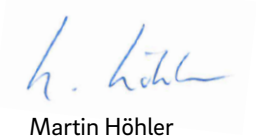
Elnätet förändras ständigt och nätutvecklingsplanen ger en bild av kapacitetsläget vid den tidpunkt då den togs fram och de framtidsplaner som gällde då. När nya stora anslutningar kommer till, regelverk ändras eller nya användarmönster som vi i dag inte kan förutse växer fram ändras förutsättningarna för elnätets utveckling. Ett av syftena med nätutvecklingsplanen är att göra det lättare att förstå elnätets framtida utveckling och behov.



I E.ONs nätutvecklingsplan följer vi den mall och de instruktioner som Energimarknadsinspektionen lämnat. Vi har valt att dela in nätet i delområden som följer länsgränser. Detta för att gå i linje med regional energiplanering och underlätta för framtida dialog och samarbete. Vi ger även information på kommunal nivå i några avsnitt.

Vi ser fram emot att fortsätta utveckla dialogen för att tillsammans bygga ett kostnadseffektivt och resilient energisystem för framtiden, som möjliggör energiomställningen för alla.

Malmö den 15 september 2026



Martin Höhler

Innehållsförteckning

Begrepp och förkortningar 2

Förord 4

Sammanfattning 6

1 Uppgifter om E.ON och vårt elnät 8
Uppgifter om E.ON 9
E.ONs elnät 9
Karta över E.ONs elnät 11
Gränspunkter till andra elnätsföretag 12

2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i E.ONs elnät 14
2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet 17
Samordnade prognoser 31
2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behovet av överföringskapacitet 32
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen 34
Förutsättningarna för att möta prognosen utan planerade åtgärder 36
Nuvarande användning av flexibilitetstjänster och andra resurser 40
2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar 45
2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser 67
2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet 77
2.6 Om planerade åtgärder möter behovet av överföringskapacitet 78

3 Samråd 92

Sammanfattning

Vi står mitt i energiomställningen och den snabba förändringstakt som den innebär. Samhällets behov förändras med ny teknik och nya typer av elnätskunder.

I detta avsnitt sammanfattar vi de viktigaste slutsatserna i E.ONs nätutvecklingsplan 2027–2036.

Vi bedömer att E.ON på sikt kan möta det växande behovet av överförings-kapacitet i elnätet genom planerade investeringar, flexibilitetslösningar och andra nättekniska åtgärder. Vissa kapacitetsbegränsningar kvarstår dock lokalt, vilket kräver fortsatt planering och utveckling av lösningar. Dialog och samplanering med kommuner, regioner, kunder och andra elnäts-företag är avgörande för att nätutbyggnaden ska ske i takt med samhälls-utvecklingen.

Det finns ett fortsatt stort intresse att ansluta ny konsumtion, inte minst när det gäller stora effekter från laddinfrastruktur, industri och datacenter. Sammanlagt väntas de högsta effekttopparna öka med 25 procent till 2036 från konsumtion under vintertid. Även intresset för att ansluta ny produktion väntas växa och medföra stora ökningar i omvända effektflöden sommartid.

Sedan föregående nätutvecklingsplan har vi driftsatt över 50 betydande kapacitetshöjande projekt i våra regionnät. Vi investerar totalt 27 miljarder kronor under perioden 2024–2027. Inför kommande tillsynsperioder, 2028–2031 och 2032–2035, blir den nya utformningen av intäktsregleringen avgörande för våra förut-sättningar att realisera planerade investeringar, inklusive dem som redovisas i nätutvecklings-planen.

Flexibilitetslösningar fortsätter att vara ett viktigt verktyg för att vi ska kunna ansluta kunder i områden med begränsad kapacitet. På kort (0–2 år) och medellång (3–5 år) sikt är flexibilitetslösningar tillsammans med andra nät-tekniska åtgärder avgörande för att vi ska kunna hålla takten i energiomställningen. Vi på E.ON vidareutvecklar lösningar tillsammans med våra kunder för att kunna möta nya typer av behov som uppstår. Vi tar även stora kliv framåt genom investeringar som ökar observerbarheten och styrbarheten i vårt elnät.

Samarbete med samhällets aktörer och våra kunder är avgörande för att kunna planera och utveckla elnätet proaktivt. Tidig dialog är central för att säkerställa rätt elnätskapacitet i rätt tid och möjliggöra en effektiv utveckling av energi-systemet.

Nätutvecklingsplanen ger en nulägesbild av utvecklingen i vårt elnät vid den tidpunkt då planen togs fram. Elnätet är i ständig förändring, och för att få en aktuell bild av situationen hän-visar vi till direkt dialog med oss på E.ON.

Genom att utveckla elnätet i takt med sam-hällets behov kan vi hålla nere kostnaderna och fördela dem mer rättvist. Vi utvecklas som elnätsföretag tillsammans med våra kunder och samhällets aktörer för att på bästa sätt vara en möjliggörare i energiomställningen.



1

Uppgifter om E.ON och vårt elnät

I detta avsnitt presenterar vi en överblick över utbredningen av E.ON Energidistributions elnät och ger en överblick över elnätets uppbyggnad. Vi redovisar även andra nätföretag vars elnät gränsar till vårt.

Uppgifter om E.ON

I tabell 1 anger vi uppgifter om E.ON Energidistribution och var nätutvecklingsplanen finns.

Tabell 1. Uppgifter om E.ON Energidistribution

Företagsnamn	E.ON Energidistribution AB
Organisationsnummer	556070-6060
Kontaktväg	natutvecklingsplaner@eon.se
Telefonnummer till E.ON	040-25 50 00
Länk till nätutvecklingsplan som delats inför samråd (preliminär nätutvecklingsplan)	Nätutvecklingsplan (eon.se)
Länk till information om samrådet	Nätutvecklingsplan (eon.se)
Länk till slutlig nätutvecklingsplan	–
Länk till slutlig samrådredogörelse	–

E.ONs elnät

Elnätet finns till för att möjliggöra överföring av el från elproducenter till elkonsumenter. Vi distribuerar el till och från 1,1 miljoner elnätskunder, vilket motsvarar cirka en femtedel av alla kunder i Sverige. För att klara detta driver och underhåller vi cirka 145 000 km elnät i form av luftledning och markkabel, vilket utgör ungefär en fjärdedel av Sveriges elnät. E.ON har relativt många kilometer elledning i förhållande till antalet kunder. Detta beror på att vi har en stor andel elnät på landsbygden och är regionnätsägare.

Majoriteten av våra kunder är elkonsumenter, från små hushåll till stora företag och organisationer. Vi har även ett ökande antal elproducenter som matar in el i systemet, från små hushållsproducenter till några av landets största vindkraftsproducenter. På senare tid har antalet kunder som både är konsumenter och producenter ökat kraftigt. Vi distribuerar även el till cirka 50 andra elnätsföretag.

Elnätets uppbyggnad

Vårt elnät delas in i lokalnät och regionnät. De flesta kunder är anslutna till ett lokalnät, men kunder med stor konsumtion eller stor produktion är anslutna på högre spänningsnivåer direkt till regionnätet. För överföring av stora mängder el, särskilt vid långa ledningssträckor, är högre spänning att föredra eftersom energiförlusterna då blir lägre. Se tabell 2 för vilka spänningsnivåer som används i E.ONs elnät och vilka kunder som ansluts till respektive spänningsnivå.

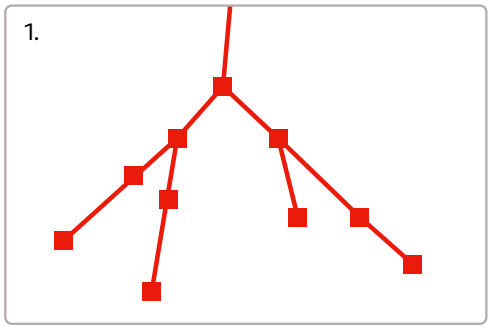


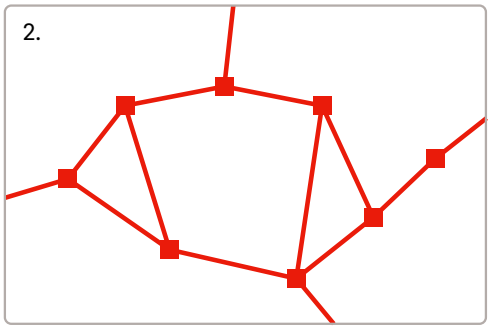
Tabell 2. Spänningsnivåer i E.ONs elnät och de kundkategorier som ansluts till respektive nivå

Spänningsnivå	Beskrivning
400 kV	E.ON äger vissa anläggningsdelar i stationer där regionnätet är anslutet till stamnätet.
220 kV	
130 kV	Regionnät: Här ansluter våra största producenter och konsumenter med anslutningseffekt mellan cirka 20 MW och 500 MW: • Energiintensiv industri • Storskalig elproduktion • Lokalnät
70 kV	
50 kV	
40 kV	
30 kV	
20 kV	Lokalnät – mellanspänning: Här ansluter kunder med en anslutningseffekt från cirka 1 MW till cirka 20 MW: • Industri • Kommersiell och offentlig verksamhet • Publik laddning • Lokal elproduktion
10 kV	
6 kV	
0,4 kV	Lokalnät – lågspänning: Här ansluter kunder som har en anslutningseffekt upp till 1 MW: • Bostäder • Kommersiell och offentlig verksamhet • Publik laddning • Småskalig elproduktion

E.ONs elnät består av stationer och ledningar som kopplas ihop antingen radiellt eller maskat. I ett radiellt nät förgrenar sig strukturen som ett träd och varje kund och fördelningsstation har en enda matningsväg, vilket ger en relativt enkel och överskådlig drift, men det innebär också en ökad känslighet för avbrott vid fel, se figur 1.

Det finns fördelar med att bygga maskor i nätet så att det finns fler möjliga vägar för elen att flöda. Detta kallas maskat nät och innebär att varje fördelningsstation har förbindelser till flera andra fördelningsstationer, se figur 2. Vi använder denna struktur i regionnätet för att skapa redundans och minska sårbarheten i systemet. Ett maskat elnät har en ökad komplexitet jämfört med ett radiellt nät eftersom flödet i nätet delar upp sig över olika ledningar. Olika driftfall, kopplingslägen och effektutbyte mot både underliggande nät och det överliggande stamnätet påverkar belastningen i det maskade regionnätet. Även effektutbytet med andra länder påverkar det maskade regionnätet. Detta medför att antalet möjliga utfall blir mycket stort.





Figur 1. Illustration av radiellt matat nät. Linjer representerar ledningar. Kvadrater är fördelnings- eller nätstationer.
Figur 2. Illustration av maskat nät. Linjer representerar ledningar. Kvadrater är fördelnings- eller nätstationer.

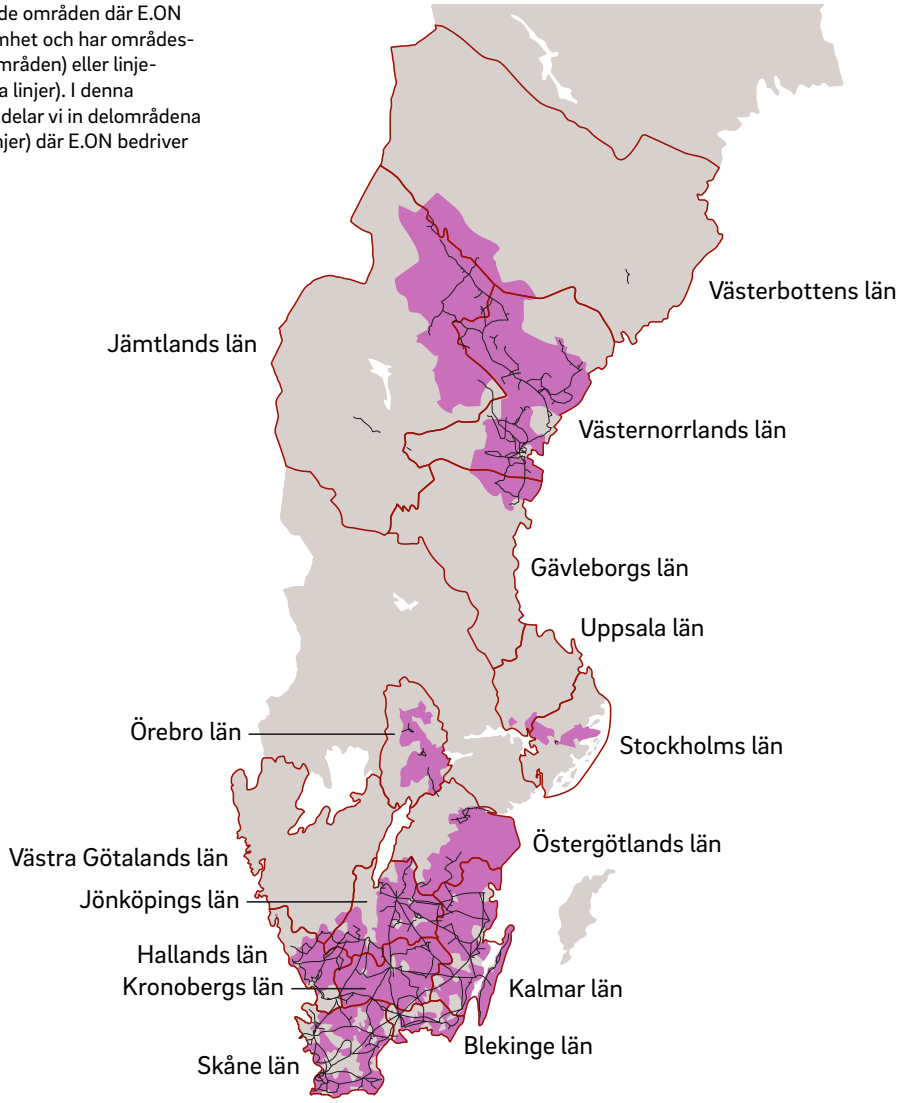
Karta över E.ONs elnät

På E.ON bedriver vi nätverksamhet utspritt över stora delar av landet. I södra Sverige har vi ett stort sammanhängande regionnät och lokalnät i stora områden. Även i Norrland har vi ett stort sammanhängande regionnät med underliggande lokalnät centrerade till Västernorrland. I Örebro län har vi en del regionledningar och en stor andel lokalnät. I Stockholms län och Uppsala län äger vi främst lokalnät, medan överliggande regionnät ägs av andra nätägare. Utöver dessa större områden har vi även ett mindre lokalnät i Kungsbacka kommun och några enstaka regionnätsledningar på olika platser. Översiktskartan i figur 3 visar de geografiska områden där vi bedriver nätverksamhet.

I nätutvecklingsplanen har vi valt att dela in nätet i delområden som följer länsgränser. Detta är för att vara i linje med regional energiplanering och underlätta för framtida dialog och samarbete. Vi anger även viss information per kommun, där det är möjligt, för att ge kommunerna bättre underlag för fortsatt dialog med oss.

Elnätets utbredning är dock i verkligheten helt oberoende av kommun- och länsgränser. Som framgår av översiktskartan står E.ON för en stor del av elnätet i vissa län och en mindre del i andra län. I de bedömningar som vi redovisar i nätutvecklingsplanen utgår vi från i vilket län och i vilken kommun E.ONs fördelningsstationer är placerade. I vissa fall går ledningar vidare in i angränsande län eller kommuner. Detta innebär att informationen i nätutvecklingsplanen i vissa fall är förenklad och därför inte alltid ger en fullt rättvisande bild av ett enskilt län eller kommun.

Figur 3. Karta över de områden där E.ON bedriver nätverksamhet och har områdeskoncessioner (lila områden) eller linjekoncessioner (svarta linjer). I denna nätutvecklingsplan delar vi in delområdena efter de län (röda linjer) där E.ON bedriver nätverksamhet.



Gränspunkter till andra elnätsföretag

Vårt elnät gränsar till flera andra nätägares elnät. Elnätsföretag som har abonnemang hos oss brukar kallas underliggande nät och elnätsföretag där vi har abonnemang, inklusive Svenska kraftnät, kallas överliggande nät. I tabell 3 framgår vilka elnätsföretag som vi har abonnemang hos och som har abonnemang hos oss, samt i vilka län anslutningspunkterna finns.

Tabell 3. Andra elnätsföretag som har abonnemang hos E.ON och elnätsföretag som E.ON har abonnemang hos

Län	Elnätsföretag som har abonnemang hos E.ON	Elnätsföretag som E.ON har abonnemang hos
Blekinge län	Affärsverken Elnät i Karlskrona AB Karlshamn Elnät AB Kraftringen Nät AB Olofströms Kraft Nät AB Ronneby Miljö och Teknik AB Rödeby Elverk Ekonomisk Förening Sölvesborgs Energi och Vatten AB	Svenska kraftnät
Gävleborgs län	Ellevio AB	Ellevio AB
Hallands län	Falkenberg Energi Elnät AB Halmstads Energi och Miljö Nät AB Södra Hallands Kraft Ekonomisk Förening	Ellevio AB Falkenberg Energi AB Svenska kraftnät
Jämtlands län	Bergs Tingslags Elektriska AB Vattenfall Eldistribution AB	Svenska kraftnät Vattenfall Eldistribution AB
Jönköpings län	Carlfors Bruk KB Eksjö Elnät AB Njudung Sävsjö Elnät AB Njudung Vetlanda Elnät AB Nässjö Affärsverk Elnät AB Tranås Energi Elnät AB Värnamo Elnät AB	Jönköping Energi Nät AB Svenska kraftnät Vattenfall Eldistribution AB Värnamo Elnät AB
Kalmar län	Borgholm Energi Elnät AB Emmaboda Elnät AB Kalmar Energi Elnät AB Kraftringen Nät AB Nybro Energi Elnät AB Oskarshamn Energi Nät AB Vattenfall Eldistribution AB Vimmerby Energi Nät AB Västerviks Kraft Elnät AB Ålem Energi AB	Svenska kraftnät Vattenfall Eldistribution AB
Kronobergs län	Alvesta Elnät AB Karskruv Nät AB Ljungby Energinät AB Marhult Nät AB Växjö Energi Elnät AB	Svenska kraftnät Växjö Energi Elnät AB

→

Tabell 3. Andra elnätsföretag som har abonnemang hos E.ON och elnätsföretag som E.ON har abonnemang hos (fortsättning)

Län	Elnätsföretag som har abonnemang hos E.ON	Elnätsföretag som E.ON har abonnemang hos
Skåne län	Bjäre Kraft Elnät AB Brittedals Elnät Ekonomisk Förening Bromölla Energi och Vatten AB C4 Elnät AB Energinet.dk Kraftringen Nät AB Landskrona Energi AB Mellersta Skånes Kraft, Ekonomisk Förening Olseröds Elektriska Distributionsförening Sjöbo Elnät AB Skurups Elverk AB Skånska Energi Nät AB Staffanstorps Energi AB Trelleborgs Elnät AB Vattenfall Eldistribution AB Ystad Energi Elnät AB Öresundskraft Elnät AB Österlens Kraft Elnät AB	Sjöbo Elnät AB Svenska kraftnät
Stockholms län	Inga anslutningar till underliggande nät	Vattenfall Eldistribution AB
Uppsala län	Inga anslutningar till underliggande nät	Vattenfall Eldistribution AB
Västerbottens län	Vattenfall Eldistribution AB	Vattenfall Eldistribution AB
Västernorrlands län	Härnösand Elnät AB Sundsvall Elnät AB Vattenfall Eldistribution AB	Sidensjö Vindkraft Elnät AB Svenska kraftnät Vattenfall Eldistribution AB
Västra Götalands län	Inga anslutningar till underliggande nät	Vattenfall Eldistribution AB
Örebro län	Inga anslutningar till underliggande nät	Ellevio AB Vattenfall Eldistribution AB
Östergötlands län	Inga anslutningar till underliggande nät	Vattenfall Eldistribution AB

2

Prognos för behovet av överföringskapacitet i E.ONs elnät

I nätutvecklingsplanen presenterar vi en bred bild av hur vi ser att behoven i elnätet förändras och vilka åtgärder vi arbetar med för att möta de nya och växande behoven. Strukturen i rapporten följer Ei:s mall.

I de flesta områden i E.ONs elnät finns det goda förutsättningar att ansluta det förväntade effektbehovet, men i vissa områden förväntas kapaciteten vara begränsande. Där arbetar vi med förstärkningar i elnätet, flexibilitet och andra tekniska lösningar för att kunna fortsätta möjliggöra anslutningar av kunder och möta de ökande behoven i energiomställningen.

E.ONs effektprognos

Det finns ett fortsatt stort intresse för att ansluta ny konsumtion, inte minst när det gäller stora effekter från laddinfrastruktur, industri och datacenter. Sammanlagt väntas de högsta effekttopparna öka med 25 procent till 2036 från konsumtion under vintertid. På sikt väntas även intresset för att ansluta ny produktion öka och medföra stora ökningar i omvända effektflöden sommartid.

Här redogör vi för den förväntade utvecklingen av behovet av överföringskapacitet i våra elnät under de kommande tio åren. I avsnitt 2.1 beskriver vi hur vi tagit fram prognosen och dess olika delar. I prognosen ingår det tillkommande effektbehovet och det nuvarande behovet (baseline). Vi redovisar prognosen för två olika lastscenarier, den förväntade högsta och lägsta nettolasten per län och år, höglast och låglast. Även under det som kallas låglast kan effektflödet vara högt, men i omvänd riktning. Negativa tal innebär därmed en nettoproduktion i stället för en nettokonsumtion.

Vi anger prognosen per län för den del av elnätet som E.ON äger. Därför behöver vår prognos i flera fall kompletteras med andra elnätsföretags prognoser för att ge en heltäckande bild av den förväntade utvecklingen i ett län. I de fall där E.ON äger regionnätet men inte lokalnätet har vi gjort en prognos för alla underliggande elnät ägda av andra nätföretag utifrån data som vi fått ta del av. Prognosen kan därmed anses täcka hela det område där E.ON har regionnät, oavsett vem som äger lokalnätet, samt de områden där E.ON har lokalnät som matas av ett annat regionnätsföretag.

Prognosmetoden redovisas mer ingående i avsnitt 2.1. Två viktiga punkter att ha med sig som stöd för att tolka tabeller och figurer är:

- I län/kommuner där större konsumenter eller producenter väntas etablera sig kan prognosen se låg ut i och med att vissa stora projekt tagits bort från de redovisade siffrorna av sekretess-skäl. Dessa projekt ingår dock i kapacitets-analysen.
- Vi redovisar den förväntade utvecklingen av toppeffekter. Framtida effektbehov kan tillkomma vid olika tider på dygnet eller året. I många fall sker sammanlagring på ett sätt så att effektbehovet inte ökar i proportion till det ökade energibehovet.

Tabell 4. E.ONs prognos i MW per delområde för behov av överföringskapacitet under perioden 2026–2036

Län	Last-scenario	Base-line	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Blekinge län	hög	352	356	360	364	368	376	387	397	408	418	428	437
	låg	11	6	-1	-9	-18	-25	-36	-48	-62	-76	-91	-106
Gävleborgs län	hög	96	96	96	97	97	97	97	97	97	97	97	97
	låg	-28	-27	-27	-26	-25	-25	-24	-24	-24	-23	-23	-23
Hallands län	hög	341	349	359	366	373	384	391	403	414	425	437	446
	låg	-168	-159	-153	-144	-139	-132	-128	-124	-121	-122	-134	-149
Jämtlands län	hög	-31	-28	-26	-24	-23	-21	-19	-18	-16	-15	-13	-12
	låg	-499	-500	-500	-500	-500	-500	-500	-500	-500	-500	-500	-500
Jönköpings län	hög	433	444	450	456	462	467	470	474	477	479	483	485
	låg	-244	-239	-236	-238	-243	-248	-255	-263	-271	-281	-290	-300
Kalmar län	hög	409	415	418	421	425	433	440	447	454	458	471	480
	låg	-415	-421	-441	-452	-463	-473	-484	-496	-509	-523	-537	-554
Kronobergs län	hög	282	296	310	320	330	343	353	364	371	378	384	388
	låg	-256	-257	-258	-258	-259	-259	-262	-263	-274	-281	-290	-301

Tabell 4. E.ONs prognos i MW per delområde för behov av överföringskapacitet under perioden 2026–2036 (fortsättning)

Län	Last-scenario	Base-line	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Skåne län	hög	2 250	2 300	2 330	2 370	2 400	2 440	2 470	2 500	2 520	2 570	2 620	2 660
	låg	224	188	153	114	76	34	-18	-76	-139	-206	-275	-350
Stockholms län	hög	438	467	485	500	513	533	550	567	580	593	606	614
	låg	99	116	120	119	116	115	112	107	100	93	84	74
Uppsala län	hög	97	121	142	155	163	170	173	176	176	177	177	177
	låg	-8	0	7	11	13	15	15	14	12	10	7	16
Västerbottens län	hög	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	låg	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Västernorrlands län	hög	326	336	340	344	348	351	354	360	365	370	375	380
	låg	-1 080	-1 080	-1 080	-1 080	-1 070	-1 070	-1 070	-1 070	-1 070	-1 070	-1 070	-1 070
Västra Götalands län	hög	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7
	låg	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-14
Örebro län	hög	287	313	324	330	338	345	352	358	362	366	374	381
	låg	52	51	50	47	45	42	38	32	26	18	11	4
Östergötlands län	hög	280	312	336	351	361	379	391	403	414	423	431	438
	låg	41	58	69	71	70	69	63	57	51	43	37	27



2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet

En träffsäker prognos är grunden för att fatta bra beslut om att bygga ut elnätet och även för att göra flexibilitetsutredningar, vilket i sin tur möjliggör samhällsutveckling, lokal tillväxt och energiomställningen.

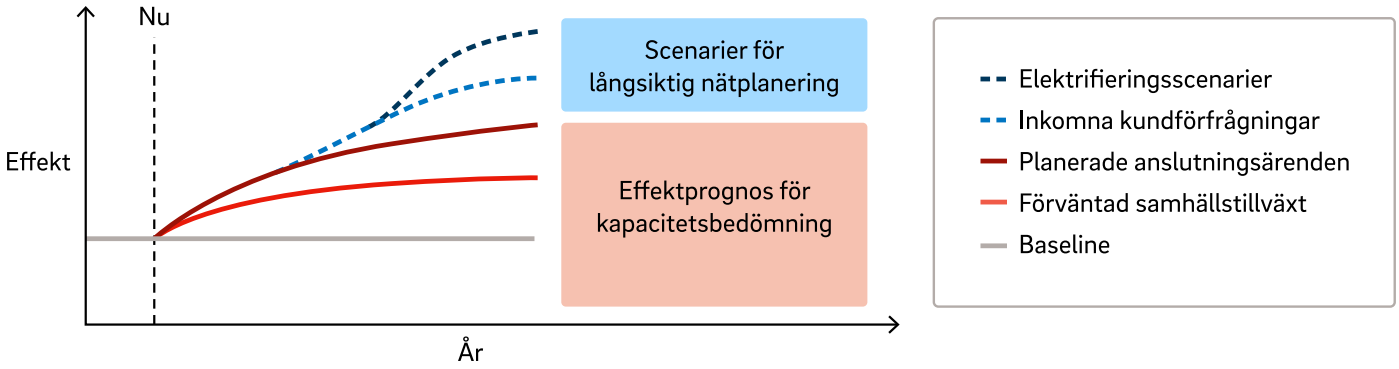
För att E.ON ska kunna göra träffsäkra prognoser som går att koppla till specifika platser i nätet är det av största vikt att större kunder i god tid kommer in med förfrågningar om att ansluta. En annan förutsättning för att kunna göra bra prognoser är vår dialog med kommunerna om deras planer för lokal samhällsutveckling.

Prognosen i nätutvecklingsplanen baserar vi dels på planerade anslutningsärenden, det vill säga de större anslutningsförfrågningarna som kommit in till E.ON, dels på förväntad samhällstillväxt. Förväntad samhällstillväxt fångar upp den allmänna utvecklingen av behovet av överföringskapacitet för bostäder och små verksamheter, hemmaladdning av elbilar och småskalig solkraftsproduktion.

Prognosen för tillkommande effektbehov adderar vi till nuvarande effektbehov (baseline) för att kunna bedöma det förväntade kapacitetsläget i nätet framöver, se figur 4. Prognosen som ligger till grund för kapacitetsbedömningen kopplar vi till respektive station i elnätet.

För att fånga utvecklingen på längre sikt arbetar E.ON med långsiktiga elektrifieringsscenarier. Här fångar vi exempelvis upp utveckling av vindkraft, större solkraftsparker, elektrifiering av befintlig och ny industri, framtida utveckling av laddinfrastruktur och datacenter. Denna del av prognosen går inte att knyta till en exakt plats i nätet men går ändå att använda som underlag för långsiktig nätplanering på de högre spänningsnivåerna.

Nedan redogör vi närmare för hur vi arbetar med att ta fram prognosen.



Figur 4. Visualisering av effektprognosens uppbyggnad. Prognosen utgår från en nulägesbild (baseline). Vi bygger sedan vidare med den förväntade samhällstillväxten, inkomna anslutningsförfrågningar för stora projekt av varierande mognadsgrad samt ännu ej kända framtida projekt.

Baseline

Baseline är en nulägesbild av hur kundernas effektbehov och beteende ser ut i dag. De baselinevärden som vi visar i nätutvecklingsplanen grundar sig på historiska kundmätdata från januari 2023 till januari 2026. Baseline för höglast baseras på ett genomsnitt av de högst belastade dygnen i nätet under vinterhalvåret. Baseline för låglast baseras på ett genomsnitt av de lägst belastade dygnen i nätet under sommarhalvåret.

Förväntad samhällstillväxt

Förväntad samhällstillväxt innehåller delprognoser för bostäder och små verksamheter, småskalig solkraft och hemmaladdning av personbilar. Varje delprognos bygger på en prognosmodell där olika indata från bland annat offentlig statistik, kommunala planer eller våra egna kunddata kombineras med antaganden och omvärldsanalys. Tillsammans bygger dessa upp den totala prognosen förväntad samhällstillväxt, se figur 5.

Delprognoserna bygger på olika data och antaganden:

Bostäder och små verksamheter – bygger till stor del på data från kommuners översikts- och detaljplaner. Dessa jämförs även med Statistiska centralbyråns befolkningsframskrivningar.

Hemmaladdning av elbil – bygger på offentlig statistik för historisk tillväxttakt av elbilar, andelen elbilar och lokal biltäthet, samt på antaganden om i vilken takt personbilsflottan elektrifieras på lång sikt.

Småskalig solkraft – utgår från befintliga anslutningar, historisk tillväxttakt samt antaganden om framtida tillväxttakt och mättnadsgrad.

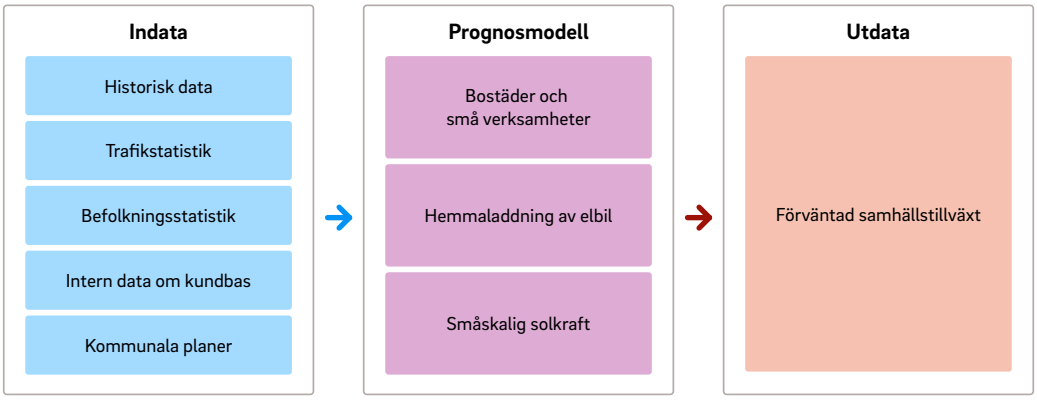
För att göra bra antaganden arbetar vi med omvärldsanalys och uppskattar hur olika faktorer såsom politik, teknikutveckling, konjunktur och elpris påverkar tillväxttakten, både på kort och lång sikt. Utvecklingen inom olika kategorier, exempelvis småskalig solkraft eller hemmaladdning, drivs av olika omvärldsfaktorer. I omvärldsanalysen studerar vi också externa prognoser från till exempel Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys och Energimyndighetens prognoser och scenarier för energisystemets utveckling.

Vi gör även en prognos för de lokalnät som ägs av andra nätägare och är anslutna till E.ONs regionnät. Vi samlar in data från samtliga underliggande elnätsföretag och bedömer deras förändrade effektbehov med samma metoder som vi använder för E.ONs lokalnät. På så sätt blir prognoserna jämförbara och kan aggregeras mot E.ONs regionnät på samma sätt som för de lokalnät vi själva äger. Vi delar även denna prognos, tillsammans med den aktuella metoden, med respektive nätägare till underliggande nät.

Planerade anslutningsärenden

Utöver förväntad samhällstillväxt ingår större anslutningsärenden som kommit långt i anslutningsprocessen i prognosen. Anslutningsprocessen har flera delsteg, och stora anslutningar på både låg- och högspänningsnivå behöver alltid utredas innan de kan anslutas. De som kommit långt i processen, och med största sannolikhet kommer att realiseras, är en del av prognosen i kapacitetsbedömningen. Här fångar vi kommande anslutningar inom stora verksamheter, industri, laddinfrastruktur, datacenter, solcellsparker, batterilager med mera.

Kommunala planer är också en viktig källa till information om framtida större anslutningar. De kommunala planerna granskas och tolkas av lokalt insatta nätplanerare för att bedöma vad planen innebär för det förväntade effektbehovet.



Figur 5. Förenklad visualisering av indata som vi använder i prognosmodeller för förväntad samhällstillväxt.

Vi inkluderar även anslutningar till andra nätägare som är kopplade till E.ONs regionnät. Detta baserar vi på data som ägare till underliggande nät har lämnat in till E.ON.

Mycket stora anslutningar visas inte i prognosen

Det finns planerade anslutningsärenden som vi inte kan visa i siffror på grund av sekretesskäl. Det gäller projekt som kan ha kommit långt i anslutningsprocessen. I vissa fall är anslutningen så stor att det finns risk att kund och projekt kan identifieras innan extern kommunikation har skett. Dessa projekt är dock med i kapacitetsanalysen. Därför kan prognosen se mindre ut i siffror än vad den i verkligheten är.

Inkomna kundförfrågningar

Det finns även en mängd anslutningsförfrågningar som har kommit in men ännu ej utretts eller lett till avtal. Innan ett projekt har kommit vidare i anslutningsprocessen finns det osäkerheter kring om projektet kommer att realiseras. Det finns flera faktorer som kan leda till att ett projekt inte realiseras, vilket ligger utanför E.ONs inflytande. Genom att reservera kapacitet för ett projekt kan bedömningen av möjligheten att ansluta ett annat projekt påverkas. Därför har vi valt att exkludera projekt som ännu inte har fått kapacitet reserverad från kapacitetsbedömningen i nätutvecklingsplanen.

Det är inte samhällsekonomiskt effektivt att planera nätutbyggnaden baserat på alla anslutningsförfrågningar som kommer in. Detta beror på att det har blivit vanligt att vi får in ett stort antal förfrågningar från en och samma aktör på flera olika platser. Samtidigt kommer en delmängd av alla förfrågningar att realiseras, vilket vi behöver ta höjd för i den långsiktiga nätplaneringen. För att göra en bra helhetsbedömning använder vi långsiktiga elektrifieringsscenarier, se nedan.



Elektrifieringsscenarier

Prognosen som ligger till grund för kapacitetsbedömningen omfattar förväntad samhällstillväxt och planerade anslutningsärenden. Utöver denna prognos arbetar vi med långsiktiga elektrifieringsscenarier som används i den långsiktiga nätplaneringen på de högsta spänningsnivåerna. Dessa scenarier ingår inte i kapacitetsbedömningen men kan i kombination med kända kundförfrågningar ge oss en bild av helheten i det framtida effektbehovet. Dessa scenarier belyser dessutom behovet av att arbeta proaktivt tillsammans med våra kunder.

Vi arbetar här med en uppsättning prognosmodeller för stora anslutningar som kompletterar prognosen för planerade anslutningsärenden. Metoden för dessa modeller bygger på externa prognoser eller scenarier vilka utgår från att energisystemet som helhet ska fungera. Vi arbetar med prognosmodeller för:

Solkraftsparker – utgår från en kombination av omvärldsanalys, kända kundförfrågningar, Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys, regionala energiplaner och strategier.

Vindkraft – utgår från en kombination av omvärldsanalys, kända kundförfrågningar, Energimyndighetens nationella strategi för hållbar vindkraftsutbyggnad, prognos från Green Power Sweden, Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys, Energimyndighetens scenarier för Sveriges energisystem, regionala planer och strategier med mera.

Laddinfrastruktur – baseras på Energimyndighetens regionaliserade scenarier för elbehovet inom transportsektorn.

Datacenter – bygger på prognosen per län från Energimyndigheten som togs fram 2025 och anpassas efter aktuella anslutningsärenden.



Proaktiv nätutbyggnad och samplanering

Proaktiv utbyggnad av elnätet

E.ON analyserar löpande behovet av att förstärka och bygga ut elnätet proaktivt för att möjliggöra nyanslutningar och hantera ändrade effektbehov. Prognosen ger oss underlag för att veta hur mycket höjd vi ska ta för framtida utveckling när vi bygger om, bygger nytt och förstärker nätet.

Under de senaste åren har antalet mycket stora anslutningar ökat, vilket ställer helt nya krav på elnätet. Vi behöver arbeta mer proaktivt för att kunna erbjuda snabbare och mer kostnadseffektiva anslutningar. Transparent och tidig dialog är avgörande, både med nya kunder och befintliga kunder som ställer om eller utökar.

När det gäller tillkommande större anslutningar kan vi generellt inte påbörja förstärkning av nätet förrän vi har försäkrat oss om att en specifik anslutning kommer att bli av. Annars innebär det en risk att vi förstärker nätet där det sedan inte behövs, med stora kostnader för våra kunder som följd, när elnätet inte växer i takt med efterfrågan.

Det är emellertid viktigt att vi skapar oss en bild av omfattningen av tillkommande stora anslutningar. Detta är särskilt viktigt i planeringen av projekt i regionnätet, där vi vill kunna ta höjd för större tillkommande anslutningar och på så sätt åstadkomma en effektiv nätutbyggnad. Vi bygger regionnätet skalbart genom att investera i en grundstruktur som kan kompletteras i takt med att behoven ökar. Det är långa ledtider för utbyggnad av regionnätet. Därför är en förutsättning för att förverkliga större anslutningar att vi samarbetar med berörda aktörer så tidigt som möjligt.

Samplanering och lokal dialog

Dialogen och samarbetet med kommuner och regioner är avgörande för att vi ska kunna arbeta proaktivt och säkerställa att det finns tillräcklig nätkapacitet i rätt tid. Kommunerna har planmonopol och är ofta stora mark- och fastighetsägare, och de uppvaktas av företag som vill etablera sig och ansluta till elnätet. Detta har alltid förekommit, men i många fall är anslutningarna i dag betydligt större än tidigare. Kommuner har även en viktig roll i tillståndsprocessen för att bygga nya ledningar och stationer.

I kommunernas planprocesser är det viktigt att tidigt identifiera om en plan kan innebära behov av större elnätsanslutningar och diskutera detta med oss och andra lokala nätföretag. Detta gäller allt från laddinfrastruktur och industrier till datacenter. I vissa fall där det finns flera nätägare i kommunen är det viktigt att prata med samtliga, såväl regionnäts- som lokalnätsägare. I dialogen kan vi dela kunskap om förutsättningarna i elnätet och förväntade ledtider för olika typer av anslutningar, markanspråk för nya anläggningar med mera. Genom att komma in tidigt i processen kan vi skapa bättre förutsättningar för att etablera ny elproduktion och elkonsumtion på platser som är lämpliga för elnätet och passar de lokala behoven. På så sätt vill vi bidra till både regional utveckling och ett mer effektivt energisystem.

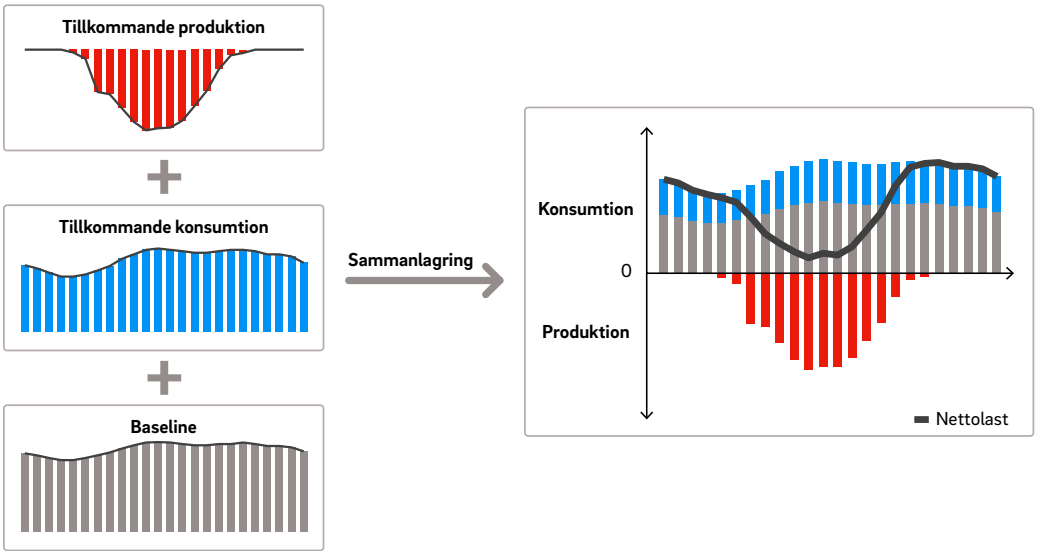
Dialogen med kommunerna ger oss viktig kunskap om den lokala utvecklingen och kompletterar underlaget från deras planer, vilket ligger till grund för våra prognoser och beslut om nätutbyggnad.

Sammanlagring med effektprofiler

Alla nätkunder nyttjar inte sin anslutning maximalt vid samma tidpunkt, utan beteendet skiljer sig mellan olika kundkategorier och tidpunkter. Därför behöver det tillkommande effektbehovet sammanlagras med en effektprofil som representerar det förväntade mönstret för konsumtion eller inmatning.

Effektprofilerna baseras på analyser av hur kunder inom olika segment konsumerar eller producerar under olika tider på dygnet och under året. Genom att ta prognosen för tillkommande effekt inom olika kategorier och tilldela varje kategori en effektprofil kan vi tillsammans med baseline, som också har en dygnsprofil, skapa oss en bild av hur till exempel ett dygn i framtiden kan se ut, se figur 6.

Effektprofiler skapar även underlag för att undersöka hur ofta vi kan vänta oss effekter över vissa gränsvärden. Detta är ett viktigt underlag för att bedöma till exempel nyttan av nätförstärkningar i relation till alternativa lösningar såsom flexibilitetstjänster. I bedömningen av det framtida flexibilitetsbehovet använder vi helårsprofiler för att analysera frekvens och varaktighet av flexibilitetsbehovet i olika delar av nätet.



Figur 6. Illustrativt exempel på hur baseline, framtida konsumtion och framtida produktion sammanlagras med hjälp av effektprofiler under ett sommardygn.

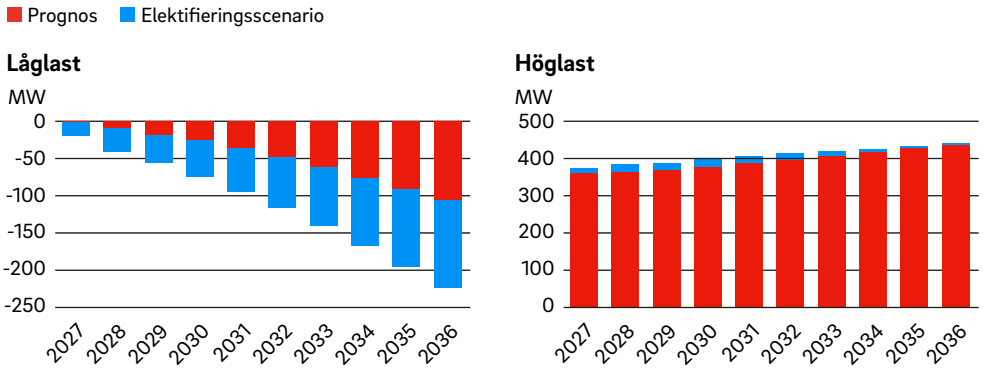
Prognosen per län

Prognosen anger utvecklingen av behovet av överföringskapacitet aggregerat per län där E.ON har elnät. Det som ingår i prognosen är nuvarande effektbehov och den tillväxt vi kan koppla till specifika punkter i nätet, eftersom det är en förutsättning för att göra kapacitetsbedömningen. När vi arbetar med långsiktig nätplanering tar vi även höjd för ytterligare effektbehov i det vi kallar ett elektrifieringsscenario. Detta beskriver vi mer ingående i avsnittet om metod ovan. Nedan beskriver vi prognosen per län och visar även ett alternativt elektrifieringsscenario.

Blekinge län

I Blekinge väntas ett tillkommande effektbehov från främst elektrifiering av fordonsflottan, nya bostäder och små verksamheter samt i viss mån tillkommande större konsumenter. Sommartid väntas tillkommande småskalig solkraftsproduktion få stor betydelse. Det finns även ett antal solcellsparker bland planerade anslutningsärenden. I ett långsiktigt elektrifieringsscenario kan effektbehovet från laddinfrastruktur och industri medföra större ökningar. Blekinge har även stor potential för ny produktion, både större sol- och vindkraftsanläggningar.



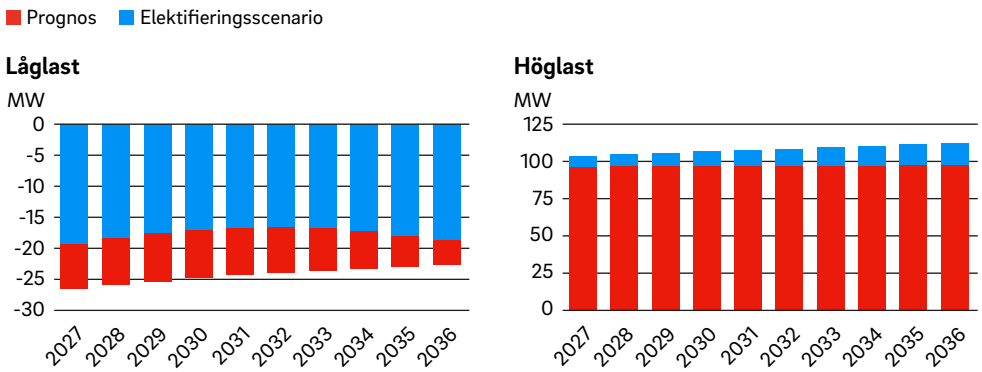


Figur 7. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Blekinge län för perioden 2027–2036.

Gävleborgs län

I E.ONs nät i Gävleborgs län väntas främst en ökning av effektbehovet från hemmaladdning och annan laddinfrastruktur. I och med att de förväntade laddmönstren sammanlagras med baseline från befintlig större konsumtion och produktion innebär det inte en större höjning av toppeffekterna.



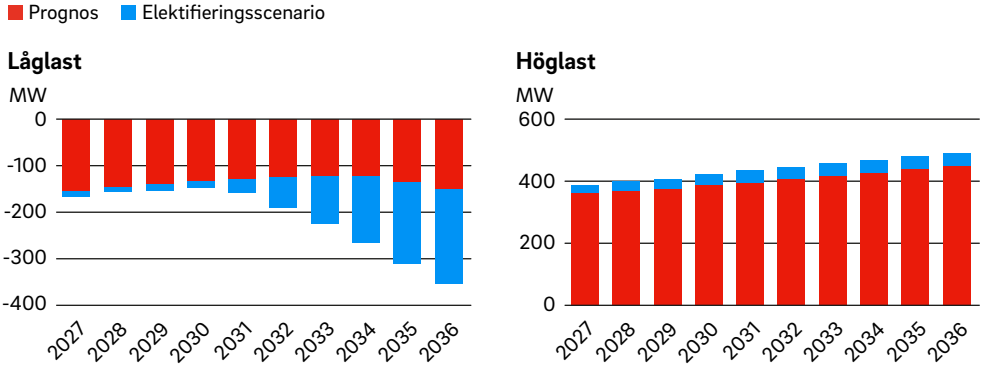


Figur 8. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Gävleborgs län för perioden 2027–2036.

Hallands län

Det ökande effektbehovet drivs till stor del av tillkommande större konsumenter, elektrifiering av transportsektorn samt nya bostadsområden och små verksamheter. I och med att Hallands län har en stor andel befintlig industri bland våra kunder kan industrins elektrifiering bli viktig framåt i länet. I dagsläget vet vi dock inte vad detta specifikt kommer att innebära för effekt-behovet i Hallands län. Hallands län är också aktuellt för etablering av ny vindkraftsproduktion och solkraftsparker, vilket kan få stor betydelse för kapacitetsläget i länet framöver.



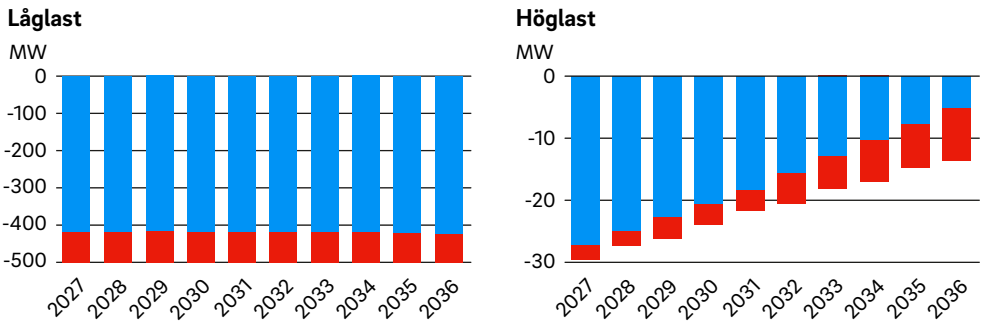


Figur 9. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Hallands län för perioden 2027–2036.

Jämtlands län

I Jämtland har vi ett antal större producenter i E.ONs nät, vilket gör att vi generellt har en netto-produktion i länet. Elektrifiering av fordonsflottan kommer att innebära en betydande ökning av konsumtionen i länet. I ett långsiktigt elektrifieringsscenario kan nya stora anslutningar bidra med ytterligare effektbehov, främst för produktion men även för konsumtion.



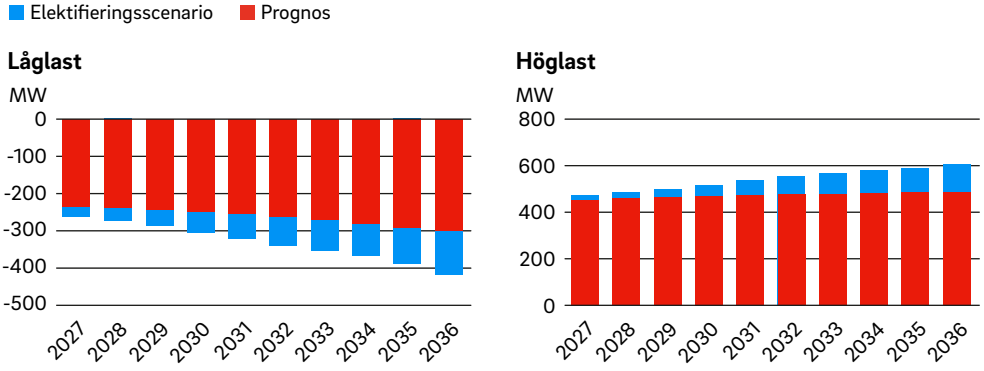


Figur 10. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Jämtlands län för perioden 2027–2036.

Jönköpings län

I Jönköpings län är det främst elektrifiering av fordonsflottan och utbyggnad av laddinfrastruktur, samt några större förbrukare, som väntas få betydelse för det ökande effektbehovet. Det finns mycket industriell aktivitet i länet och utöver den förväntade samhällstillväxten i prognosen kan elektrifiering av industrin samt nya logistikcenter innebära nya utmaningar i form av stora tillkommande effektökningar. Även nya stora anslutningar i form av produktion och storskaliga batterilager kan bli aktuella i Jönköpings län och påverka kapacitetsläget framöver.



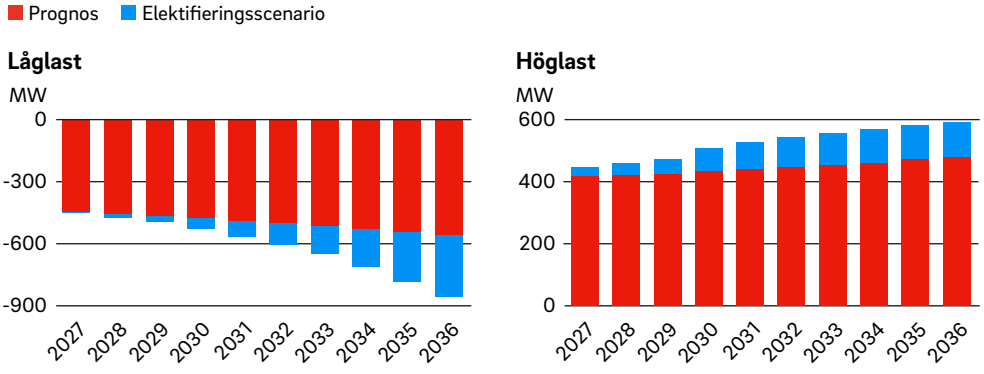


Figur 11. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Jönköpings län för perioden 2027–2036.

Kalmar län

I Kalmar län drivs det ökande effektbehovet i stor utsträckning av elektrifiering av fordonsflottan, men även av planerade större anslutningar för konsumtion. I Kalmar län finns ett stort intresse för att ansluta batterilager vilket kan komma att påverka kapacitetsläget. Det finns mycket produktion i Kalmar län, både från sol och vind. Vi förväntar oss att småskalig solkraft fortsätter öka under de närmaste åren. I ett långsiktigt elektrifieringsscenario kan Kalmar län få både mer konsumtion och produktion.



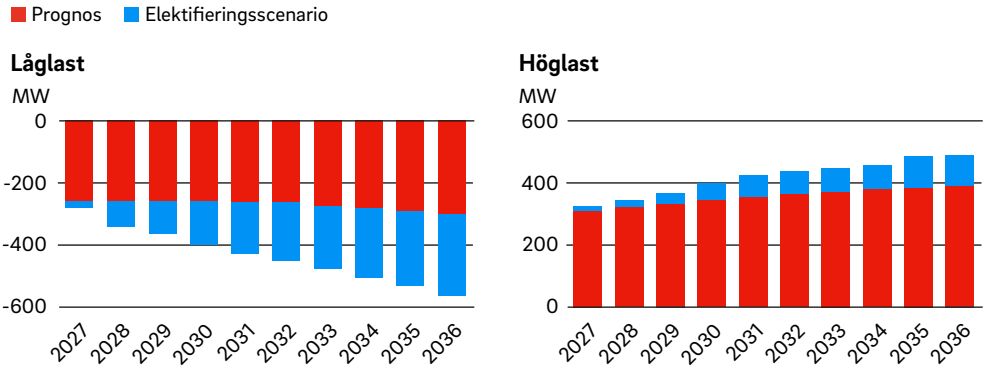


Figur 12. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Kalmar län för perioden 2027–2036.

Kronobergs län

Nya stora anslutningar för konsumtion är av särskild betydelse för utvecklingen av effektbehovet i Kronobergs län framåt. Tillkommande elbilsladdning, tunga transporter och nya bostadsområden väntas också få betydelse för det ökande effektbehovet. Det finns ett intresse för att ansluta större batterilager och solkraftsparker i länet, vilket kan komma att få betydelse för kapacitetsläget på sikt.



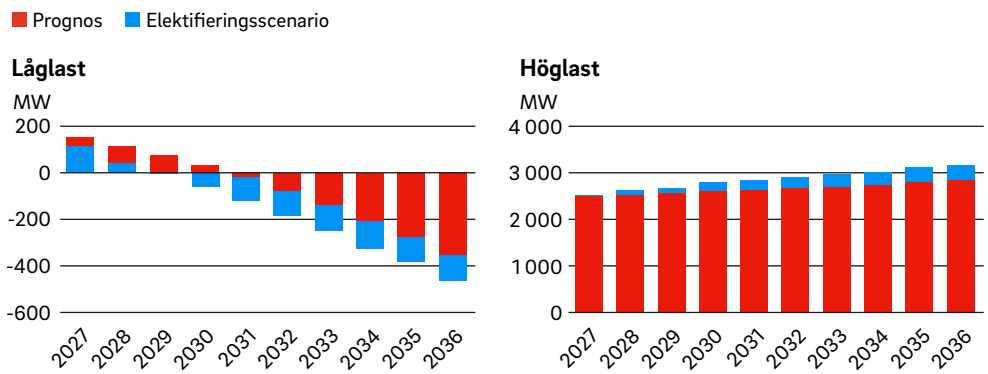


Figur 13. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Kronobergs län för perioden 2027–2036.

Skåne län

I Skåne är det främst förväntad samhällstillväxt som driver det ökande behovet av överföringskapacitet. Det byggs nya bostadsområden och service i många städer och orter. Elbilsladdning väntas också bidra med betydande ökningar i effektbehovet, dock främst nattetid när behovet från andra aktiviteter generellt är lägre. Småskalig solkraft väntas fortsatt bidra till omvända effektflöden sommartid. Det finns även ett antal större konsumenter som vill ansluta. Större publika laddningsstationer eller depåer för tung trafik kommer att få stor inverkan på det ökande effektbehovet lokalt. För solkraftsparker och vindkraft är situationen mer osäker på grund av marknadsförutsättningarna och tillståndsfrågor.



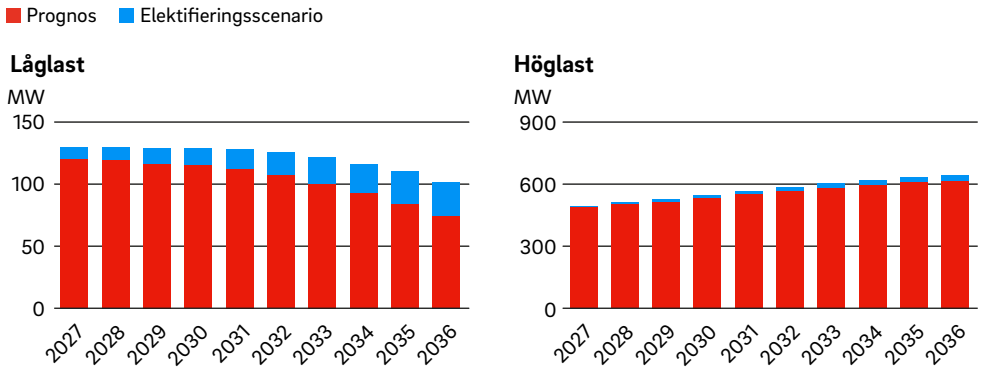


Figur 14. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Skåne län för perioden 2027–2036.

Stockholms län

Den främsta drivkraften för ett ökat effektuttag de delar av Stockholms län som E.ON har elnät är nya bostadsområden och service. Växande behov från elbilsladdning och laddinfrastruktur samt större anslutningar är också av betydelse för utvecklingen av behovet av överförings-kapacitet. Ökad produktion från småskalig solkraft kommer att få betydelse för effektbehovet sommartid, men väntas i viss mån kompenseras av det ökande behovet från konsumtion.



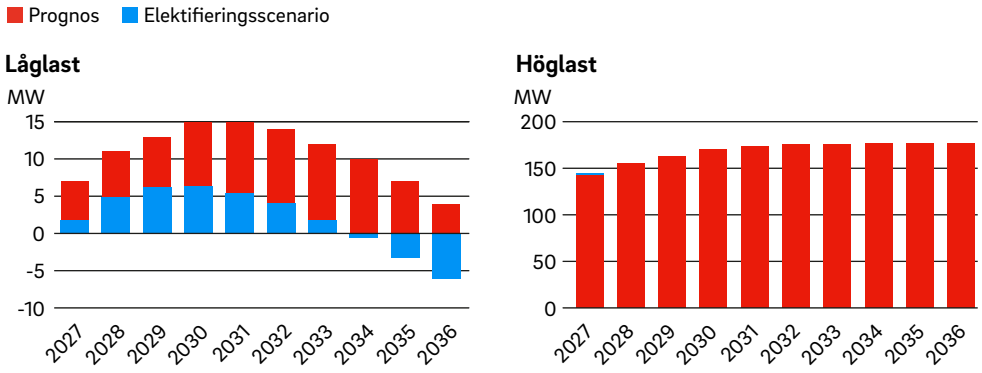


Figur 15. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Stockholms län för perioden 2027–2036.

Uppsala län

I Uppsala län är det främst nya bostäder och små verksamheter som driver det ökande effekt-behovet där E.ON har elnät. Även ny laddinfrastruktur och hemmaladdning bidrar, tillsammans med vissa större anslutningar, till ett ökat effektbehov. Sommartid väntas den fortsatta tillväx-ten av småskalig solkraft få en ökande betydelse för behovet av överföringskapacitet.

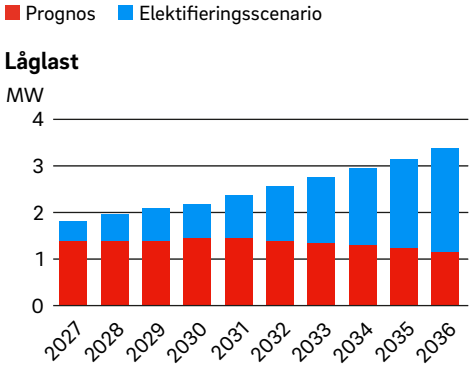


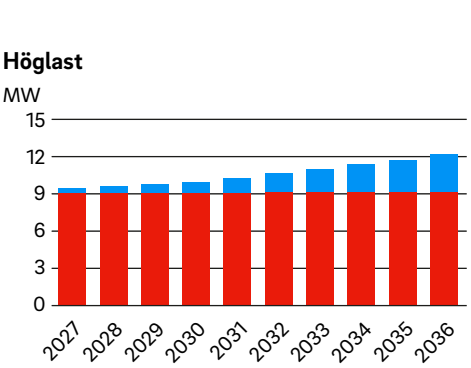


Figur 16. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Uppsala län för perioden 2027–2036.

Västerbottens län

I vårt nät i Västerbottens län är det främst hemmaladdning och i viss mån laddinfrastruktur som driver det ökande effektbehovet i prognosen.



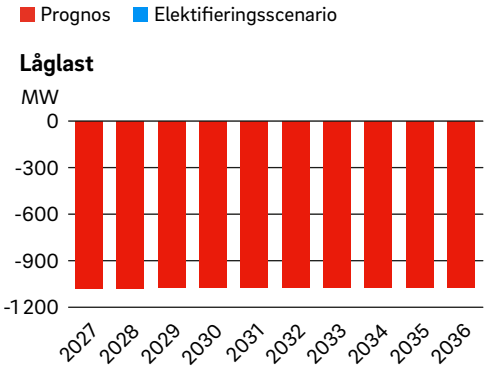


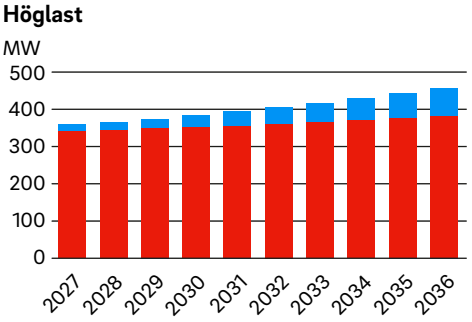


Figur 17. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Västerbottens län för perioden 2027–2036.

Västernorrlands län

I Västernorrlands län pågår eller planeras utbyggnad av industrier och datacenter vilka kommer att innebära betydande effektbehov. På grund av storleken på dessa anslutningar utelämnar vi dem i den prognos som vi redovisar här. Detta gäller även ny vindkraftsproduktion och storskaliga batterilager. De projekt som har anslutningsavtal ingår i kapacitetsbedömningen. Utöver dessa mycket stora projekt är den främsta drivkraften till ökat effektuttag i prognosen för länet elektrifiering av fordonsflottan.





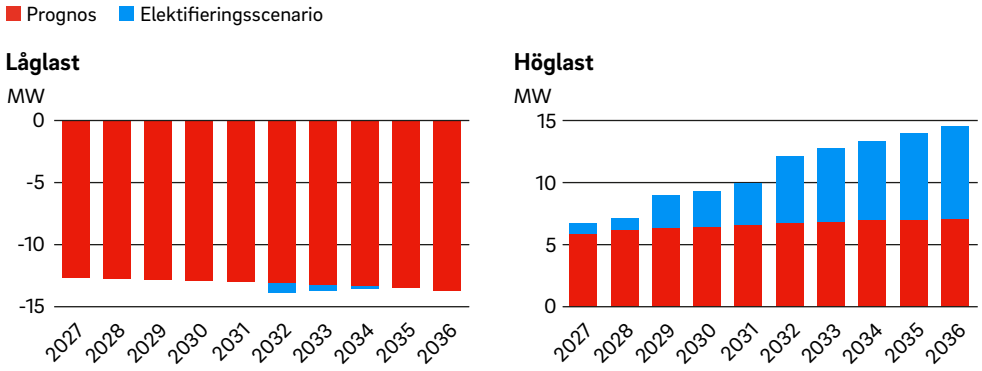


Figur 18. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Västernorrlands län för perioden 2027–2036.

Västra Götalands län

I de delar av Västra Götalands län där E.ON har elnät är det främst hemmaladdning av personbilar som väntas driva det ökande effektbehovet. I ett högre elektrifieringsscenario kan tyngre laddinfrastruktur och stora batterilager få betydelse för effektbehovet.



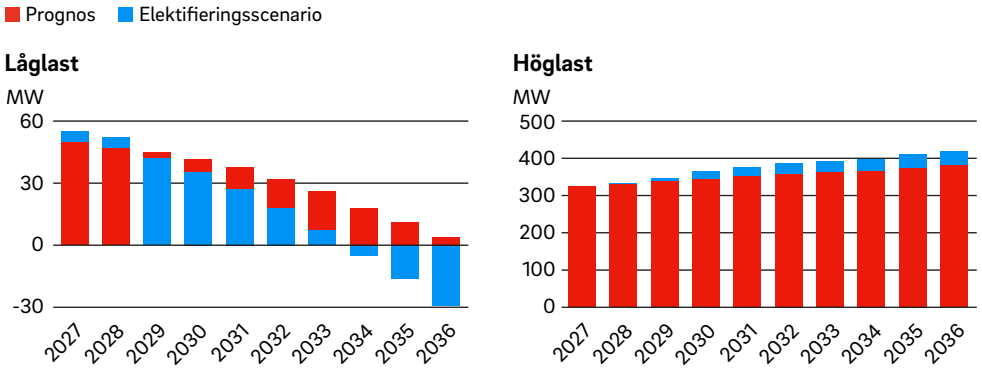


Figur 19. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Västra Götalands län för perioden 2027–2036.

Örebro län

I Örebro län är det främst industri och laddinfrastruktur tillsammans med nya större verksamheter som kommer att få betydelse för det ökande effektbehovet från konsumtion. Nya bostäder och små verksamheter kommer också att innebära en ökning i effektbehovet. En betydande ökning av småskalig solkraftsproduktion väntas också.



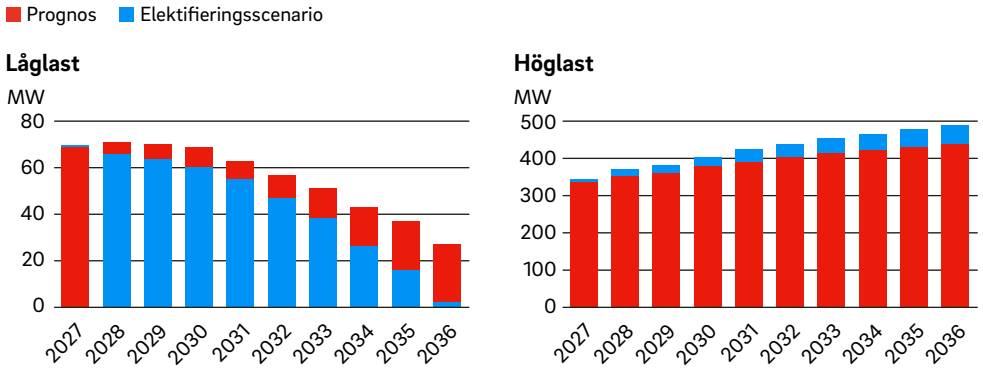


Figur 20. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Örebro län för perioden 2027–2036.

Östergötlands län

Behovet av överföringskapacitet i Östergötlands län ökar mycket. Detta beror till stor del på behoven från nya bostadsområden och service. Det finns även ökande behov från industri, laddinfrastruktur och stora verksamheter. Sommartid väntas ökningen av konsumtion till viss del kompenseras av en betydande ökning av småskalig solelsproduktion.





Figur 21. Effektprognos i MW för låglast respektive höglast i Östergötlands län för perioden 2027–2036.



Samordnade prognoser

Vi ser ett behov av att fortsätta skapa en gemensam bild av hur Sveriges elbehov och elsystem kommer att utvecklas. En sådan samsyn är en förutsättning för att olika nätföretags prognoser ska kunna sammanställas och jämföras på ett meningsfullt sätt. Den är också ett viktigt underlag i den långsiktiga planeringen av regionnäten och stamnätet.

E.ON ingår i flera samarbeten som syftar till att harmonisera och dela prognoser mellan nätföretag:

Energiföretagen: E.ON har tillsammans med Vattenfall Eldistribution, Ellevio, Göteborg Energi och Öresundskraft startat en arbetsgrupp inom Energiföretagen med målet att etablera en gemensam prognosplattform för nätföretagen i Sverige. I detta samarbete bygger vi vidare på tidigare arbete från olika projekt. Det omfattar bland annat arbete inom Skånes effektkommission med webbplatsen effektprognoser.se[1] samt samarbete med Energiforsk, där vi tillsammans med ett antal elnätsföretag tog fram en lathund för effektprognoser.

Svenska kraftnät: E.ON levererar varje år prognoser för hela vårt regionnät tillsammans med övriga regionnätsägare anslutna till stamnätet. Prognoserna utgör en del av underlaget till Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan och bidrar samtidigt till att stärka samarbetet mellan nätföretagen, där vi gemensamt utvecklar en modell för att beräkna flöden i elnätet.

Nätägare kopplade till regionnätet: Under 2025 och 2026 har E.ON fortsatt att samarbeta med de lokalnätsföretag som är anslutna till E.ONs regionnät. I samband med datainsamlingen för E.ONs effektprognoser har alla nätföretag med underliggande nät fått ta del av prognosen och de metoder vi använder. I områden där vårt elnät gränsar till andra nätföretags regionnät lämnar vi årligen in prognoser för respektive anslutningspunkt och vice versa.

Utöver dessa samarbeten ingår E.ON i flera lokala samarbeten och forum, där vi bland annat arbetar med att fördjupa samverkan med kommuner, regioner och större kunder för att elnätsutbyggnaden ska gå i takt med samhällsutvecklingen.



[1] effektprognoser.se

2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behovet av överföringskapacitet

Det är en stor variation mellan olika län där E.ON bedriver elnätverksamhet när det gäller den förväntade ökningen i behovet av överförings-kapacitet. För att enklare kunna jämföra utveck-lingen i de olika områdena anger vi i tabell 5 nedan den förväntade förändringen även i procent, som andel av baseline.

Den högsta nettolasten i hela vårt elnät väntas öka totalt med 15 procent till 2031 och 25 procent till 2036. Den högsta nettolasten vid låglast (nettoinmatning) väntas öka med 11 procent till 2031 och 39 procent till 2036. Ökningen anges i relation till baseline som beskrivs i avsnitt 2.1.1. I tabell 5 nedan visar vi ökningen och minskningen av behovet i över-föringskapacitet per län och år.

Tabell 5. Procentuell ökning av effektuttag (MW) för 2026–2036, per län och jämfört mot baseline

Län	Last-scenario	Base-line	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Blekinge län	hög	352	1 %	2 %	3 %	5 %	7 %	10 %	13 %	16 %	19 %	22 %	24 %
	låg	11	-45 %	-109 %	-182 %	-264 %	-327 %	-427 %	-536 %	-664 %	-791 %	-927 %	-1 064 %
Gävleborgs län	hög	96	0 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
	låg	-28	-3 %	-5 %	-7 %	-9 %	-11 %	-13 %	-14 %	-15 %	-17 %	-18 %	-19 %
Hallands län	hög	341	2 %	5 %	7 %	9 %	13 %	15 %	18 %	21 %	25 %	28 %	31 %
	låg	-168	-5 %	-9 %	-14 %	-17 %	-21 %	-24 %	-26 %	-28 %	-27 %	-20 %	-11 %
Jämtlands län	hög	-31	-10 %	-16 %	-23 %	-26 %	-32 %	-39 %	-42 %	-48 %	-52 %	-58 %	-61 %
	låg	-499	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Jönköpings län	hög	433	3 %	4 %	5 %	7 %	8 %	9 %	9 %	10 %	11 %	12 %	12 %
	låg	-244	-2 %	-3 %	-2 %	0 %	2 %	5 %	8 %	11 %	15 %	19 %	23 %
Kalmar län	hög	409	1 %	2 %	3 %	4 %	6 %	8 %	9 %	11 %	12 %	15 %	17 %
	låg	-415	1 %	6 %	9 %	12 %	14 %	17 %	20 %	23 %	26 %	29 %	33 %
Kronobergs län	hög	282	5 %	10 %	13 %	17 %	22 %	25 %	29 %	32 %	34 %	36 %	38 %
	låg	-256	0 %	1 %	1 %	1 %	1 %	2 %	3 %	7 %	10 %	13 %	18 %
Skåne län	hög	2 250	2 %	4 %	5 %	7 %	8 %	10 %	11 %	12 %	14 %	16 %	18 %
	låg	224	-16 %	-32 %	-49 %	-66 %	-85 %	-108 %	-134 %	-162 %	-192 %	-223 %	-256 %
Stockholms län	hög	438	7 %	11 %	14 %	17 %	22 %	26 %	29 %	32 %	35 %	38 %	40 %
	låg	99	17 %	21 %	20 %	17 %	16 %	13 %	8 %	1 %	-6 %	-15 %	-25 %
Uppsala län	hög	97	25 %	46 %	60 %	68 %	75 %	78 %	81 %	81 %	82 %	82 %	82 %
	låg	-8	-103 %	-190 %	-241 %	-267 %	-292 %	-292 %	-279 %	-254 %	-228 %	-190 %	-308 %
Västerbottens län	hög	9	0 %	0 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	2 %	2 %
	låg	1	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Tabell 5. Procentuell ökning av effektuttag (MW) för 2026–2036, per län och jämfört mot baseline (fortsättning)

Län	Last-scenario	Base-line	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Västernorrlands län	hög	326	3 %	4 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %	12 %	13 %	15 %	17 %
	låg	-1 080	0 %	0 %	0 %	-1 %	-1 %	-1 %	-1 %	-1 %	-1 %	-1 %	-1 %
Västra Götalands län	hög	6	2 %	5 %	11 %	13 %	15 %	17 %	20 %	22 %	24 %	25 %	26 %
	låg	-13	1 %	2 %	2 %	3 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	10 %
Örebro län	hög	287	9 %	13 %	15 %	18 %	20 %	23 %	25 %	26 %	28 %	30 %	33 %
	låg	52	-2 %	-4 %	-10 %	-13 %	-19 %	-27 %	-38 %	-50 %	-65 %	-79 %	-92 %
Östergötlands län	hög	280	11 %	20 %	25 %	29 %	35 %	40 %	44 %	48 %	51 %	54 %	56 %
	låg	41	41 %	68 %	73 %	71 %	68 %	54 %	39 %	24 %	5 %	-10 %	-34 %



2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

E.ON arbetar löpande med att identifiera och hantera risker i elnätet kopplat till miljö, personsäkerhet, leveranssäkerhet och kapacitet.

För att beskriva systemets förmåga att möta prognosen behöver vi förstå förutsättningarna för att ansluta nya kunder eller hantera nya kundbeteenden på olika nivåer i nätet. I lokalnätet har vi generellt goda förutsättningar att förstärka nätet i samma takt som behoven växer. Detta innebär att begränsningar i regionnätet i de flesta fall avgör om det finns en faktisk kapacitetsbegränsning. I vissa fall kan det även vara överliggande nät, där E.ONs lokalnät ansluter till ett annat regionnät eller där E.ONs regionnät ansluter till stamnätet, som är begränsande. Därför utgår kapacitetsbedömningen från förutsättningarna i regionnätet, men vi gör även lokala bedömningar och tar hänsyn till hela nätstrukturen.

Vi arbetar både med att göra specifika kapacitetsbedömningar för att utreda enskilda kundanslutningar och med generella kapacitetsbedömningar för att snabbt kunna svara på kundförfrågningar och arbeta med proaktiv nätutbyggnad. Kapacitetsbedömningar ligger också till grund för att identifiera var vi behöver arbeta med flexibilitetslösningar.

Analysmetod för kapacitetsbedömning

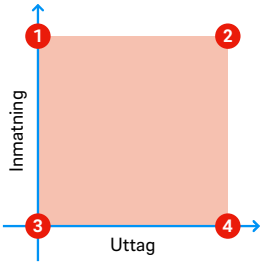
I nätdimensioneringen tar vi avstamp i ett strikt uppfyllande av N-1-kriteriet. Det betyder att elnätet alltid ska dimensioneras för att vid varje givet tillfälle kunna hantera det dimensionerande felet. Detta ska gälla oavsett vilket driftläge – högt eller lågt effektuttag, hög eller låg effektinmatning – och oavsett effektflöden i överliggande och angränsande nät.

De momentana effektflödena i regionnätet är komplexa att förutsäga. Regionnätet sträcker sig över relativt stora geografiska områden med olika förutsättningar och förhållanden vid varje given tidpunkt. Gynnsamma förhållanden för en ledning eller ett område kan samtidigt vara ogynnsamma för en annan ledning eller ett annat område. Utfallsrummet för lastflödesberäkningar kan ses som ett multidimensionellt rum som spänns upp av ett stort antal parametrar kopplade till effektuttag och effektinmatning i varje given punkt i nätet. I praktiken arbetar vi med förenklingar för att på ett rimligt sätt kunna genomföra kapacitetsberäkningarna.

Vi baserar analysen på de ytterlighetslägen (randvillkor) som nätet kan befinna sig i. Vår utgångspunkt är att om dessa driftlägen kan hanteras, gäller det även för övriga driftlägen inom det utfallsrum som spänns upp av randvillkoren.

Tabell 6. Exempel på fyra randvillkor

Randvillkor	Inmatning (produktion)	Uttag (konsumtion)
1	Maximal	Minimal
2	Maximal	Maximal
3	Minimal	Minimal
4	Minimal	Maximal



Termisk överföringsförmåga (kapacitet) hos luftledningar är beroende av meteorologiska förhållanden. Vid nätdimensionering verifieras under vilka årstider de olika randvillkoren förväntas inträffa, och ledningarnas kapacitet dimensioneras för att hantera de förväntade väderförhållandena.

Sammanfattningsvis baseras dimensioneringsberäkningarna på följande scenarier:

- Maximalt effektuttag – minimal effektinmatning
- Maximalt effektuttag – maximal effektinmatning
- Minimalt effektuttag – minimal effektinmatning
- Minimalt effektuttag – maximal effektinmatning
- Maximalt effektuttag (sommartid) – minimal effektinmatning
- Maximalt effektuttag (sommartid) – maximal effektinmatning.

En annan begränsande faktor är kapacitiva strömmar som genereras i högre grad i nedgrävda kablar än i luftledningar. Till skillnad från regionnätet består lokalnätet främst av markkablar.

Ur leveranssäkerhets- och tillståndssynpunkt används markkabel när terrängen ger förutsättningar för detta. Kapacitiva strömmar behöver dock hanteras i fördelningsstationerna och nivåerna får inte bli för höga, då det innebär en personsäkerhetsrisk.

Kapacitiva strömmar kan vid fel orsaka att jordade anläggningsdelar, som normalt inte ska vara spänningssatta, blir spänningssatta. Elsäkerhetsverket kräver att elnätsföretagen säkerställer att beröringsspänningen understiger nivåer som potentiellt kan orsaka personskada. När fördelningsstationer i regionnätet är placerade på stort avstånd från varandra kan detta leda till en kapacitetsbegränsning eftersom de kapacitiva strömmarna blir högre i längre kablar.



Förutsättningarna för att möta prognosen utan planerade åtgärder

För att kunna möta det växande behovet av överföringskapacitet behöver vi förstärka vårt elnät och samtidigt öka utnyttjandet av det befintliga nätet med hjälp av flexibilitet och andra lösningar. Om inga åtgärder vidtas innebär det att energiomställningen behöver bromsa in. Vi behöver ta ansvar för att möjliggöra elektrifieringen och fortsätta ansluta nya kunder till elnätet. När nätförstärkningar krävs i samband med en enskild kundanslutning innebär det inte nödvändigtvis att det föreligger en kapacitetsbegränsning i nätet, utan detta är en del av den normala anslutningsprocessen.

Nedan redovisar vi hur kapacitetsläget ser ut i respektive län givet att vi inte tillämpar några åtgärder i vårt elnät.

Blekinge län

I Blekinge län har vi kända kapacitetsbegränsningar som vi arbetar med att bygga bort. Om den förväntade produktionen ansluts utan åtgärder uppstår kapacitetsbegränsningar i regionnätets ledningar. För konsumtion uppstår kapacitetsbegränsningar i de stamnätstationer som vi äger och ansluter till Svenska kraftnät.



Gävleborgs län

I Gävleborgs län har inga kapacitetsbegränsningar identifierats i E.ONs elnät på sikt. Det finns dock tillfälliga begränsningar i regionnätet som beror på arbete i överliggande nät, och påverkar flödet i vårt nät.



Hallands län

Kapacitetssituationen i E.ONs regionnät i Halland präglas av ett stort intresse för att ansluta storskalig förnybar elproduktion och storskaliga batterier. Det befintliga elnätet är på väg att uppnå sin tekniska livslängd, och flera gamla ledningar väntas utgöra flaskhalsar och hindra anslutning av nya kunder för både produktion och konsumtion. Vidare gränsar vårt regionnät i området till Ellevios elnät i mellersta Halland. Även denna gränspunkt kan begränsa ytterligare anslutning av storskalig produktion i södra Halland. Vi har också utmaningar i Hallands län kopplade till regionnätsledningar mellan Halland och Skåne. Dessa utgör begränsningar både för förväntad produktion och konsumtion.



Jämtlands län

Vi har i dag en god förmåga att möta det förväntade behovet av ökad produktion och konsumtion i de delar av Jämtalnds län som E.ON har elnät. Vi väntar oss en liten tillväxt av småskalig produktion och konsumtion i lokalnäten som inte påverkar det överliggande regionnätet. Det kan dock uppstå utmaningar vid anslutning till regionnätet, beroende på var tillväxten sker. Stora delar av E.ONs elnät i länet är byggt och dimensionerat för att hantera den installerade vattenkraftsproduktionen och behöver i viss mån förnyas för att bibehålla kapaciteten när den tekniska livslängden snart löper ut.



Jönköpings län

Om inga åtgärder vidtas i Jönköpings län kommer det att uppstå kapacitetsbegränsningar vid anslutning av både ny produktion och ny konsumtion. I de östra delarna av Jönköpings län är våra möjligheter mycket begränsade att ansluta både konsumtion och produktion till följd av flaskhalsar i såväl stationer som ledningar i regionnätet. I de västra delarna av länet väntas begränsningar uppstå i regionnätet vid anslutning av konsumtion.



Kalmar län

Det är inte möjligt att möta det förväntade behovet från tillkommande produktion och konsumtion i Kalmar län med befintligt elnät utan planerade åtgärder. Det kommer uppstå kapacitetsbegränsningar i det maskade regionnätet, vilket innebär att det framför allt blir utmanande att ansluta konsumtion i de sydvästra och nordöstra delarna av länet. För tillkommande produktion uppstår kapacitetsbegränsningar i de nordvästra, nordöstra och sydöstra delarna av länet.



Kronobergs län

Kapacitetsläget i Kronobergs län påverkas i hög grad av de starka kopplingarna till angränsande län. I dagsläget finns kapacitetsbegränsningar i regionnätet som gör det svårt att möta prognosen för både produktion och konsumtion utan planerade reinvesteringar. Begränsningarna ligger främst i regionnätet i Hallands län, där flera äldre ledningar skapar flaskhalsar. Det finns även begränsningar inom det egna länet samt i Kalmar och Jönköpings län.



Skåne län

Det finns ett behov av nätförstärkningar och andra åtgärder i flera områden i Skåne län för att kunna möta det växande effektbehovet. I stora delar av södra Skåne uppstår begränsningar i regionnätet vid anslutning av ny konsumtion. Det finns även begränsningar i området kring Hässleholm och Kristianstad samt begränsningar specifikt kopplade till utvecklingen i Malmö. Det pågår stora reinvesteringsprojekt i områdena runt Helsingborg, Malmö, Kristianstad och Hässleholm. Utan dessa insatser bedöms kapacitetsläget bli betydligt mer ansträngt i hela länet på kort sikt.



Stockholms län

De delar av Stockholms län där E.ON har elnät präglas av flera kapacitetsutmaningar. Redan i dag är kapacitetsmarginalerna i flera stationer begränsade, såväl i vårt nät som i det överliggande elnätet. Därför är det inte möjligt att ansluta tillkommande konsumtion enligt prognosen om inte åtgärder vidtas i vårt nät. För småskalig produktion är förutsättningarna att ansluta däremot generellt sett goda, medan större solcellsparker är mer utmanande att ansluta till det befintliga elnätet.



Uppsala län

I de delar av Uppsala län där vi har elnät har effektbehovet för konsumtion ökat snabbt till följd av befolkningstillväxt och nya verksamheter. Detta har lett till att möjligheterna att ansluta ytterligare konsumtion är begränsade i E.ONs elnät om inte de åtgärder vi har planerat vidtas. Däremot ser förutsättningarna att ansluta ytterligare produktion i det befintliga nätet goda ut.



Västerbottens län

E.ON har få anläggningar i Västerbottens län, och här har inga begränsningar identifierats. Därför kan det förväntade behovet av produktion och konsumtion mötas i det befintliga nätet.



Västernorrlands län

I Västernorrlands län pågår utveckling av flera större anslutningsprojekt. För att ansluta stora effekter från enskilda kunder byggs nya ledningar och stationer specifikt för dessa anslutningar. När vi gör denna utbyggnad förstärker vi även nätet för framtida behov. Det uppstår tillfälliga begränsningar under perioden 2027–2030 i vårt regionnät till följd av att Svenska kraftnät bygger om stamnätet för att möjliggöra bättre förutsättningar på lång sikt. I övrigt finns det goda förutsättningar att möta prognosen i Västernorrlands län, men beroende på var i lokalnätet tillväxt sker kan det uppstå anslutningsutmaningar i vårt regionnät.



Västra Götalands län

I Västra Götalands län äger E.ON endast ett fåtal anläggningar. Om inga åtgärder vidtas kommer kapacitetsbegränsningar att uppstå i regionnätet vid anslutning av produktion, medan det är möjligt att ansluta tillkommande konsumtion enligt prognosen.



Örebro län

Örebro stad och kringliggande kommuner växer, och för att möta det växande effektbehovet behöver regionnätet förstärkas. Utan sådana åtgärder väntas kapacitetsbegränsningar uppstå, främst för konsumtion.



Östergötlands län

Till följd av en växande stadskärna i Norrköping kommer kapacitetsbegränsningar att uppstå i E.ONs regionnät vid anslutning av tillkommande konsumtion om inte åtgärder vidtas.



Kapacitetsläget i lokalnät generellt

Generellt behöver E.ON genomföra förstärkningar av lokalnät. I takt med att fler skaffar solceller och elbilar går vi från att leverera el i en riktning till dubbelriktade leveranser och förändrade användningsmönster. Detta ställer allt högre krav på vårt elnät, och områden som tidigare klarat leveransen blir nu föremål för förstärkningar. I samband med att vi byter ut och förstärker anläggningsdelar väljer vi ofta att gräva ner kablar i marken för att minska väderpåverkan och öka leveranssäkerheten.

Förfrågningar om storskalig konsumtion och produktion, såsom laddinfrastruktur, industri, större verksamheter och solcellsparker, kräver i princip alltid nybyggnation av lokalnätet samt förstärkningar i både lokalnät och regionnät. Detta innebär att anslutning ofta måste vänta tills elnätet har förstärkts.

Den största utmaningen för nya anslutningar i lokalnät gäller anslutningar i områden långt från fördelningsstationer med anslutning till regionnät. Detta gäller oavsett om det rör sig om produktion eller konsumtion. Exempelvis är kusten och skärgården i östra Skåne, Blekinge, Stockholm och Västernorrland särskilt utmanande, vilket kan leda till att det tar tid att ansluta och ibland även till större kostnader för enskilda aktörer. Enligt vår prognos kommer efterfrågan på effekt att fortsätta öka, vilket gör att vi även fortsättningsvis kommer att förstärka ledningsnät och fördelningsstationer.

Nuvarande användning av flexibilitetstjänster och andra resurser

På E.ON arbetar vi för att vårt elnät ska kunna användas mer effektivt. Det gör det möjligt för fler kunder att ansluta till det befintliga nätet samtidigt som samhällskostnaden för elektrifieringen hålls nere.

Flexibilitetslösningar i samarbete med våra kunder är ett viktigt verktyg för att öka nätutnyttjandet. Vi arbetar med lösningar där våra elnätskunder kan anpassa sin elkonsumtion eller elproduktion, antingen mot ersättning på en flexibilitetsmarknad eller via avtal. Arbetet med flexibilitet ingår i ett bredare program där vi bygger en verktygslåda för att hantera varje situation så effektivt som möjligt.

En förutsättning för detta arbete är att vi ökar observerbarheten och styrbarheten i elnätet, något som vi på E.ON satsar stort på. Med ny teknik och mer data kan vi övervaka nätet med större precision och göra mer träffsäkra riskbedömningar. Detta bidrar till ett ökat nätutnyttjande, där marginaler kan minskas till förmån för en mer aktiv riskhantering med operativa och planeringsmässiga verktyg som hanterar risker.

I nuläget består verktygslådan främst av:
1. Nättekniska kapacitetshöjande åtgärder
2. Flexibilitetsmarknader
3. Flexibla avtalsformer

I varje enskilt fall bedömer vi vilken lösning eller kombination av lösningar som bäst kan bidra till ökad kapacitet och möjliggöra fortsatt anslutning av nya kunder. Vi gör bedömningen utifrån teknisk lämplighet, kundens behov och ekonomisk rimlighet. Med dessa åtgärder kan vi fortsätta ansluta kunder i väntan på en nätförstärkning. Vi kan även i vissa fall skjuta fram nätförstärkningar eller ompröva behovet av en förstärkning. På detta sätt säkerställer vi att elnätet utvecklas i takt med samhällets behov. Vi beskriver nätförstärkningar och hur vi identifierar att en investering behövs i avsnitt 2.4 och 2.5.

Nättekniska lösningar

På E.ON arbetar vi intensivt med att implementera och undersöka nya tekniska lösningar för att öka nyttjandet av vårt befintliga nät. Vi arbetar med flera olika verktyg som kan öka den tillgängliga kapaciteten lokalt utan att påverka kunden. Dessa verktyg går i allmänhet snabbare att implementera än traditionell nätförstärkning och kan genomföras till en lägre kostnad. De är dock inte alltid tekniskt lämpliga och kan inte alltid tillämpas som permanenta lösningar. Nedan beskriver vi ett urval av de viktigaste verktygen.

Uppmallning av ledning: Fysisk höjning av befintliga luftledningar, exempelvis genom ändrad infästning av isolatorer, för att öka ledningens överföringsförmåga genom att minska nedhängningen vid hög belastning. Kapaciteten som tillgängliggörs vid en uppmallning beror på lokala förutsättningar och varierar från fall till fall.

Omledning av effektflöden: Genom att göra omkopplingar i elnätet påverkar vi flöden i elnätet och kan därmed frigöra nätkapacitet, till exempel för att minska stamnätsflöden via regionnätet vid hög belastning. Omkopplingar kan göras tillfälligt eller permanent beroende på vilken utmaning som ska hanteras. Eftersom omkopplingar kan medföra andra risker i elnätet behöver varje sådan åtgärd analyseras noga och användas endast när det är nödvändigt.

Det finns även andra tekniska lösningar i verktygslådan som kan möjliggöra för oss att styra flödet i ledningar momentant och på så vis uppnå motsvarande resultat som vid en omkoppling men utan att potentiellt introducera nya risker.

Dynamisk ledningskapacitet: Ett annat verktyg för ökat nätutnyttjande är dynamisk beräkning av en lednings faktiska aktuella kapacitet. E.ON har sedan föregående nätutvecklingsplan implementerat dynamisk beräkning för att simulera temperaturen i ledningar i regionnätet. Genom att ta hänsyn till aktuella väderförhållanden kan driftcentralen med större precision avgöra när det är nödvändigt att styra kunder, till exempel kunder med villkorade avtal. Detta möjliggör ett högre nätnyttjande. Vi testar även ny teknik för att ytterligare öka precisionen genom ökad observerbarhet i nätet. Bland annat använder vi realtidsmätning av ledningstemperatur på Öland där kapacitetsbegränsningar kan uppstå vid hög produktion sommartid.

Övriga nättekniska åtgärder: Det finns även andra nättekniska åtgärder för att hantera kapacitetsbegränsningar, exempelvis tillfälliga förändringar av anläggningsdelar. Dessutom kan mobila reservdelar i vissa lägen sättas in i väntan på permanenta åtgärder. Vi undersöker även nya tekniker för att styra flödet i nätet.

Flexibilitetsmarknader

En flexibilitetsmarknad är en marknadsbaserad lösning för kapacitetsutmaningar i elnätet. Marknaden innebär att vi betalar ersättning till flexibilitetsleverantörer som erbjuder flexibilitet som en tjänst till E.ON. I detta sammanhang innebär

flexibilitet att flexibilitetsleverantörer åtar sig att förändra sin planerade produktion eller konsumtion av el. Vi använder flexibilitetsmarknader främst för att hantera risken för överbelastning vid hög konsumtion, men utvecklar även ett marknadskoncept för hantering av risker som uppstår vid hög produktion i relation till konsumtion lokalt.

Under de senaste åren har vi drivit flexibilitetsmarknader under vintersäsongen på flera platser. Behovet av tillgänglig effekt växer i takt med att samhällets behov ökar, medan behovet av att aktivera energi på marknaderna kan variera kraftigt från år till år beroende på väderförhållanden. Under vintersäsongen är det främst utomhustemperaturen som avgör hur mycket flexibilitet som behöver aktiveras, till följd av hög konsumtion vid kalla temperaturer vilket leder till risk för överbelastning. I tabell 7 visar vi vilka volymer som handlats på våra flexibilitetsmarknader under de senaste tre vintersäsongerna.

Som marknadsplats använder E.ON den egenutvecklade plattformen SWITCH. Detta verktyg är ett stöd för vår egen och flexibilitetsleverantörernas planering, handel och uppföljning. SWITCH används både vid avisering av tillgänglighetsbehov och vid avrop och aktivering av flexibilitet. Utgångspunkten för avisering och avrop är en korttidsprognos som visar när behov av flexibilitet väntas uppstå.

I nuläget handlar vi flexibilitet med fyra olika produkter på våra flexibilitetsmarknader: två kapacitetsprodukter samt två energiaktiveringsprodukter. Kapacitetsprodukterna innebär ett åtagande om att hålla kapacitet tillgänglig för energiaktivering vissa timmar under vissa dagar. En sammanställning av produkterna finns i tabell 8. För samtliga produkter måste medverkande flexibilitetsleverantörer och deras flexibilitetsresurser ha godkänts i en förkvalificeringsprocess innan de kan börja delta på marknaden.

Tabell 7. Avropad volym för uppreglering på E.ONs flexibilitetsmarknader under de tre senaste vintersäsongerna

Säsong	Avropad volym för uppreglering [MWh]	Antal marknader [stycken]
2023/2024	140	4
2024/2025	466	9
2025/2026	1 400	11



Tabell 8. Sammanställning av de fyra flexibilitetsprodukterna som E.ON använder

	Säsongs-tillgänglighet	Tillgänglighets-ordrar	Direktordrar (DayAhead)	Direktordrar (IntraDay)
Uthållighetskrav	1 timme	1 timme	1 timme	1 timme
Minimieffekt	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW
Aktiveringsersättning	Budprissättning	Budprissättning	Budprissättning	Budprissättning
Tillgänglighetsersättning	Ja	Ja	Nej	Nej
Behov annonseras på marknaden	Inför marknads-periodens start	D-7 till D-2 10.30	D-2 18.30 till D-1 09.00	D-1 15.00 till H-4
Period då anbud kan lämnas	Inför marknads-periodens start	När behov lagts ut till D-2 10.00	När behov lagts ut till D-1 09.30	När behov lagts ut till H-2
Tid för tilldelning	D-1 09.30 till H-2	D-2 10.00 till 10.30	D-1 09.00 till 09.30	H-3 till H-2
Tid för aktivering	D-1 09.30 till H-2	D-1 09.30 till 10.30	D-1 09.30 till 10.30	H-3 till H-2

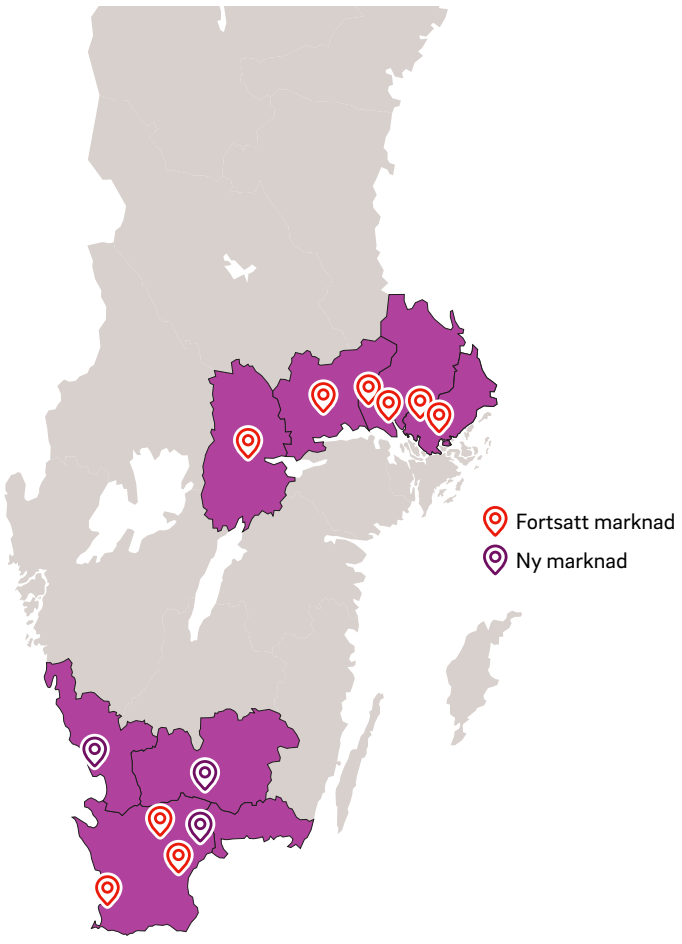
I tabellen avser D leveransdygn och H leveranstimme. Exempelvis betyder D-1 dagen före leveransdygnet och H-2 betyder två timmar före leveranstimmen.

Under vintersäsongen 2025/2026 har vi bedrivit flexibilitetsmarknader på elva platser, se figur 22. På lokalnätsmarknader är det endast aktörer i det berörda lokalnätet som kan leverera flexibilitet, i kontrast till regionnätsmarknader där aktörer i ett större område från flera olika lokalnät har möjlighet att delta. Marknaderna har varit öppna från november till mars, eftersom flexibilitets-behov i regel uppstår under denna period.

De flexibilitetsresurser som varit aktiva på marknaderna under vintersäsongen 2025/2026 har främst varit värmepumpar, både större anläggningar var för sig och mindre anläggningar via aggregatorer, samt reservgeneratorer och batterier.

E.ON har även under somrarna 2025 och 2026 bedrivit en pilotmarknad i Halland. Här har syftet varit att hantera risken för överbelastning till följd av hög produktion, och det är främst elproducenter och batterilager som har bidragit som leverantörer.

I tabell 9 summeras aktiviteten på marknaderna som drivits under vintersäsongen 2025/2026 samt på sommarmarknaden i Halland under 2025. På vissa marknader har vi inte gjort några avrop för aktiverad energi under säsongen. Detta beror på att behovet i vissa fall varit lägre än vad som initialt förväntades till följd av väderförhål-landen och det faktiska flödet i nätet. Det har även funnits fall där utbudet av flexibla resurser har varit begränsat, vilket har påverkat förutsätt-ningarna för marknadsbaserad anskaffning av flexibilitetstjänster.



Figur 22. E.ONs flexibilitetsmarknader säsongen 2026/2027.

Tabell 9. Aktivitet på flexibilitetsmarknader under vintersäsongen 2025/2026 samt på sommarmarknaden i Halland under 2025

Län	Marknad	Avropad volym [MWh]	Avropad flexibilitet [timmar]	Avropad flexibilitet snitteffekt [MWh]	Avropad flexibilitet maxeffekt [MWh]
Blekinge/Skåne län	Bromölla-Sölvesborg	0	0	0	0
Hallands län	Halland (nedreglering)	540	120	4,60	9,50
Kronobergs/Skåne län	Älmhult-Osby	3,4	69	0,05	0,05
Skåne län	Södra Skåne	408	99	4,10	13,00
	Nordöstra Skåne	331	69	4,80	9,40
	Hässleholm	196	250	0,80	1,20
Stockholms län	Kallhäll	0	0	0	0
	Kungsängen	1,2	23	0,05	0,05
	Vaxholm	0	0	0	0
Uppsala län	Enköping	0	0	0	0
	Bålsta	458	380	1,20	2,00
Örebro län	Norra Örebro	2,2	13	0,17	0,17
Totalt		**1 938**	**1 014**	**16**	**35**

För information om E.ONs aktuella flexibilitetsmarknader och produkter, se Flexibilitet i elnätet[2] på eon.se. Där finns även information om hur det går till att bli flexibilitetsleverantör.

För ytterligare detaljer om historiska marknadsdata för volymer och priser, se webbplatsen SWITCH[3].

Flexibla avtalsformer

På E.ON utvecklar vi nya flexibilitetslösningar för att möta våra kunders behov på ett kostnadseffektivt sätt. I dag arbetar vi aktivt med villkorade avtal för att möjliggöra kundanslutningar i områden med begränsningar, och vi undersöker även nya former av flexibla anslutningsavtal.

I områden med kapacitetsbrist där marknadsbaserade lösningar inte räcker, kan vi ändå ofta möjliggöra anslutning genom villkorade avtal. Avtalet innebär att kunden vid behov tillfälligt begränsar sin inmatning eller sitt uttag. Begränsningar sker endast när det krävs för att undvika överbelastning och efter att marknadsresurserna är uttömda. Kunden kan då anslutas snabbare samtidigt som vi utreder behovet av en långsiktig lösning, exempelvis nätförstärkning.

Flexibla avtal kan, till skillnad från villkorade avtal, fungera som en permanent lösning. Detta är särskilt lämpligt för större batterilager, vars huvudsakliga funktion är att stötta elsystemet. Vi har en pågående dialog med Ei kring utformningen av flexibla avtal.

Genom nya tekniska lösningar som ger bättre observerbarhet och signalutbyte har vi i dag bättre förmåga till automatisk begränsning av kunder med flexibla avtalsformer. Vi aktiverar flexibiliteten utifrån föridentifierade kriterier för att hantera till exempel fel som inträffar eller en ovanlig situation där en överbelastning uppstår. Detta innebär att vi i större utsträckning kan erbjuda olika typer av kunder möjlighet att ansluta med flexibla avtalsformer.

[2] eon.se/flexibilitet
[3] info.switchmarket.se/#market-data

Batterier i elnätet – nya flexibla möjligheter

Batterier är en relativt ny typ av resurs med stor potential att göra nytta för vårt energisystem och stötta energiomställningen. För elnätet kan batterier utgöra en viktig resurs för att hantera risken för överbelastning, exempelvis genom deltagande på våra flexibilitetsmarknader. De kan även göra nytta för systemet i sin helhet genom att delta på Svenska kraftnäts balansmarknader eller genom att jämna ut energitillförseln från förnybara energikällor.

Men batteriernas förmåga att snabbt aktivera stora effekter kan även vara en utmaning för elnätet vid lokala begränsningar. Genom att utforma anslutnings- och elnätsavtal på rätt sätt, exempelvis i form av flexibla avtal kan vi påverka stora batteriers användning av elnätet när det är som hårdast belastat. Detta innebär att batterier får bättre möjligheter att ansluta snabbare och till en lägre kostnad, samtidigt som det säkerställs att de bidrar till elsystemet på bästa sätt.



2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar

I det här avsnittet redogör vi för E.ONs mest betydande planerade investeringar samt det förväntade behovet av flexibilitet och andra lösningar.

2.4.1 Planerade investeringar

Våra investeringar är möjliggörare för energiomställningen och Sveriges långsiktiga tillväxt, samtidigt som vi bygger ett robust och resilient elsystem. Vi utvärderar behoven i elnätet kontinuerligt. Ett intensivt arbete pågår med att förstärka elnätet för att möta de växande effektbehoven och samtidigt förnya anläggningar som nått sin tekniska livslängd.

Sedan vår föregående nätutvecklingsplan som vi tog fram 2024, har vi driftsatt över 50 betydande kapacitetshöjande projekt i vårt regionnät. Vi redovisar ytterligare 216 planerade projekt i olika stadier samt 73 projekt som är under övervägande.

E.ON investerar totalt 27 miljarder kronor under perioden 2024–2027. Sedan 2024 har vi realiserat stora investeringar för att möjliggöra energiomställningen och bygga bort flaskhalsar i elsystemet. Inför kommande reglerperioder, 2028–2031 och 2032–2035, blir den nya utformningen av intäktsregleringen avgörande. Den påverkar våra förutsättningar att realisera planerade investeringar, inklusive dem i denna nätutvecklingsplan.

Under 2021–2026, en period präglad av hög inflation, har kostnadsutvecklingen för elnätsprojekt varit stor, särskilt under 2022 och 2023. Branschens kostnadskatalog visar att kostnaderna har ökat med 50 till 75 procent, beroende på typ av projekt. Detta kan jämföras med inflationen där KPI har ökat med cirka 20 procent under motsvarande period. De stora kostnadsökningarna för elnätsprojekt beror främst på höjda materialkostnader, särskilt för transformatorer. Dessutom råder det hög efterfrågan nationellt på entreprenörer som kan utföra projekt i regionnät och stamnät. Det leder ibland till bristande konkurrens på entreprenörsmarknaden, vilket i sin tur kan driva upp priserna för enskilda projekt.

Urval av planerade projekt som E.ON presenterar

I nätutvecklingsplanen presenterar vi kapacitetshöjande investeringsprojekt som är planerade eller under övervägande. Projekten innebär betydande åtgärder i E.ONs regionnät. Den kapacitetsbedömning som vi redovisar i avsnitt 2.6 bygger på att prognosen och de redovisade investeringarna realiseras. De projekt som är under övervägande kan prioriteras för genomförande förutsatt att prognosen faller ut så som väntat, eller justeras vid förändrade prognoser.

Utöver de regionnätsprojekt som vi redovisar genomför vi även ett stort antal projekt i lokalnätet för att hantera de ökande effektbehoven och möjliggöra kundanslutningar för både konsumtion och produktion. De redovisade investeringsprojekten i regionnätet möjliggör i flera fall utbyggnad av lokalnätet. Vi gör även omfattande investeringar i anläggningsdelar i både region- och lokalnät för att hantera risker för miljö, leveranssäkerhet och personsäkerhet.

Vi samordnar vanligen investeringsåtgärder så att hela anläggningen (fördelningsstationen eller ledningen) åtgärdas inom ramen för ett och samma projekt. Detta gör vi för att eftersträva en homogen åldersstruktur i anläggningens delar och för att kunna paketera attraktiva projekt för entreprenadmarknaden, vilket håller nere kost-

Så höjer vi kapaciteten i elnätet genom investeringar

Elnätet är ett nätverk av anläggningsdelar som ledningar och stationer. Dess kapacitet bestäms av samspelet mellan dessa delar och hur elen flödar i nätet vid olika driftfall. Detta innebär att vi ofta behöver förstärka flera delar av nätet för att uppnå en större kapacitetsökning. Att enbart förstärka en station eller en ledning ger inte alltid ökad kapacitet – det är kombinationen av åtgärder som ger betydande kapacitetsökningar.

Utbyggnad i en del av nätet kan också innebära att det blir högre belastning i en annan del av nätet, när flödena ändras. Detta kan i vissa fall innebära mer begränsad kapacitet lokalt. Därför är det svårt att kvantifiera exakt hur mycket en eller flera kapacitetshöjande projekt påverkar elnätets kapacitet.

Vår förmåga att styra flöden i nätet är också ett viktigt verktyg för att kunna använda nätet så effektivt sätt som möjligt, och därmed frigöra mer kapacitet. Genom att investera i den utrustning och de förmågor som krävs för att styra flöden i nätet kan vi höja kapaciteten.

naderna. Tidsspannet för nybyggnation av en regionnätsstation är 3–5 år, och nybyggnation av en regionnätsledning tar 5–10 år med dagens förutsättningar.

Ett kunddrivet projekt som enbart kommer en enskild kund till del redovisar vi inte. Om projektet innebär en kapacitetshöjning i elnätet inkluderar vi det i listan och projektet har då ett eget projekt-ID för reinvesteringsdelen. Kunddrivna projekt koordinerar vi med våra investeringsprojekt för en smart och kostnadseffektiv utbyggnad av elnätet.

För att kunna möta det förväntade behovet av överföringseffekt behöver E.ON bygga om och modernisera elnätet. Vi behöver bygga nya ledningar och fördelningsstationer och bygga om flera befintliga ledningar och stationer för att bibehålla eller förbättra överföringskapaciteten.

Projekten redovisas per län i tabeller med följande information:

Projektbeskrivning: "Station" avser fördelningsstation med anslutning till regionnätet (30–130 kV) eller fördelningsstation med omvandling från 20 till 10 kV. "Ledning" avser ledning i regionnätet (30–130 kV). Reinvestering innebär åtgärder i en befintlig anläggning och nyinvestering innebär investering i en ny anläggning.

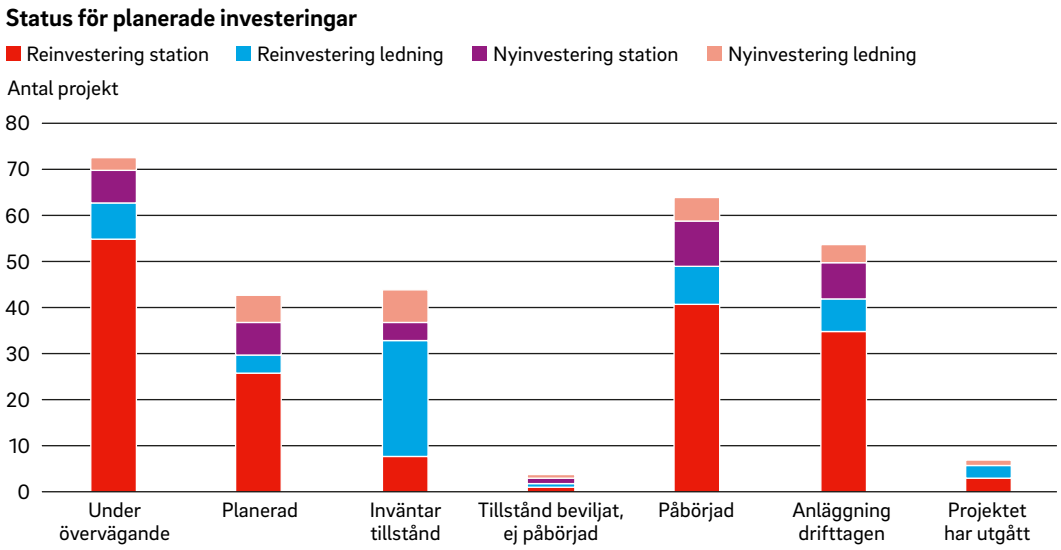
Kommun: Projektet presenteras i den kommun där fördelningsstationen är placerad samt där den största delen av ledningssträckan ligger. Investeringsprojekt som innebär ny- eller reinvestering av regionledningar sträcker sig ofta över kommungränser. Investeringar i en kommun eller i ett län kan medföra förbättrade förutsättningar i angränsande kommuner och län.

Projektstatus: Projektets status anger vilket steg projektet befinner sig i, från "Under övervägande" till "Anläggning driftsatt". Vi anger även projekt som redovisades i E.ONs föregående nätutvecklingsplan men som av olika skäl utgått.

Planerad driftsättning: Projektets planerade driftsättning anges som ett spann enligt den senaste uppskattningen. Större osäkerhet råder för projekt som är under övervägande.

Uppföljning från föregående nätutvecklingsplan

Sedan publiceringen av E.ONs nätutvecklingsplan 2024 har 52 av de redovisade projekten färdigställts och tagits i drift. Det finns fortsatt ett stort antal projekt som är påbörjade och många projekt har gått från status under övervägande till status planerade. Vi redovisar 28 nytillkomna projekt. Förändringar i projekt markeras med en asterisk (*) i den kolumn där förändringar har skett. Nytillkomna projekt har en asterisk vid projekt-ID. Flera projekt som hade status "Under övervägande" i föregående nätutvecklingsplan redovisar en senarelagd planerad driftsättning. Datumen för projekt under övervägande bygger på uppskattningar. I figur 23 visas en sammanställning av investeringarna som presenteras per län nedan.



Figur 23. Kapacitetshöjande investeringar i regionnätet.

På Projektkollen[4] på eon.se finns information om pågående lokalnätsprojekt på kommunnivå. Det går även att följa vissa regionnätsprojekt utifrån projekt-ID när de får statusen Påbörjad. Där redovisas även andra pågående projekt som inte ingår i denna nätutvecklingsplan, exempelvis lokalnätsprojekt, mindre regionnätsprojekt och projekt som inte innebär en ökning av elnätskapaciteten.

Blekinge län

Arbetet med att förstärka ledningar och stationer i Blekinge för att hantera kända kapacitetsbegränsningar pågår. Vi har driftsatt ett par kapacitetshöjande projekt sedan föregående nätutvecklingsplan och fler är på gång. Förstärkningarna i Skåne bidrar också till att förbättra kapacitetsläget i Blekinge, eftersom länen är starkt sammankopplade.



Tabell 10. Investeringar i Blekinge län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
308594	Reinvestering station	Karlskrona	Anläggning drifttagen*	2025–2026
326727	Reinvestering ledning	Ronneby	Anläggning drifttagen*	2025–2026
337792	Reinvestering station	Olofström	Påbörjad*	2027–2028
334377	Reinvestering ledning	Olofström	Tillstånd beviljat, ej påbörjad*	2028–2029*
339701	Reinvestering ledning	Ronneby	Inväntar tillstånd*	2028–2029*
314677	Reinvestering station	Karlskrona	Under övervägande	2033–2034*

Gävleborgs län

I Gävleborgs län genomför vi en totalombyggnad av en regionnätstation för att säkerställa en långsiktigt säker och robust elförsörjning i området.



Tabell 11. Investeringar i Gävleborgs län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
321153	Nyinvestering station	Nordanstig	Anläggning drifttagen*	2025–2026*
335998	Reinvestering station	Nordanstig	Under övervägande	2031–2032*

[4] eon.se/projektkollen

Hallands län



I Hallands län pågår arbete med att förstärka stationer och ledningar för att åtgärda kända kapacitetsbegränsningar. Sedan föregående nätutvecklingsplan har vi genomfört kapacitetshöjande reinvesteringar i tre stationer, och fler projekt förbereds.

Åtgärder i 130 kV-nätet i södra Halland

Ett antal ledningsprojekt som är tätt sammankopplade kommer, när de är färdigställda, att ge en betydande förstärkning av 130 kV-nätet söder om Halmstad. Ett projekt har utgått under perioden då projektens omfattning har omdisponerats.

Tabell 12. Investeringar i 130 kV-nätet i södra Halland

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
338574	Reinvestering ledning	Halmstad	Inväntar tillstånd*	2031–2032*
338573	Reinvestering ledning	Halmstad	Under övervägande	2031–2032*
338600	Reinvestering ledning	Halmstad	Under övervägande	2032–2033*
338572	Reinvestering ledning	Halmstad	Projektet har utgått*	-

Ytterligare investeringar i Hallands län

Ytterligare projekt finns med i planen eller är under övervägande för att förstärka Hallands län. Utöver dessa projekt förstärker vi nätet mellan Halland och Skåne som också bidrar till förbättrad överföringskapacitet till och från länet. Ett projekt har utgått som hade kopplingar till en kundanslutning som inte realiserades.

Tabell 13. Ytterligare investeringar i Hallands län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
321723	Reinvestering station	Falkenberg	Anläggning drifttagen*	2024–2025
307868	Reinvestering station	Halmstad	Anläggning drifttagen*	2025–2026
335522	Reinvestering station	Halmstad	Anläggning drifttagen*	2025–2026
334811	Reinvestering station	Laholm	Påbörjad*	2026–2027
320850	Reinvestering station	Falkenberg	Planerad	2029–2030*
335975	Reinvestering station	Hylte	Under övervägande	2030–2031
336033	Reinvestering station	Hylte	Under övervägande	2030–2031
341702*	Reinvestering ledning	Halmstad	Under övervägande	2035–2036
336063	Reinvestering station	Falkenberg	Under övervägande*	2032–2033*
337165	Reinvestering ledning	Halmstad	Projektet har utgått*	–

Jämtlands län



I Jämtlands län planerar vi reinvesteringar i både stationer och ledningar i regionnätet för att bibehålla och ytterligare förstärka kapaciteten när delar av nätet behöver förnyas.

Edenforsen–Hoting
Samtidigt som vi förnyar ledningen mellan Edenforsen och Hoting, som närmar sig slutet av sin tekniska livslängd, ser vi över och anpassar systemstrukturen i området för ett mer robust och tillgängligt nät.

Tabell 14. Investeringar i ledningen Edenforsen–Hoting i Jämtlands län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
307924	Reinvestering ledning	Strömsund	Inväntar tillstånd	2029–2030*
339639	Reinvestering ledning	Strömsund	Inväntar tillstånd	2031–2032*
339640	Reinvestering ledning	Strömsund	Inväntar tillstånd	2030–2031*

Hammarstrandsklustret
Hammarstrandklustret drivs av att två regionledningar i området som saknar förutsättningar för förlängd koncession. Projektklustret omfattar därför flera åtgärder, inklusive nya stationer, ombyggnad av underliggande nät och anpassningar för att säkerställa långsiktig driftsäkerhet, elförsörjning och produktionsanslutning.

Tabell 15. Investeringar i Hammarstrandsklustret i Jämtlands län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
334537*	Nyinvestering ledning	Ragunda	Påbörjad	2027–2028
315896	Reinvestering station	Ragunda	Påbörjad*	2027–2028
323016	Reinvestering ledning	Ragunda	Påbörjad*	2027–2028*
324541	Reinvestering ledning	Ragunda	Påbörjad*	2026–2027
334521	Nyinvestering station	Ragunda	Påbörjad*	2028–2029*
316966	Reinvestering ledning	Bräcke	Tillstånd beviljat, ej påbörjad*	2027–2028

Jämtlands län (fortsättning)

Ytterligare investeringar i Jämtlands län
Regionnätsprojekten i Jämtlands län omfattar reinvestering och ombyggnad av ledningar och stationer, stärkt reservmatning samt anpassningar för vattenkraft, vindkraft och framtida kundanslutningar.

Tabell 16. Ytterligare investeringar i Jämtlands län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
323019	Reinvestering station	Ragunda	Påbörjad*	2027–2028
328750	Reinvestering station	Strömsund	Påbörjad*	2028–2029
318306	Reinvestering station	Strömsund	Inväntar tillstånd	2030–2031*
319031	Reinvestering ledning	Strömsund	Planerad*	2034–2035*
339033	Reinvestering station	Strömsund	Planerad*	2032–2033*
328759	Reinvestering station	Strömsund	Under övervägande	2030–2031*
318335*	Nyinvestering ledning	Strömsund	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2028–2029



Jönköpings län



För att möta det växande effektbehovet i Jönköpings län genomför vi ett större antal kapacitetshöjande investeringar. Regionnätet i Jönköpings län är tätt sammankopplat med regionnäten i Kalmar och Kronobergs län. Förstärkningar i dessa län ökar kapaciteten i Jönköpings län.

Redundans i Malmbäck–Hok
I detta paket förstärker vi redundansen till stationerna Malmbäck och Hok, samtidigt som de förnyas och deras kapacitet ökar.

Tabell 17. Investeringar i paketet runt Malmbäck och Hok i Jönköpings län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
316425	Reinvestering station	Vaggeryd	Planerad	2033–2034*
350359*	Nyinvestering ledning	Nässjö	Planerad	2034–2035
318563	Nyinvestering station	Nässjö	Planerad*	2032–2033*
327588	Reinvestering ledning	Nässjö	Planerad*	2032–2033*

Ytterligare investeringar i Jönköpings län
I Jönköpings län arbetar vi med flera regionnätsprojekt för att förnya ledningar och stationer som börjar bli gamla. Vi förstärker elnätet för att möta ökande effektbehov i samhället och industrin. Arbetet ökar driftsäkerheten, förbättrar reservmatningen och skapar utrymme för både nya kunder och ny elproduktion.

Tabell 18. Ytterligare investeringar i Jönköpings län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
318586	Reinvestering station	Nässjö	Anläggning drifttagen*	2024–2025
326350	Reinvestering station	Vetlanda	Anläggning drifttagen*	2025–2026
333711	Reinvestering station	Gislaved	Anläggning drifttagen*	2024–2025
335192	Nyinvestering station	Värnamo	Påbörjad	2026–2027
338378*	Nyinvestering ledning	Värnamo	Påbörjad	2026–2027
318561	Reinvestering station	Eksjö*	Påbörjad	2026–2027*
316407	Reinvestering station	Vetlanda	Påbörjad*	2027–2028
318203	Reinvestering station	Nässjö	Påbörjad*	2027–2028
321330	Reinvestering station	Gnosjö	Påbörjad*	2026–2027*
321724	Nyinvestering station	Gnosjö	Påbörjad*	2026–2027
325968	Reinvestering station	Jönköping	Påbörjad*	2027–2028*
316428	Reinvestering station	Nässjö	Tillstånd beviljat, ej påbörjad*	2028–2029
340743*	Reinvestering ledning	Nässjö	Inväntar tillstånd	2026–2027
338819	Reinvestering ledning	Nässjö	Inväntar tillstånd*	2031–2032*
315077	Reinvestering station	Gislaved	Under övervägande	2031–2032*

Jönköpings län (fortsättning)

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
316411	Reinvestering station	Vetlanda	Under övervägande	2034–2035*
318914	Reinvestering station	Värnamo	Under övervägande	2032–2033*
325964	Reinvestering station	Sävsjö	Under övervägande	2034–2035*
325972	Reinvestering station	Vetlanda	Under övervägande	2031–2032*
335194	Reinvestering station	Gnosjö	Under övervägande	2032–2033*
335968	Reinvestering station	Jönköping	Under övervägande	2032–2033*
335996	Reinvestering station	Sävsjö	Under övervägande	2031–2032*
338621	Reinvestering station	Värnamo	Under övervägande	2030–2031
338849	Reinvestering station	Aneby	Under övervägande	2031–2032*
339032	Reinvestering station	Vetlanda	Under övervägande	2032–2033*
341696*	Reinvestering ledning	Gislaved	Under övervägande	2033–2034
341818*	Reinvestering station	Gislaved	Under övervägande	2033–2034
341819*	Nyinvestering ledning	Gnosjö	Under övervägande	2036–2037
341820*	Nyinvestering station	Gnosjö	Under övervägande	2036–2037
318228	Reinvestering station	Tranås	Under övervägande*	2031–2032*
319786	Reinvestering station	Vetlanda	Under övervägande*	2030–2031*
319847	Reinvestering station	Vetlanda	Under övervägande*	2027–2028
335779	Reinvestering ledning	Nässjö	Under övervägande*	2034–2035*
338467	Reinvestering station	Vetlanda	Projektet har utgått*	–

Kalmar län



E.ON gör stora investeringar i Kalmar län för att möta det ökande effektbehovet. Under perioden har vi driftsatt fyra ledningsprojekt och sju stationsprojekt. Fler projekt för att ytterligare förstärka elnätet i länet är planerade. Arbetet med att förstärka kapaciteten i länet pågår kontinuerligt. Den täta kopplingen mellan regionnäten i Kalmar och Jönköpings län gör att kapacitetsförstärkningar behöver genomföras även utanför Kalmar län. På samma sätt ger åtgärder i Kalmar län positiva kapacitetseffekter i angränsande län som Blekinge och Kronoberg.

Tabell 19. Investeringar i Kalmar län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
305188	Reinvestering station	Vimmerby	Anläggning drifttagen*	2024–2025
316412	Reinvestering station	Vimmerby	Anläggning drifttagen*	2025–2026*
316429	Nyinvestering station	Högsby	Anläggning drifttagen*	2025–2026
316798	Nyinvestering ledning	Borgholm	Anläggning drifttagen*	2024–2025
324835	Nyinvestering ledning	Högsby	Anläggning drifttagen*	2024–2025
325975	Reinvestering station	Hultsfred	Anläggning drifttagen*	2026–2027
326105	Reinvestering ledning	Högsby	Anläggning drifttagen*	2025–2026
329588	Reinvestering ledning	Högsby	Anläggning drifttagen*	2024–2025
332701	Reinvestering station	Hultsfred	Anläggning drifttagen*	2025–2026
334198	Reinvestering station	Oskarshamn	Anläggning drifttagen*	2025–2026
338493	Reinvestering station	Mönsterås	Anläggning drifttagen*	2025–2026
324178	Reinvestering station	Oskarshamn	Påbörjad	2026–2027*
329348	Nyinvestering ledning	Högsby	Påbörjad	2025–2026
314976	Reinvestering station	Mönsterås	Påbörjad*	2026–2027
325729	Nyinvestering station	Oskarshamn	Påbörjad*	2027–2028*
334684	Nyinvestering station	Kalmar	Påbörjad*	2028–2029*
316413	Reinvestering station	Vimmerby	Tillstånd beviljat, ej påbörjad*	2028–2029*
329589	Reinvestering ledning	Hultsfred	Inväntar tillstånd	2029–2030*
333637	Reinvestering ledning	Nybro	Inväntar tillstånd	2028–2029*
334516	Reinvestering ledning	Vimmerby	Inväntar tillstånd	2028–2029*
334517	Nyinvestering ledning	Vimmerby	Inväntar tillstånd	2026–2027
307969	Reinvestering station	Kalmar*	Inväntar tillstånd*	2030–2031*
341390	Reinvestering ledning	Kalmar	Inväntar tillstånd*	2028–2029*
327732	Reinvestering station	Mörbylånga	Planerad	2033–2034*
341299	Reinvestering station	Mönsterås	Planerad	2030–2031*
342318*	Nyinvestering ledning	Kalmar	Planerad	2031–2032

Kalmar län (fortsättning)

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
339335	Nyinvestering station	Kalmar	Planerad*	2032–2033*
308002	Reinvestering station	Högsby	Under övervägande	2031–2032*
320285	Reinvestering station	Hultsfred	Under övervägande	2031–2032*
325976	Reinvestering station	Hultsfred	Under övervägande	2031–2032*
338225	Nyinvestering station	Mörbylånga	Under övervägande	2031–2032*
340732	Reinvestering station	Oskarshamn	Under övervägande	2034–2035*
341695*	Reinvestering ledning	Nybro	Under övervägande	2033–2034
342040*	Reinvestering station	Nybro	Under övervägande	2034–2035
342368*	Reinvestering station	Kalmar	Under övervägande	2035–2036
316419	Reinvestering station	Hultsfred	Under övervägande*	2031–2032*



Kronobergs län



Det ökande effektbehovet i Kronobergs län möts genom omfattande kapacitetshöjande åtgärder i det befintliga nätet, samtidigt som vi planerar för utbyggnad med nya stationer och ledningar. Eftersom regionnätet i Kronobergs län är tätt sammankopplat med regionnäten i Jönköpings och Kalmar län, förutsätter kapacitetsökningar i Kronoberg också förstärkningar i dessa län.

Nylanda – ny station och ledning
För att industriområdet väster om Växjö ska kunna utvecklas behöver vi förstärka elnätet i området. En pågående utredning avgör vilken lösning som är bäst anpassad för området, vilket kan komma att påverka de tre projekten nedan.

Tabell 20. Investeringar vid Nylanda i Kronobergs län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
334685	Nyinvestering station	Växjö	Under övervägande	2032–2033*
338512	Nyinvestering ledning	Växjö	Under övervägande	2033–2034*
339149	Nyinvestering station	Växjö	Under övervägande	2032–2033*

Timsforspaketet
Vi förnyar elnätet kring Markaryd, Knäred och Traryd för att ersätta åldrande stationer och ledningar samt möta ett kraftigt växande elbehov till följd av samhällsutveckling och ökad elektrifiering. Åtgärderna stärker kapaciteten, driftsäkerheten och robustheten i elnätet och minskar risken för störningar. Satsningen skapar också bättre förutsättningar för framtida elanvändning och lokal elproduktion i området.

Tabell 21. Investeringar i Timsforspaketet utanför Markaryd i Kronobergs län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
340529	Reinvestering ledning	Markaryd	Inväntar tillstånd*	2033–2034*
325893	Reinvestering station	Markaryd	Under övervägande	2034–2035*
340530	Reinvestering station	Markaryd	Under övervägande	2035–2036*

Kronobergs län (fortsättning)

Ytterligare investeringar i Kronobergs län
Under perioden har vi driftsatt tre stationsprojekt. I området kring Markaryd pågår förberedande arbeten med att förstärka och bygga ut 130 kV-nätet.

Tabell 22. Ytterligare investeringar i Kronobergs län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
329841	Reinvestering station	Alvesta	Anläggning drifttagen*	2024–2025
307968	Reinvestering station	Växjö	Anläggning drifttagen*	2024–2025
328550	Nyinvestering station	Uppvidinge	Anläggning drifttagen*	2025–2026*
325870	Reinvestering station	Älmhult	Påbörjad	2026–2027
335030	Reinvestering station	Markaryd	Påbörjad	2026–2027
340378	Reinvestering station	Ljungby	Påbörjad*	2027–2028*
338821	Reinvestering ledning	Alvesta	Inväntar tillstånd*	2033–2034*
320250	Reinvestering station	Uppvidinge	Under övervägande	2031–2032*
320972	Reinvestering station	Tingsryd	Under övervägande	2035–2036*
325894	Reinvestering station	Lessebo	Under övervägande	2031–2032*
335972	Reinvestering station	Ljungby	Under övervägande	2034–2035*
341698*	Reinvestering ledning	Älmhult	Under övervägande	2036–2037



Skåne län



För att möta det ökande effektbehovet i Skåne län och hantera identifierade kapacitetsbegränsningar planerar vi flera omfattande investeringar i både nya och befintliga stationer och ledningar. Vissa är grupperade i kluster och ger tillsammans en kapacitetsökning. Det går att läsa mer utförligt om de större nätförstärkningarna och hur det hänger ihop med förstärkningarna av stamnätet i rapporten Skåne rustar för framtiden[5] som har tagits fram inom ramen för Skånes Effektkommission. De planerade nätförstärkningarna bidrar inte enbart till att stärka kapaciteten i Skåne län, utan förbättrar även överföringsförmågan och driftsäkerheten i angränsande regioner.

Malmö 130 kV-kablar – reinvestering
I Malmö genomför vi tre reinvesteringsprojekt som kommer att ersätta och förstärka äldre kablar som närmar sig sin tekniska livslängd.

Tabell 23. Investeringar i 130 kv-nätet runt Malmö i Skåne län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
323615	Reinvestering ledning	Malmö	Inväntar tillstånd	2030–2031*
323620	Reinvestering ledning	Malmö	Planerad*	2030–2031*
323619	Reinvestering ledning	Malmö	Planerad*	2030–2031*

Regionnätsförstärkningar i Hässleholm
I Hässleholm utökas kapaciteten i regionnätet. Vi kommer att bygga två nya regionnätsstationer, ett utökat ställverk och nödvändiga ledningar för att förbinda stationerna. När allt är klart kommer Hässleholm att ha bättre förutsättningar för framtida utveckling.

Tabell 24. Investeringar i regionnätet runt Hässleholm i Skåne län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
336704	Nyinvestering ledning	Hässleholm	Inväntar tillstånd*	2030–2031*
336705	Nyinvestering ledning	Hässleholm	Inväntar tillstånd*	2030–2031*
336703	Nyinvestering ledning	Hässleholm	Inväntar tillstånd*	2030–2031*
324231	Reinvestering station	Hässleholm	Inväntar tillstånd*	2028–2029*
336701	Nyinvestering station	Hässleholm	Planerad*	2030–2031
336702	Nyinvestering station	Hässleholm	Planerad*	2030–2031

[5] utveckling.skane.se/publikationer/publikationer/skane-rustar-for-framtiden/

Skåne län (fortsättning)

Malmö hamnområde 130 kV

I Malmö hamn finns ett ökande effektbehov från både större aktörer, befintliga och nya, och från bostäder och service till följd av stadsutveckling. Omfattande regionnätsförstärkningar i Malmö hamn möjliggör att nya verksamheter kan etableras och att befintliga verksamheter kan växa.

Tabell 25. Investeringar i Malmö hamnområde i Skåne län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
336441	Reinvestering station	Malmö	Tillstånd beviljat, ej påbörjad*	2029–2030
338851	Reinvestering ledning	Malmö	Inväntar tillstånd*	2031–2032*
338850	Reinvestering ledning	Malmö	Inväntar tillstånd*	2036–2037*
308772	Reinvestering station	Malmö	Inväntar tillstånd*	2028–2029*
334116	Reinvestering station	Malmö	Planerad*	2033–2034*
338852	Reinvestering station	Malmö	Planerad*	2028–2029*
334115	Nyinvestering station	Malmö	Under övervägande	2036–2037*

Kristianstadpaketet

Kristianstad med omnejd har behov av ökad kapacitet. Den förväntade utvecklingen och effektbehoven innebär att 130 kV-nätet i området behöver byggas ut. Kristianstadpaketet innehåller ett antal ledningsprojekt och stationsprojekt för att möta behoven och säkerställa tillgänglig kapacitet i området. I tabellen nedan redovisar vi de största projekten i paketet, som även omfattar ett antal mindre åtgärder.

Tabell 26. Investeringar i Kristianstadspaketet i Skåne län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
340072	Nyinvestering ledning	Kristianstad	Inväntar tillstånd*	2034–2035*
340405	Reinvestering ledning	Hässleholm	Inväntar tillstånd*	2035–2036*
341621	Nyinvestering station	Kristianstad	Under övervägande	2032–2033*
341632	Nyinvestering station	Kristianstad	Planerad*	2030–2031
341635	Nyinvestering station	Kristianstad	Planerad*	2030–2031

Skåne län (fortsättning)

Ytterligare investeringar i Skåne län

Utöver ovan beskrivna paket i Hässleholm, Malmö hamnområde och Kristianstad genomför vi ett stort antal projekt i Skåne som tillsammans innebär omfattande förstärkningar av regionnätet i Skåne. Vi möjliggör växande städer och samhällen, elektrifiering av verksamheter och transporter med mera. Sedan nätutvecklingsplanen 2024 har nio projekt tagits i drift i Skåne, vilket har förbättrat kapaciteten i olika delar av länet. De projekt som utgått har senarelagts och fått ett annat projekt-ID, eftersom behovet inte bedömts som akut.

Tabell 27. Ytterligare investeringar i Skåne län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
321176	Reinvestering station	Tomelilla	Anläggning drifttagen*	2024–2025
323418	Reinvestering station	Simrishamn	Anläggning drifttagen*	2024–2025
326571	Reinvestering station	Malmö	Anläggning drifttagen*	2024–2025
332925	Reinvestering station	Simrishamn	Anläggning drifttagen*	2025–2026*
336318	Reinvestering station	Malmö	Anläggning drifttagen*	2024–2025
308710	Reinvestering station	Malmö	Anläggning drifttagen*	2025–2026
323104	Reinvestering station	Landskrona	Anläggning drifttagen*	2024–2025
334813	Reinvestering station	Landskrona	Anläggning drifttagen*	2025–2026*
331111	Reinvestering station	Skurup	Anläggning drifttagen*	2025–2026
315388	Nyinvestering ledning	Kristianstad	Påbörjad*	2026–2027
321496	Reinvestering station	Kristianstad	Påbörjad*	2026–2027
332992	Reinvestering station	Bjuv	Påbörjad	2026–2027*
327227	Nyinvestering station	Kristianstad	Påbörjad	2026–2027
331144	Reinvestering ledning	Hässleholm	Påbörjad	2026–2027*
335604	Nyinvestering station	Malmö	Påbörjad	2027–2028
334682	Reinvestering station	Vellinge	Påbörjad	2027–2028*
336440	Reinvestering station	Malmö	Påbörjad	2027–2028*
334812	Reinvestering station	Helsingborg	Påbörjad	2026–2027*
342135*	Reinvestering station	Höör	Påbörjad	2027–2028
338518*	Reinvestering station	Kristianstad	Påbörjad	2027–2028
316993	Reinvestering station	Burlöv	Påbörjad*	2029–2030
328795	Reinvestering station	Tomelilla	Påbörjad*	2027–2028
338517	Nyinvestering station	Landskrona	Påbörjad*	2027–2028
335239	Reinvestering station	Trelleborg	Påbörjad*	2030–2031*
315858	Reinvestering station	Kävlinge	Påbörjad*	2028–2029*
332700	Reinvestering station	Lomma	Tillstånd beviljat, ej påbörjad*	2028–2029*

→

Skåne län (fortsättning)

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
334379	Reinvestering ledning	Höör	Inväntar tillstånd	2031–2032*
316802	Nyinvestering ledning	Skurup	Inväntar tillstånd	2029–2030*
316794	Nyinvestering station	Skurup	Inväntar tillstånd	2029–2030*
340108	Reinvestering ledning	Burlöv	Inväntar tillstånd*	2029–2030
317010	Reinvestering station	Malmö	Planerad	2031–2032*
339703	Reinvestering station	Kristianstad	Planerad	2033–2034*
308741	Nyinvestering station	Malmö	Planerad	2032–2033*
334798	Reinvestering ledning	Burlöv	Planerad	2032–2033*
341430	Reinvestering station	Hässleholm	Planerad*	2031–2032*
339702	Reinvestering station	Kristianstad	Planerad*	2032–2033*
317014	Reinvestering station	Malmö	Planerad*	2032–2033*
325938	Reinvestering station	Malmö	Planerad*	2030–2031*
334114	Nyinvestering station	Malmö	Planerad*	2033–2034*
337187	Reinvestering station	Osby	Under övervägande	2036–2037*
320419	Reinvestering station	Hässleholm	Under övervägande	2032–2033*
307869	Reinvestering station	Kristianstad	Under övervägande	2033–2034*
341697*	Nyinvestering ledning	Östra Göinge	Under övervägande	2036–2037
317009	Reinvestering station	Malmö	Under övervägande	2030–2031
327229	Reinvestering station	Perstorp	Under övervägande	2029–2030
336001	Reinvestering station	Klippan	Under övervägande	2030–2031
341431	Reinvestering station	Hässleholm	Under övervägande	2031–2032*
341694*	Reinvestering ledning	Hässleholm	Under övervägande	2033–2034
342337*	Reinvestering ledning	Ängelholm	Under övervägande	2034–2035
323206	Reinvestering station	Malmö	Under övervägande*	2029–2030*
333269	Reinvestering station	Malmö	Projektet har utgått*	–

Stockholms län

För att hantera ett allt större effektbehov i Stockholms län behövs omfattande förstärkningar i nätet. Därför bygger vi om och utvecklar stationer och ledningar, ökar kapaciteten och förbättrar driftsäkerheten. Flera projekt syftar till att möjliggöra nya bostäder, samhällsservice och företagsetableringar. Arbetet sker ofta i samverkan med andra nätägare och påverkas av långa tillståndsprocesser. Sammantaget utvecklar vi nätet stegvis för att skapa ett robust och framtidssäkert regionnät i Stockholmsområdet.



Tabell 28. Investeringar i Stockholms län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
325843	Nyinvestering station	Österåker	Påbörjad	2026–2027*
314089	Reinvestering station	Vaxholm	Påbörjad*	2029–2030*
317973	Nyinvestering ledning	Vaxholm	Påbörjad*	2028–2029*
338516	Reinvestering station	Upplands-Bro	Påbörjad*	2026–2027*
318489	Nyinvestering station	Upplands-Bro	Planerad	2029–2030
316839	Reinvestering station	Upplands-Bro	Planerad*	2029–2030
325842	Nyinvestering station	Österåker	Planerad*	2034–2035*
335236	Reinvestering station	Järfälla	Planerad*	2031–2032*
328913	Reinvestering station	Österåker	Under övervägande	2030–2031
315515	Reinvestering station	Österåker	Projektet har utgått*	–

Uppsala län

I Håbo bygger vi nytt för att avlasta ett område där elnätet är hårt belastat och utvecklingen gått snabbare än vad dagens nätstruktur klarar. Projektet skapar en ny och starkare koppling till det överliggande nätet som förbättrar driftsäkerheten, minskar sårbarheter i närliggande stationer och möjliggör fortsatt bostads- och verksamhetsutveckling. Samtidigt förbereds nätet för framtida förstärkningar och ökade behov.

I Enköping genomför vi åtgärder för att möta ett växande effektbehov i och runt Enköping, där både befolkning och verksamheter ökar. Genom en ny station stärks överföringskapaciteten, möjligheterna till reservmatning förbättras och förutsättningarna skapas för nya kundanslutningar.



Tabell 29. Investeringar i Uppsala län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
335237	Reinvestering station	Håbo	Planerad*	2034–2035*
340181	Reinvestering station	Enköping	Planerad*	2031–2032*

Västerbottens län

I nuläget har vi inga projekt med betydande kapacitetshöjningar i våra nät i Västerbottens län.



Västernorrlands län

För att möta det ökande effektbehovet i Västernorrlands län har vi beslutat om stora investeringar i både ledningar och stationer i regionnätet. Det handlar både om förstärkningar av befintliga anläggningar och nyinvesteringar. Regionnätet i Västernorrlands län är tätt sammankopplat med regionnätet i Gävleborgs och Jämtlands län, vilket innebär att investeringar i Västernorrland även förbättrar kapaciteten i angränsande län.



Bollsta – reinvesteringar

Projekten handlar om att förnya och förbättra regionnätet i Bollstaområdet. Anläggningarna är gamla och det finns brister som påverkar både personsäkerhet och driftsäkerhet. Därför bygger vi om stationerna och byter ut utrustning för att minska risker och skapa en tryggare arbetsmiljö. Dessutom ökar kapaciteten både i området som helhet och specifikt för närliggande industri.

Tabell 30. Investeringar i vid Bollsta i Västernorrlands län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
328752	Reinvestering station	Kramfors	Inväntar tillstånd*	2029–2030
329459*	Nyinvestering ledning	Kramfors	Planerad	2030–2031
328749	Reinvestering station	Kramfors	Planerad*	2029–2030

Edenforsen–Hoting

Samtidigt som vi förnyar ledningen mellan Edenforsen och Hoting som närmar sig slutet av sin tekniska livslängd, ser vi över och anpassar nätets struktur i området för att få ett mer robust och tillgängligt nät.

Tabell 31. Investeringar i området Edenforsen–Hoting i Västernorrlands län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
339641	Reinvestering ledning	Sollefteå	Inväntar tillstånd	2035–2036*
339642	Reinvestering ledning	Sollefteå	Inväntar tillstånd	2035–2036*
307923	Reinvestering ledning	Sollefteå	Inväntar tillstånd*	2029–2030
332096	Reinvestering station	Sollefteå	Planerad	2030–2031*
309517	Nyinvestering station	Sollefteå	Planerad*	2029–2030*
332094	Reinvestering station	Sollefteå	Tillstånd beviljat, ej påbörjad*	2028–2029*
332087	Reinvestering station	Sollefteå	Under övervägande	2034–2035*

Västernorrlands län (fortsättning)

Sundsvall – ombyggnad vid avslag på förnyad koncession
Projekten genomförs för att hantera avslag på förlängningen av koncession för vissa ledningar runt Sundsvall.

Tabell 32. Investeringar i regionnätsledningar runt Sundsvall i Västernorrlands län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
322046	Reinvestering ledning	Sundsvall	Anläggning drifttagen*	2024–2025
334445	Reinvestering ledning	Sundsvall	Anläggning drifttagen*	2024–2025
334505	Reinvestering ledning	Sundsvall	Anläggning drifttagen*	2024–2025
322048	Nyinvestering ledning	Sundsvall	Påbörjad*	2026–2027*
335849	Reinvestering station	Sundsvall	Påbörjad*	2027–2028*

Ytterligare investeringar i Västernorrlands län
I Västernorrlands län har vi flera större pågående regionnätsprojekt för att möta ökande effektbehov från industri, energiproduktion och samhällsutveckling. Särskilt i områden som Sundsvall, Timrå och Sollefteå är efterfrågan kopplad till större planerade och potentiella etableringar. Investeringarna omfattar både förnyelse av äldre ledningar och stationer samt riktade nätförstärkningar som möjliggör ökad kapacitet, nya kundanslutningar och fortsatt regional utveckling. Vi har driftsatt flera anläggningar sedan föregående nätutvecklingsplan, vilket redan skapat möjligheter i länet.

Tabell 33. Ytterligare investeringar i Västernorrlands län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
335346	Reinvestering station	Örnsköldsvik	Anläggning drifttagen*	2024–2025
336073*	Nyinvestering station	Sollefteå	Anläggning drifttagen	2025–2026
309519	Reinvestering station	Sollefteå	Anläggning drifttagen*	2024–2025
315319	Reinvestering station	Sollefteå	Anläggning drifttagen*	2025–2026
323014	Reinvestering station	Sundsvall	Anläggning drifttagen*	2024–2025
324557	Reinvestering station	Örnsköldsvik	Anläggning drifttagen*	2024–2025
324883	Reinvestering ledning	Sollefteå	Anläggning drifttagen*	2025–2026
329730	Nyinvestering station	Sundsvall	Anläggning drifttagen*	2025–2026*
334670	Reinvestering ledning	Sollefteå	Anläggning drifttagen*	2025–2026
329724*	Nyinvestering ledning	Sundsvall	Påbörjad	2026–2027
334664	Reinvestering station	Sollefteå	Påbörjad	2025–2026
321163	Nyinvestering station	Härnösand	Påbörjad*	2027–2028
324888	Reinvestering station	Sollefteå	Påbörjad*	2026–2027
338114	Reinvestering station	Sundsvall	Påbörjad*	2027–2028
323018	Reinvestering ledning	Sundsvall	Inväntar tillstånd	2030–2031*

Västernorrlands län (fortsättning)

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
328755	Reinvestering station	Kramfors	Planerad*	2031–2032*
328757	Reinvestering station	Kramfors	Planerad*	2029–2030
313159	Reinvestering station	Sundsvall	Under övervägande	2031–2032*
335969	Reinvestering station	Sollefteå	Under övervägande	2033–2034*
335973	Reinvestering station	Sollefteå	Under övervägande	2030–2031
335974	Reinvestering station	Kramfors	Under övervägande	2032–2033*
335976	Reinvestering station	Örnsköldsvik	Under övervägande	2030–2031
335988	Reinvestering station	Örnsköldsvik	Under övervägande	2034–2035*
335994	Reinvestering station	Kramfors	Under övervägande	2031–2032
335997	Reinvestering station	Örnsköldsvik	Under övervägande	2034–2035*
336037	Reinvestering station	Sundsvall	Under övervägande	2030–2031*

Västra Götalands län

I Västra Götalands län planerar vi reinvesteringar vid två regionnätsstationer för att säkerställa och ytterligare stärka kapaciteten i samband med nödvändiga förnyelser. Projektens tidsplaner har reviderats för att bättre harmonisera med andra nätägares planerade åtgärder i regionen.



Tabell 34. Investeringar i Västra Götalands län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
320379	Reinvestering station	Svenljunga	Planerad	2032–2033*
321497	Reinvestering station	Tranemo	Under övervägande*	2035–2036*

Örebro län

I Örebro län genomför vi flera regionnätsprojekt med fokus på att förnya stationer. Åtgärderna ska förbättra personsäkerheten och driftsäkerheten samt möta ett ökande effektbehov från lokalnätet. Arbetet sker både i och runt större tätorter och i områden där regionnätet är en viktig länk till andra nätägare. Vi bygger även nytt för att möta behoven i ett växande Örebro.



Tabell 35: Investeringar i Örebro län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
331073	Reinvestering station	Örebro	Anläggning drifttagen*	2024–2025
332043	Reinvestering station	Örebro	Anläggning drifttagen*	2025–2026*
311891	Nyinvestering station	Örebro	Anläggning drifttagen*	2025–2026*
322771	Reinvestering station	Örebro	Anläggning drifttagen*	2025–2026*
323271	Nyinvestering station	Hallsberg	Anläggning drifttagen*	2025–2026
316847	Reinvestering station	Örebro	Påbörjad*	2027–2028
328975	Reinvestering station	Örebro	Påbörjad*	2027–2028
329807	Reinvestering ledning	Hallsberg	Påbörjad*	2026–2027
308012	Reinvestering station	Kumla	Inväntar tillstånd	2029–2030*
328976	Reinvestering station	Örebro	Inväntar tillstånd	2029–2030
318683	Nyinvestering station	Örebro	Planerad*	2033–2034*
340838	Nyinvestering ledning	Örebro	Planerad*	2033–2034*
335995	Reinvestering station	Hallsberg	Under övervägande	2032–2033*
341703*	Reinvestering ledning	Örebro	Under övervägande	2036–2037

Östergötlands län

Fokus i Östergötlands län är att stärka och bygga ut viktiga delar av 40 kV- och 130 kV-näten, både ledningar och stationer, samt skapa bättre redundans i centrala Norrköping. Behovet av att utveckla regionnätet drivs av ett ökande kapacitetsbehov och anpassningar kopplat till stadsutveckling, industriell verksamhet och utbyggnad av infrastruktur.



Tabell 36. Investeringar i Östergötlands län

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättning
316335	Reinvestering station	Norrköping	Anläggning drifttagen*	2025–2026
331295	Nyinvestering ledning	Kinda	Anläggning drifttagen*	2024–2025
333082	Reinvestering station	Norrköping	Anläggning drifttagen*	2024–2025
307694	Reinvestering station	Söderköping	Påbörjad	2027–2028
336550*	Reinvestering ledning	Norrköping	Påbörjad	2026–2027
307692	Nyinvestering station	Norrköping	Påbörjad*	2028–2029*
320446	Reinvestering station	Norrköping	Påbörjad*	2028–2029*
321427	Reinvestering station	Kinda	Påbörjad*	2027–2028
336649	Reinvestering ledning	Åtvidaberg	Inväntar tillstånd*	2034–2035*
336743	Nyinvestering station	Norrköping	Planerad	2032–2033*
342442*	Nyinvestering ledning	Norrköping	Planerad	2030–2031
336747	Nyinvestering ledning	Norrköping	Planerad*	2033–2034*
316453*	Nyinvestering ledning	Norrköping	Under övervägande	2035–2036
321429	Reinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2035–2036*
325967	Reinvestering station	Ydre	Under övervägande	2034–2035*
336709	Reinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2035–2036*
336710	Reinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2038–2039*
336744	Reinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2036–2037*
336746	Nyinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2036–2037*
339217	Reinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2035–2036*

2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

På E.ON ser vi flexibilitetslösningar som en nyckel till att bygga ett kostnadseffektivt och smart elnät. Eftersom efterfrågan på nyanslutningar är stor och nätutbyggnaden tar tid är flexibilitetslösningar avgörande för att vi ska kunna hålla takten i energiomställningen. Nedan redovisar vi det förväntade flexibilitetsbehovet i E.ONs nät samt hur vi tillsammans med våra kunder arbetar med olika lösningar för att hantera behoven.

Ett flexibilitetsbehov innebär att det finns ett behov av att vidta åtgärder för att möjliggöra fler kundanslutningar. Dessa åtgärder kan vara flexibilitetsmarknader, flexibla avtalsformer, nättekniska åtgärder eller förstärkning av nätet.

Sedan E.ONs förra nätutvecklingsplan har arbetet med flexibilitet utvecklats vidare. Vi har framför allt förbättrat metoderna för att uppskatta flexibilitetsbehovet i nätet med större säkerhet. Även prognosen och bakomliggande metoder för kapacitetsbedömning har utvecklats, vilket påverkar bedömningen av det framtida flexibilitetsbehovet.

Inför denna nätutvecklingsplan har vi även vidareutvecklat metoderna för att använda flexibilitet kopplat till förnybar produktion. Därmed kan vi nu redovisa flexibilitetsbehovet både för upp- och nedreglering, det vill säga för att hantera risk för överbelastning till följd av såväl hög konsumtion som hög produktion.

Nedan presenterar vi flexibilitetsbehovet i lokalnätet och anger det som ett spann. Detta beror på att behovet är mycket känsligt för temperaturförhållanden och väder. En annan förklaring är att små avvikelser från det förväntade effektbehovet får stort genomslag i flexibilitetsbehovet.

I nuläget kan vi inte kvantifiera flexibilitetsbehovet i det maskade regionnätet på samma precisa sätt som för lokalnätet. Det beror på att flödena där är betydligt mer komplexa. Därför anges behovet kvalitativt i den samlade bedömningen för respektive län.

Det förväntade behovet

Behovet av flexibilitetstjänster och andra nättekniska lösningar är stort och väntas uppgå till cirka 340 MW uppreglering och 45 MW nedreglering år 2036 i lokalnätet. I regionnätet är behovet inte kvantifierat i MW, men även här är behovet av flexibilitetstjänster och andra nättekniska lösningar stort.

När flexibilitetsbehovet hanteras via flexibilitetsmarknader eller flexibla avtalsformer växer behovet av tillgänglig effekt i takt med att behoven i samhället ökar. Behovet av att aktivera energi via marknader eller avtal svänger dock kraftigt från år till år beroende på väderförhållanden.

Ett flexibilitetsbehov uppstår när E.ON får en ny kundförfrågan eller bedömer en ökning av effektbehovet som medför risk för överbelastning i någon anläggningsdel. Då initierar vi en utredning för att bedöma flexibilitetsbehovet. Ett behov kan även uppstå om en abonnemangsgräns mot överliggande nät riskerar att överskridas och ansökan om att utöka abonnemanget har avslagits.

Risk för överbelastning på grund av hög konsumtion i nätet uppstår oftast under vinterhalvåret när kalla utomhustemperaturer medför ett stort uppvärmningsbehov. För att åtgärda detta behövs uppregleringsflexibilitet i form av minskad konsumtion eller ökad produktion. Överbelastning på grund av stor inmatning i nätet uppstår främst under sommarhalvåret då mycket förnybar sol- eller vindel produceras samtidigt som konsumtionen av el lokalt är låg. För att åtgärda detta behövs nedregleringsflexibilitet i form av minskad produktion eller ökad konsumtion.

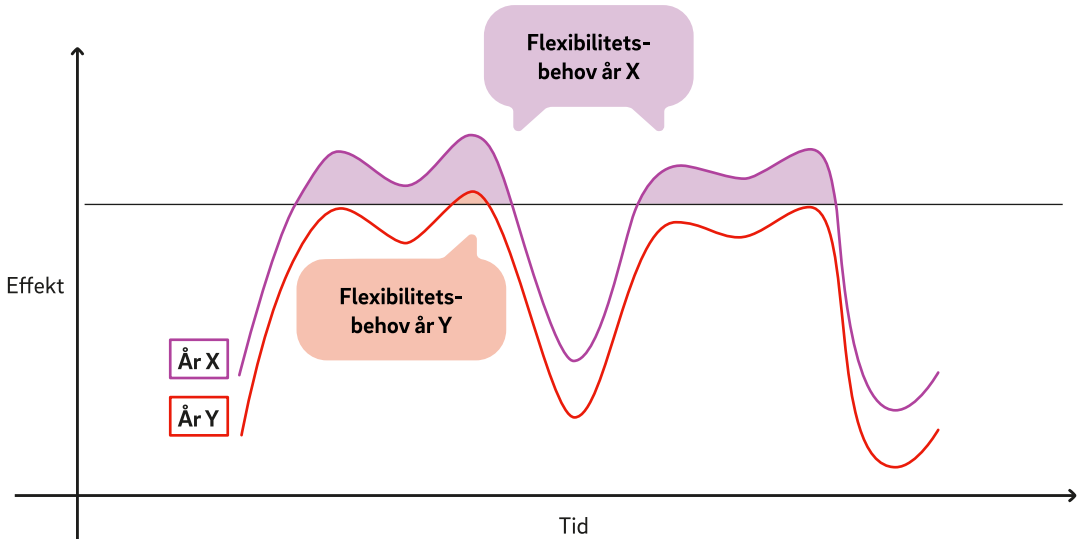
I bedömningen av flexibilitetsbehovet utgår vi från att planerade investeringar realiseras. Det innebär att kapaciteten i befintligt och planerat nät för respektive år beaktas. När det gäller investeringar som är under övervägande ingår de inte i bedömningen. Detta beror på att en del av

Varför kan kapacitetsläge A förekomma samtidigt som det finns ett flexibilitetsbehov?
I avsnitt 2.6 redovisar vi kapacitetsläget för alla kommuner där E.ON har elnät. Kapacitetsläge A innebär att vi har goda möjligheter att ansluta prognosen. Detta är en samlad bedömning på kommunnivå. Om det finns mycket god kapacitet i flera stationer i kommunen, men begränsningar i en enskild station kan den generella bedömningen vara att vi har kapacitetsläge A.
Ett flexibilitetsbehov är specifikt för att hantera risk för lokal överbelastning i en enskild station. Det kan därför finnas ett flexibilitetsbehov i en enskild station, trots att kommunen som helhet har kapacitetsläge A i kapacitetsbedömningen.

övervägandet inkluderar att utreda om kapacitetsbehovet ska täckas genom en flexibilitetslösning eller en traditionell nätförstärkning.

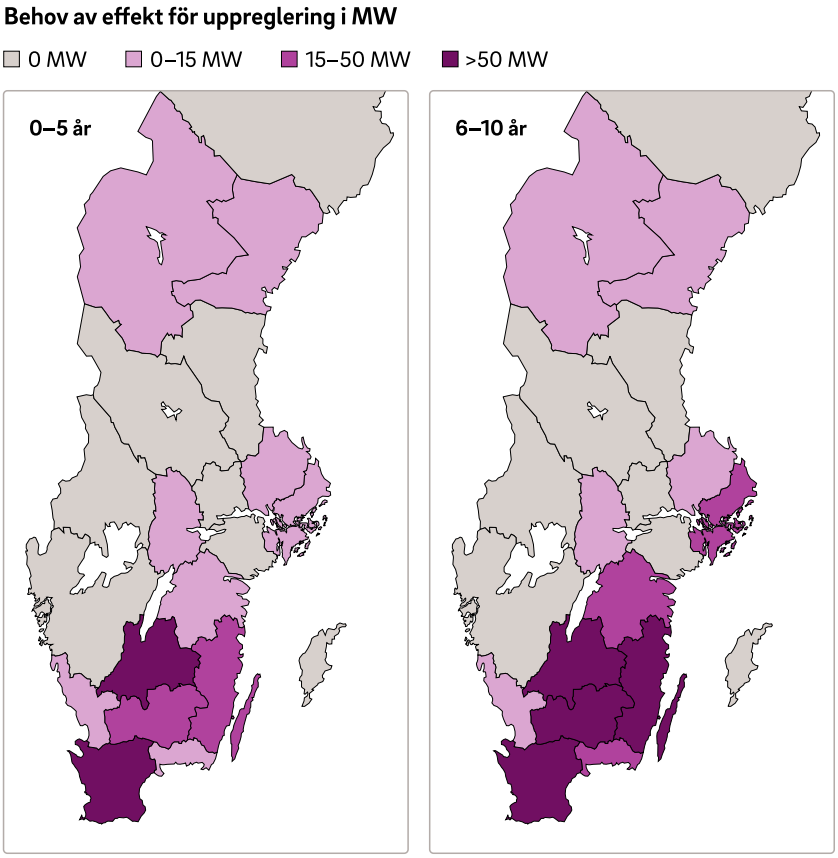
Eftersom flexibilitetsbehovet utgör den del av elnätsbelastningen som överskrider en given kapacitetsgräns är utfallet känsligt för förändringar nära denna kapacitetsgräns, se figur 24. Små ökningar i förväntad belastning kan därför resultera i stora ökningar av flexibilitetsbehovet, både genom att antalet timmar över gränsen ökar och genom att varje timme överskrids med större effekt. Detta bidrar till att förklara de ibland stora intervallen i tabellerna 37–48 nedan, särskilt vad gäller behovet av flexibel energi.

Flexibilitetsbehovet i lokalnätet för upprespektive nedreglering redovisas i figur 25 och figur 26. I det maskade regionnätet anges behovet genom en kvalitativ bedömning per län nedan.

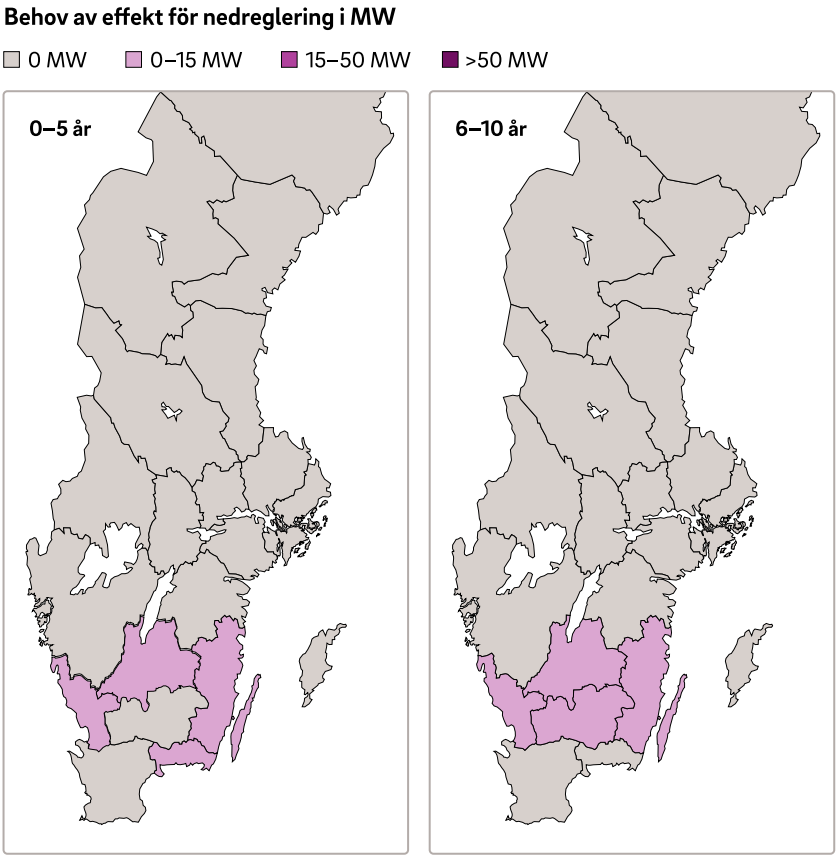


Figur 24. Illustration av när ett flexibilitetsbehov uppstår och kan variera mellan två år beroende på temperatur.





Figur 25. Förväntat behov av flexibel uppregleringseffekt under kommande tioårsperiod.



Figur 26. Behov av flexibel nedregleringseffekt under kommande tioårsperiod.

Blekinge län

I Blekinge län väntar vi oss ett växande flexibilitetsbehov för uppreglering vintertid. Behovet gäller främst i lokalnätet, se tabell 37. Det kan även uppstå ytterligare behov i regionnätet, vilket kan möjliggöra att fler kunder bidrar till att hantera begränsningen. Vi väntar oss även ett mindre behov av nedreglering sommartid, främst i lokalnätet.

Vi driver i dagsläget en flexibilitetsmarknad i Sölvesborgs kommun. Parallellt erbjuder vi villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt. På sex till tio års sikt förväntar vi en ökning i behovet och övervakar och utvärderar löpande om fler flexibilitetsmarknader eller andra flexibilitetslösningar behöver implementeras.



Tabell 37. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Blekinge län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	0–10	0–30
Energi uppreglering [MWh]	0–150	0–25 000
Effekt nedreglering [MW]	0–5	0–10
Energi nedreglering [MWh]	0–150	0–450

Gävleborgs län

I Gävleborgs län bedömer vi att ett flexibilitetsbehov kommer att uppstå för att hantera vissa begränsningar i regionnätet. Det gäller ett medelstort behov av både upp- och nedreglering för tidshorisonten 0–5 år. På 6–10 års sikt bedömer vi att ett litet behov av uppreglering kommer kvarstå. I lokalnätet bedömer vi i nuläget att det inte kommer att finnas ett flexibilitetsbehov i de delar av Gävleborgs län där E.ON har elnät under de kommande tio åren.

I dagsläget driver vi inga flexibilitetsmarknader i Gävleborgs län men vi erbjuder villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt. Vi övervakar och utvärderar löpande om flexibilitetsmarknader eller andra flexibilitetslösningar behöver implementeras.



Hallands län

I Hallands län väntas det största flexibilitetsbehovet uppstå i regionnätet. Det avser nedreglering för att hantera höga flöden till följd av stor produktion sommartid. Vi bedömer även att det kommer att finnas ett visst behov av såväl upp- som nedreglering i lokalnätet, se tabell 38.

Vi driver i dagsläget ett pilotprojekt med en flexibilitetsmarknad för nedreglering i regionnätet i Halland. Resurser i området kring Falkenberg kan bidra till marknaden. Vi erbjuder även villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt. Vi följer och utvärderar löpande om fler flexibilitetsmarknader eller flexibilitetslösningar behöver implementeras.



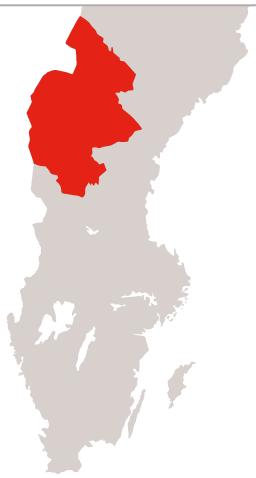
Tabell 38. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Hallands län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	0–5	0–5
Energi uppreglering [MWh]	0–150	0–2 000
Effekt nedreglering [MW]	5–10	0–10
Energi nedreglering [MWh]	50–400	0–400

Jämtlands län

I Jämtlands län väntar vi oss ett begränsat behov av uppreglering vintertid i de delar av länet där E.ON har elnät. Behovet gäller främst i lokalnätet, se tabell 39. Utöver detta väntar vi oss även ett mindre behov av flexibilitet i regionnätet, vilket innebär att det totala flexibilitetsbehovet kan vara större än vad som framgår av tabellen nedan.

Vi driver i dagsläget ingen flexibilitetsmarknad i Jämtland men vi erbjuder villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt.



Tabell 39. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Jämtlands län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	0–5	0–5
Energi uppreglering [MWh]	0–150	0–200
Effekt nedreglering [MW]	0	0
Energi nedreglering [MWh]	0	0

Jönköpings län

I Jönköpings län väntar vi oss ett växande behov av flexibilitet för uppreglering i lokalnätet vintertid. Det väntas även uppstå ett visst behov av nedreglering sommartid, se tabell 40. Utöver behoven i tabellen bedömer vi att ett större behov av nedreglering kan uppstå i regionnätet sommartid.

Vi utreder löpande förutsättningarna för att starta flexibilitetsmarknader och i nuläget erbjuder vi villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt.



Tabell 40. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Jönköpings län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	10–55	5–65
Energi uppreglering [MWh]	9 000–14 000	9 000–20 000
Effekt nedreglering [MW]	0–10	0–10
Energi nedreglering [MWh]	0–350	0–750

Kalmar län

I Kalmar län väntar vi oss ett växande flexibilitetsbehov för uppreglering vintertid och även för nedreglering sommartid. I tabell 41 anger vi det behov som väntas i lokalnätet. Utöver det bedömer vi att det finns ett växande behov i regionnätet för både upp- och nedreglering.

För att kunna fortsätta ansluta kunder i de områden som har begränsningar erbjuder vi villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt. Vi följer och utvärderar löpande förutsättningarna för att etablera lokala flexibilitetsmarknader eller andra flexibilitetslösningar.



Tabell 41. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Kalmar län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	0–30	5–50
Energi uppreglering [MWh]	0–8 500	100–25 000
Effekt nedreglering [MW]	0–5	5–10
Energi nedreglering [MWh]	0–200	200–500

Kronobergs län

I Kronobergs län väntar vi oss ett ökande behov av uppreglering i lokalnätet, vilket framgår av tabell 42. Utöver det bedömer vi att det finns ett medelstort behov av flexibilitet i regionnätet på lång sikt som kan uppstå sommartid, vilket innebär att det totala behovet av flexibilitet i Kronobergs län kan bli större än vad som redovisas i tabellen nedan.

Vi driver i dagsläget en flexibilitetsmarknad vintertid i Älmhults kommun och planerar att öppna en ny marknad i Alvesta kommun inför vintersäsongen 2026/2027. Samtidigt erbjuder vi villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt. Vi följer och utvärderar löpande om fler flexibilitetsmarknader eller flexibilitetslösningar behöver implementeras.



Tabell 42. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Kronobergs län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	0–40	0–60
Energi uppreglering [MWh]	0–7 000	0–11 000
Effekt nedreglering [MW]	0	0
Energi nedreglering [MWh]	0	0

Skåne län

I Skåne län bedömer vi att behovet av uppreglering vintertid i lokalnäten kvarstår och ökar något över tid, se tabell 43. Utöver detta väntar vi oss ett stort behov av flexibilitet i regionnätet på både kort och lång sikt under såväl sommar- som vintertid. Det innebär att det totala behovet av flexibilitet i Skåne län kan bli större än vad som redovisas i tabellen nedan.

Vi driver i dag en flexibilitetsmarknad i Hässleholm, en i Södra Skåne och en i nordöstra Skåne. Till dessa marknader kan resurser i stora delar av Skåne bidra. Parallellt erbjuder vi villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt. Vi följer och utvärderar löpande om fler flexibilitetsmarknader eller andra flexibilitetslösningar behöver implementeras.



Tabell 43. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Skåne län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	5–70	10–70
Energi uppreglering [MWh]	700–5 000	1 000–7 000
Effekt nedreglering [MW]	0	0
Energi nedreglering [MWh]	0	0

Stockholms län

I Stockholms län förväntas behovet av flexibilitet öka över tid när vi ansluter fler kunder. Det handlar främst om uppreglering vintertid. Det förväntade behovet i lokalnätet redovisas i tabell 44. Utöver det bedömer vi att det finns ett litet behov av flexibilitet i regionnätet vintertid, på både kort och lång sikt.

E.ON driver i dagsläget flexibilitetsmarknader i lokalnätet i kommunerna Järfälla, Upplands-Bro och Vaxholm. Parallellt erbjuder vi villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt. Vi följer och utvärderar löpande om fler flexibilitetsmarknader eller andra flexibilitetslösningar behöver implementeras.



Tabell 44. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Stockholms län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	0–10	5–15
Energi uppreglering [MWh]	0–1 000	500–2 000
Effekt nedreglering [MW]	0	0
Energi nedreglering [MWh]	0	0

Uppsala län



I de delar av Uppsala län där E.ON har lokalnät bedömer vi att flexibilitetsbehov kan uppstå vintertid. Behovet minskar när våra planerade investeringar i området har genomförts, se tabell 45. Utöver det bedömer vi att det finns ett litet behov av flexibilitet i regionnätet vintertid, på kort sikt. Det innebär att det totala behovet av flexibilitet i Uppsala län kan bli större än vad som redovisas i tabellen nedan.

För att hantera de lokala begränsningarna driver vi i dagsläget två flexibilitetsmarknader i lokalnätet i Enköping och Håbo kommuner. Parallellt erbjuder vi villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt.

Tabell 45: Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Uppsala län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	0–10	0–5
Energi uppreglering [MWh]	0–2 000	0–200
Effekt nedreglering [MW]	0	0
Energi nedreglering [MWh]	0	0

Västerbottens län



I de delar av Västerbottens län där E.ON har elnät bedömer vi att det inte finns något flexibilitetsbehov de kommande tio åren. Denna bedömning kan komma att ändras i takt med att våra metoder och prognoser utvecklas.

Västernorrlands län



I Västernorrlands län kan ett visst behov av uppreglering uppstå i lokalnäten vintertid, se tabell 46. Det väntas även uppstå ett medelstort behov av flexibilitet i regionnätet på både kort och lång sikt. Detta behov kan uppstå sommartid, vilket innebär att det totala behovet av flexibilitet i Västernorrlands län kan bli större än vad som redovisas i tabellen nedan.

I dagsläget har vi ingen aktiv flexibilitetsmarknad i Västernorrlands län. E.ON erbjuder villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt. Vi följer och utvärderar löpande om flexibilitetsmarknader eller andra flexibilitetslösningar behöver implementeras.

Tabell 46. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Västernorrlands län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	0–5	0–5
Energi uppreglering [MWh]	0–1 500	0–1 500
Effekt nedreglering [MW]	0	0
Energi nedreglering [MWh]	0	0

Västra Götalands län



I Västra Götalands län gör vi bedömningen att det kommer uppstå ett medelstort flexibilitetsbehov av nedreglering i regionnätet på både kort och lång sikt. Behovet av nedreglering väntas bli störst dagtid under sommarhalvåret. I E.ONs lokalnät i Västra Götalands län bedömer vi att det inte finns något flexibilitetsbehov de kommande tio åren.

I nuläget erbjuder vi villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt, samtidigt som vi löpande utvärderar förutsättningarna för att starta flexibilitetsmarknader.

Örebro län



Vi bedömer att det finns ett ökande behov av flexibilitet i de delar av Örebro län där E.ON har elnät i takt med att fler kunder ansluter. Behovet gäller både lokalnätet och regionnätet. För lokalnätet behövs främst uppreglering vintertid, tabell 47. Även i regionnätet väntas behoven uppstå främst vintertid och behovet bedöms vara medelstort på både kort och lång sikt.

Vi driver i nuläget en flexibilitetsmarknad i lokalnätet i Örebro kommun. Parallellt erbjuder vi villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt.

Tabell 47. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Örebro län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	0–5	0–10
Energi uppreglering [MWh]	150–1 000	350–3 000
Effekt nedreglering [MW]	0	0
Energi nedreglering [MWh]	0	0

Östergötlands län



Behovet av flexibilitet i Östergötlands län väntas öka under de kommande åren i takt med att fler kunder ansluter. I lokalnätet väntas ett behov av uppreglering vintertid, se tabell 48. Utöver detta kan det uppstå ett medelstort behov av flexibilitet i regionnätet vinter- och sommartid, på både kort och lång sikt.

I nuläget erbjuder vi villkorade anslutningsavtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt. Vi utvärderar löpande förutsättningarna för att starta flexibilitetsmarknader.

Tabell 48. Förväntat behov av flexibel effekt och energi i Östergötlands län

	0–5 år	6–10 år
Effekt uppreglering [MW]	0–15	5–25
Energi uppreglering [MWh]	0–30 000	500–69 000
Effekt nedreglering [MW]	0	0
Energi nedreglering [MWh]	0	0

2.4.2.1 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna

Det förväntade behovet av flexibilitet som vi redovisar ovan kan också ses som ett behov av åtgärder för att möjliggöra anslutning av kunder och hålla takten i elektrifieringen. Flexibilitetslösningar är verktyg som är avsedda att ändra hur resurser nyttjar nätet baserat på pris eller annan signal. Det är inte säkert att hela behovet kommer att hanteras med flexibilitetslösningar. Andra åtgärder kan också bli aktuella, såsom kapacitetshöjande nättekniska åtgärder eller nätförstärkningar på längre sikt. Det avgörs av vilken lösning som bedöms mest effektiv i respektive situation.

Vi ser att arbetet med lokala flexibilitetsmarknader kommer att fortsätta. På platser med ett stort behov och rätt förutsättningar kan det bli aktuellt att etablera nya marknader framöver. Där förutsättningarna för en marknadsbaserad flexibilitetslösning saknas ser vi möjligheter att ansluta kunder med villkorade avtal. E.ON bedriver för närvarande också, i dialog med Ei, utveckling av flexibla avtal. Flexibla avtal är en form av styrbar anslutning som ger oss möjlighet att vid behov begränsa kundens uttag eller inmatning. Till skillnad från villkorade avtal kan flexibla avtal fungera som en permanent lösning. Denna anslutningsform kan erbjudas till kundgrupper med specifika egenskaper, såsom batterilager, och möjliggör lägre kostnad för kunden och ett ökat nätutnyttjande. Med framtida effektavgifter och ökad tillämpning av smart styrning hos hushåll och verksamheter kan effekttoppar ytterligare jämnas ut genom att fler får möjlighet att svara på aktuella prissignaler.

Behovet av flexibilitet bedöms för varje unikt geografiskt område, både avseende volym och tid. Fördelning per delområde finns i avsnitt 2.4.2 ovan. Generellt har vi konstaterat att behovet av uppreglering hittills är som störst på vardagar klockan 06.00–11.00 och 16.00–20.00 under vinterhalvåret, framför allt december–februari. Behovet av nedreglering är som störst dagtid klockan 10.00–15.00 under sommarhalvåret när nettoproduktionen är hög, framför allt maj–september. Behov kan dock uppstå vid alla tidpunkter under året beroende på lokala omständigheter och förutsättningar.

Vi kan i nuläget inte avgöra hur vi kommer att hantera det framtida flexibilitetsbehovet i respektive län. Det mest kostnadseffektiva sättet att säkerställa att kunder kan ansluta till elnätet är att tillämpa en kombination av olika verktyg som anpassas efter varje unik situation. Vi avgör löpande vilken lösning som ska tillämpas för att möta flexibilitetsbehovet i olika punkter i nätet. De lösningar vi främst arbetar med är flexibilitetsmarknader, villkorade avtal och andra nättekniska lösningar, se avsnitt 2.3.3 för vidare beskrivning. Detta sker parallellt med förstärkningar av vårt elnät där det är lämpligt.



2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Vi arbetar ständigt med att identifiera, utvärdera och prioritera behov av åtgärder i elnätet. Grunden för prioriteringen av åtgärder är kundbehov och vår risk- och sårbarhetsanalys. Vi analyserar risker ur olika perspektiv bland annat personsäkerhetsrisk, miljörisk, tillgänglighetsrisk, kapacitetsrisk, anläggningsrisk. Vi tar även hänsyn till förändringar i samhällets behov, regulatoriska riktlinjer och angränsande nät.

När E.ON prioriterar åtgärder är huvudsyftet att minimera risken för brister i elnätet, där begränsad elnätskapacitet innebär förhöjda risker. För att hantera risker kopplade till begränsad elnätskapacitet arbetar vi med att förstärka nätet genom investeringar, tillämpa flexibilitetslösningar och andra tekniska kapacitetshöjande åtgärder.

När en risk för begränsad elnätskapacitet identifieras, initieras ett utredningsarbete. I utredningen utvärderar vi hur kundernas behov bäst kan mötas på kort och lång sikt. Vi utvärderar nättekniska lösningar som inte påverkar kunden samt flexibilitetslösningar. I utredningen gör vi en helhetsbedömning för att hitta den mest lämpliga åtgärden. Valet att tillämpa flexibilitetslösningar görs med utgångspunkt i teknisk tillämplighet i relation till ekonomisk rimlighet i varje enskilt fall.

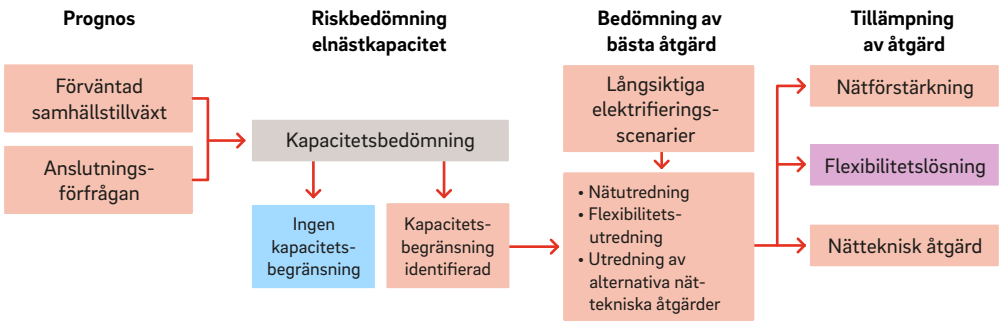
Om utredningen visar att det förväntade behovet kan hanteras med hjälp av flexibilitetslösningar kommer vi att implementera dessa för att kunna fortsätta ansluta kunder fram till att en nätförstärkning blir nödvändig. Om utredningen pekar på att flexibilitetslösningar inte går att tillämpa eller inte är tillräckliga för att möta kundernas behov planerar och genomför vi nätförstärkningar. I vissa fall kan även alternativa nättekniska lösningar såsom omkopplingar i nätet möjliggöra att vi kan möta behoven.

Eftersom vi förväntar oss ökande konsumtion och produktion i större delen av nätet under en lång tid framöver, behöver vi nu fokusera på att både förstärka nätet och använda flexibilitetslösningar parallellt. Flexibilitetslösningar blir också ett verktyg för att prioritera mellan projekt, eftersom vi kan skjuta upp vissa förstärkningar till förmån för andra, beroende på var det finns potential för flexibilitet. Genom att ha upparbetade arbetsmetoder för flexibilitetslösningar får vi även möjligheten att bättre hantera olika scenarier. Till exempel bygger vi ut nätet utifrån det mest troliga scenariot, men kan ändå hantera ett scenario med högre tillväxt genom att tillämpa flexibilitetslösningar.

I vår modell tar vi hänsyn till både befintlig anläggning och planerad ny eller ombyggd anläggning. För den befintliga anläggningen beaktar vi värdet av att utnyttja anläggningen under hela dess tekniska livslängd. När det gäller den planerade nya eller ombyggda anläggningen beräknar vi värdet av de ökade avskrivningskostnaderna till följd av investeringen. Dessa kalkyler jämförs med vad en flexibel lösning för att lösa kapacitetsutmaningen skulle kosta. Dessa beräkningar kan leda till att vi skjuter fram en investering eller undviker den helt om den flexibla lösningen bedöms vara mer kostnadseffektiv.

Vi tar även hänsyn till förväntningar på framtida större kundanslutningar genom våra långsiktiga elektrifieringsscenarier. Detta är särskilt relevant när projekt innebär åtgärder i det maskade regionnätet och påverkar kapaciteten över stora geografiska områden. Se figur 27.

När ett reinvesteringsprojekt initieras för att hantera andra risker än kapacitet görs även en genomlysning av anläggningens förväntade effektbehov. Detta leder oftast till att vi höjer kapaciteten för anläggningen efter ett genomfört reinvesteringsprojekt.



Figur 27. Schematisk bild över processen för att utvärdera lämpliga åtgärder vid en identifierad kapacitetsbegränsning.

2.6 Om planerade åtgärder möter behovet av överföringskapacitet

Det är E.ONs uppgift att erbjuda ett tillgängligt och stabilt elnät som möjliggör samhällsutveckling och nya kundanslutningar. Vi ska bidra till ett konkurrenskraftigt och resilient energisystem så att vi tillsammans kan nå uppsatta klimatmål.

För att möta de nya behoven av överföringskapacitet som energiomställningen och samhällsutvecklingen medför arbetar vi med en bred verktygslåda. Vi förstärker elnätet och tillämpar flexibilitetslösningar och andra tekniska lösningar för att möta samhällets behov.

Vår bedömning är att vi har goda förutsättningar att möta samhällets behov på sikt. Våra planerade elnätsinvesteringar minskar i stor utsträckning risken för kapacitetsbegränsningar, men de täcker inte hela behovet. Det innebär att vissa begränsningar kvarstår under den kommande tioårsperioden. Därför behöver vi fortsätta planera för ytterligare nätförstärkningar, flexibilitetslösningar och andra tekniska lösningar i flera områden. Dialog och samplanering med kommuner, regioner, kunder och andra elnätsföretag är avgörande för att nätutbyggnaden ska ske i takt med samhällsutvecklingen.

Utöver de planerade kapacitetshöjande projekt och åtgärder vi redovisar pågår även flera systemutredningar. I dessa planerar vi den framtida elnätsstrukturen för större geografiska områden och tar fram kommande investeringsplaner. Målet är att ta fram lösningar som hanterar alla förväntade kapacitetsbegränsningar och samtidigt hålla nere kostnaderna genom att bygga ut elnätet i den takt som behoven uppstår.

E.ONs fortsatta arbete med flexibilitetslösningar gör det möjligt för oss att hantera flera av de områden där kapacitetsläget är ansträngt. Vi ser också ökade möjligheter att använda flexibilitetslösningar som ett alternativ till vissa nätförstärkningsåtgärder för att undvika ansträngda kapacitetssituationer.

I detta avsnitt presenterar vi en generell bild av kapacitetsläget i E.ONs elnät. I specifika fall behöver förutsättningar att ansluta större produktions- eller konsumtionsanläggningar alltid utredas. För att öka möjligheterna att realisera nya stora anslutningar är dialog med oss i god tid avgörande.

Sammanfattningsvis bedömer vi att E.ON kommer kunna möta det växande effektbehovet genom planerade elnätsförstärkningar i kombination med en fortsatt användning och utveckling av flexibilitetslösningar och andra nättekniska åtgärder. En viktig förutsättning är att vi har tät dialog med alla intressenter för att förstå behoven men även för att hitta lösningar där kapacitetsbrist finns. Vissa delar av elnätet behöver vi studera närmare för att avgöra hur vi kan möjliggöra anslutning av nya kunder på bästa sätt. Flexibilitetslösningar är fortsatt ett viktigt verktyg för att vi ska kunna ansluta kunder i områden med begränsad kapacitet. På kort sikt är flexibilitetslösningar tillsammans med andra nättekniska åtgärder avgörande för att vi ska kunna hålla takten i energiomställningen. På E.ON vidareutvecklar vi lösningar tillsammans med våra kunder för att kunna möta nya typer av behov som uppstår.



Bedömning per län

Kapacitetsläget skiljer sig i olika delar av nätet och vi har gjort en samlad bedömning för varje län där E.ON har elnät. Bedömningen bygger på dagens förutsättningar i nätet, prognosen för tillkommande behov och våra planerade investeringar. Vi tar även hänsyn till förutsättningarna att tillämpa flexibilitetslösningar i vår samlade bedömning per län.

Kapacitetsläget

För att bedöma kapacitetsläget har vi gjort simuleringar av effektflödena i regionnätet i enlighet med analysmetoden som beskrivs i avsnitt 2.3. Vi har även tagit hänsyn till begränsningar i lokalnätsstrukturen samt begränsningar mot överliggande nät. På detta sätt har vi bedömt hur allvarliga begränsningar olika anläggningsdelar i region- och lokalnät utgör under den kommande tioårsperioden.

I kartorna (se figur 28 och figur 29) visar vi kapacitetsläget per kommun där E.ON bedriver nätverksamhet och i tabell 49 förklarar vi vad kapacitetslägena innebär. Kapacitetsläget representerar en nulägesbild utifrån dagens förutsättningar. Efter kartorna beskriver vi det sammanfattande läget per län. Sammanfattningen är en helhetsbedömning per län som beskriver elnätets förmåga att möta den nuvarande effektprognosen.

Under tidsperioden kommer både det förväntade behovet av överföringskapacitet att variera och kapaciteten i nätet att förändras eftersom planerade ombyggnationer påbörjas och slutförs. För att få den mest aktuella bilden av situationen hänvisar vi till dialog med oss på E.ON.

Våra planerade investeringar kommer att minska antalet kritiska kapacitetsbegränsningar i nätet. Återstående kapacitetsbegränsningar kommer att hanteras med ytterligare nätförstärkningar, flexibilitetslösningar eller andra nättekniska åtgärder. I vissa fall handlar det även om att invänta förstärkningar i överliggande elnät innan en kapacitetsbegränsning kan åtgärdas.

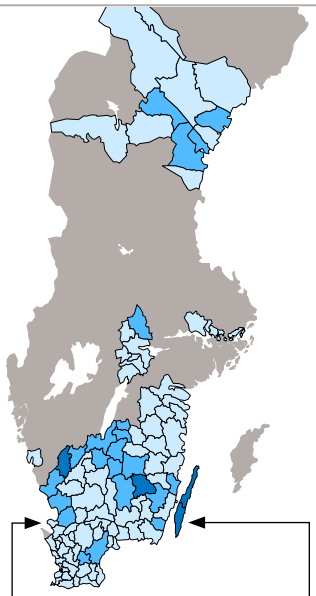


Kapacitetsläget i elnätet

E.ONs bedömning är en indikation på kapacitetsläget. Kapacitetslägena A, B och C visar vårt elnäts förmåga att möta prognosen för behovet av överföringskapacitet givet planerade investeringar. Notera att kapacitetsläge C inte innebär att det är omöjligt att ansluta nya kunder, utan att vi behöver vidta åtgärder för att möjliggöra nya anslutningar, till exempel flexibilitetslösningar tillsammans med kunden, nättekniska åtgärder eller nätförstärkning. Samtidigt kan kapacitetsbegränsningar förekomma lokalt även där vi har kapacitetsläge A, beroende på vilken anslutning som är aktuell. Hela kommunens yta är färgad även i de fall där E.ON endast har elnät i en del av kommunen. I det enskilda fallet krävs alltid detaljstudier. För anslutningar med påverkan på regionnätet behöver vi göra en nätutredning.

Tabell 49. Beskrivning av vad de olika kapacitetslägena innebär och hur de ska tolkas

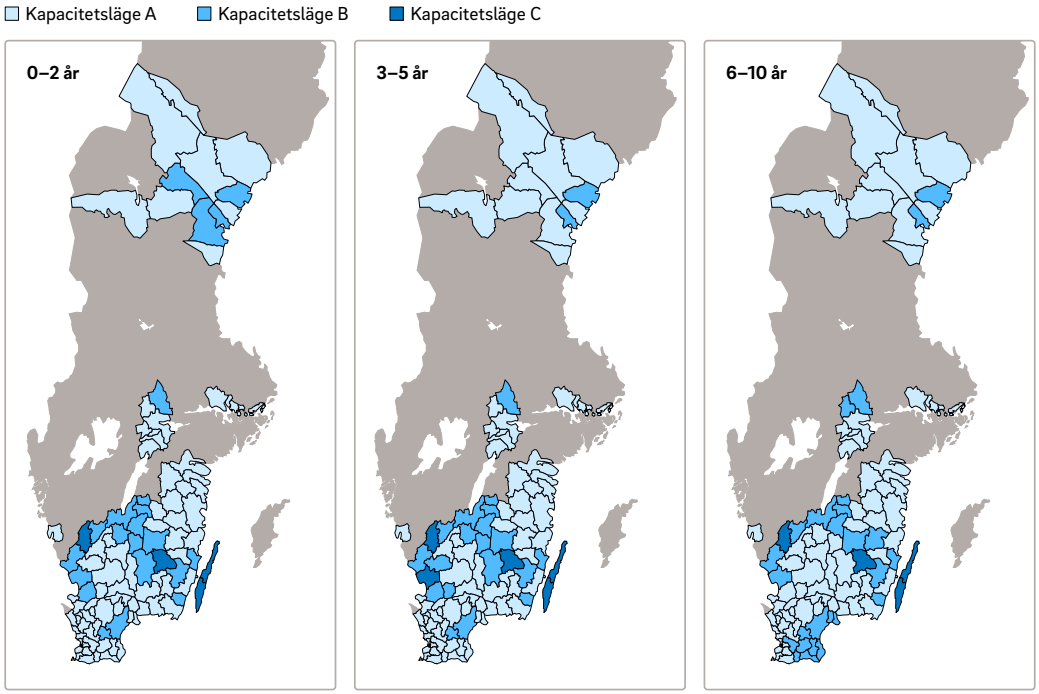
Kapacitetsläge A	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge C
• **Vi kan möta prognosen** för behovet av överförings-kapacitet utan risk för kapacitetsbegränsningar. • **Det finns goda förutsätt-ningar att ansluta** kon-sumtion och produktion utöver prognosen. • **Generellt finns en låg risk** för att kapacitetsbegräns-ningar uppstår vid stora anslutningar.	• **Vi kan möta prognosen** för behovet av överförings-kapacitet utan risk för kapacitetsbegränsningar. • **Anslutning av ytterligare konsumtion och produktion** utöver prognosen ökar risken för att kapacitets-begränsningar uppstår och att åtgärder behöver vidtas. • **Generellt finns en risk** för att kapacitetsbegräns-ningar uppstår vid stora anslutningar.	• **Ytterligare kapacitets-höjande åtgärder krävs** för att vi ska kunna möta prognosen för behovet av överförings-kapacitet. • **Anslutning av ytterligare konsumtion och produktion** utöver prognosen innebär att kapacitetsbegräns-ningar uppstår och att åtgärder behöver vidtas. • **Generellt finns en hög risk** för att kapacitetsbegräns-ningar uppstår vid stora anslutningar.



Även i de ljusblåa områdena kan begränsningar i kapacitet förekomma.

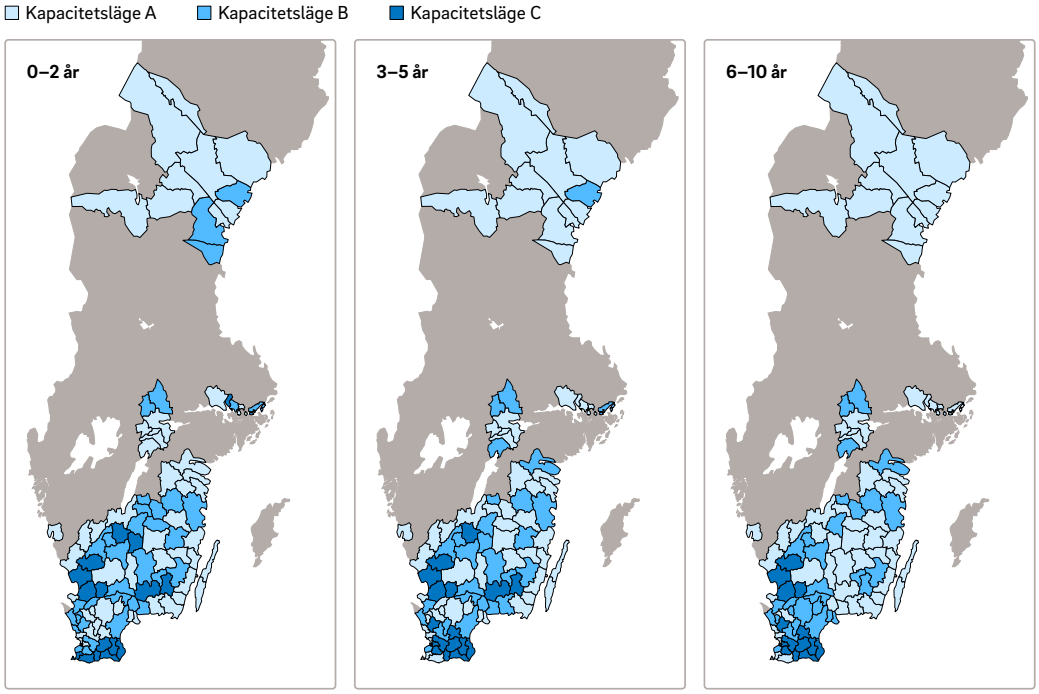
I de mörkblåa områdena kan vi möta effekt-behovet och ansluta nya kunder om vi vidtar flexibla åtgärder, nättekniska lösningar alternativt bygger ut elnätet.

Kapacitetsläge produktion



Figur 28. Kapacitetsläget för produktion i E.ONs elnät under perioden 2027–2036.

Kapacitetsläge konsumtion



Figur 29. Kapacitetsläget för konsumtion i E.ONs elnät under perioden 2027–2036.

Blekinge län



Det finns goda förutsättningar att ansluta såväl ny produktion som ny konsumtion i Blekinge län. Detta beror på att E.ON arbetar aktivt med att förstärka ledningar och stationer i Blekinge för att hantera kända kapacitetsbegränsningar. De projekt som planeras i Blekinge län kommer att öka kapaciteten för såväl produktion som konsumtion.

Den framtida kapaciteten i Blekinge län är starkt beroende av att E.ONs förstärkningsprojekt i både Kalmar och Skåne genomförs för att öka överföringsförmågan mellan länen.

Eftersom tillväxten främst sker vid kusten kan avståndet från nya anslutningar till det överliggande regionnätet i vissa fall innebära utmaningar.

Lokalt finns vissa begränsningar i Sölvesborgs kommun. Vi hanterar detta genom att bedriva en flexibilitetsmarknad för uppreglering under vintertid. Kunder erbjuds även möjlighet att ansluta med villkorade avtal där det är möjligt och bedöms nödvändigt.

Tabell 50. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Blekinge län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Karlshamn	A	A	A
Karlskrona	A	A	A
Olofström	A	A	A
Ronneby	A	A	A
Sölvesborg	A	A	B

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Karlshamn	B	B	A
Karlskrona	A	A	A
Olofström	B	B	A
Ronneby	A	B	A
Sölvesborg	A	A	B

Gävleborgs län



I de delar av Gävleborgs län där E.ON har elnät väntas det fortsatt finnas goda förutsättningar att ansluta ny produktion. Det finns dock vissa begränsningar för att ansluta ny konsumtion. Under 2027–2030 sker stora förändringar i stamnätet genom att Svenska kraftnät genomför projekten i NordSyd-paketet. Gävleborgs framtida kapacitet är starkt beroende av Svenska kraftnäts NordSyd-paket. De kapacitetshöjande projekten i NordSyd-paketet planeras att färdigställas 2032–2035, och då förväntas kapaciteten vara god även för ytterligare konsumtion i E.ONs elnät.

NordSyd-paketet innebär att E.ONs regionnät kommer att belastas mer under en begränsad tid. När delar av Svenska kraftnäts projekt är genomförda kommer E.ONs nät åter att ha samma tillgängliga kapacitet som tidigare. Dock kommer kapaciteten i E.ONs nät fortsatt att vara begränsad av överliggande nät tills dess att hela NordSyd-paketet är genomfört 2032–2035. Beroende på var i lokalnätet tillväxten sker kan det därför uppstå utmaningar med anslutning till vårt regionnät.

För att kunna fortsätta ansluta kunder under perioden med begränsningar kan flexibilitetslösningar såsom villkorade avtal vara ett alternativ, beroende på kundens behov och nätets förutsättningar i den specifika punkten.

Tabell 51. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Gävleborgs län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Nordanstig	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Nordanstig	B	A	B

Hallands län



Förutsättningarna för att ansluta ny konsumtion är begränsade på vissa ställen i Hallands län, främst i de södra delarna. För att åtgärda kapacitetsbegränsningen i Halmstad, Hylte och Laholm pågår fördjupade analyser för att fastställa lämpliga åtgärder. Vi räknar med att kunna genomföra lämpliga förstärkningsåtgärder inom en tioårsperiod.

Det finns även vissa begränsningar för ny produktion. Den stora efterfrågan på anslutning av produktion har lett till att E.ON genomför flera kapacitetshöjande projekt i Halland. De största utmaningarna för att ansluta ny produktion är kopplade till regionnätsledningarna som förbinder Halland och Skåne. Dessa ledningar har beslutats att förstärkas i början av 2030-talet och då kommer det finnas goda förutsättningar att ansluta ny produktion.

Lokalt finns också vissa begränsningar att ansluta ytterligare produktion i området runt Falkenberg. För att hantera detta testar E.ON en pilotmarknad för nedreglering under sommarhalvåret 2026.

Tabell 52. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Hallands län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Falkenberg	B	B	B
Halmstad	B	C	B
Hylte	A	B	A
Kungsbacka	A	A	A
Laholm	B	B	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Falkenberg	A	A	A
Halmstad	C	C	C
Hylte	C	C	C
Kungsbacka	A	A	A
Laholm	C	C	C

Jämtlands län



I Jämtlands län finns det goda förutsättningar att ansluta både konsumtion och produktion i de områden E.ON har elnät. Lokalt kan det emellertid uppstå ett visst behov av att använda flexibilitetslösningar för att möjliggöra kundanslutningar. Vi planerar ett antal projekt för att förnya föråldrade anläggningsdelar. Vidare förnyas nätstrukturen runt Hammarstrand i Ragunda kommun genom en ny stamnätsstation. Detta bidrar till att öka kapaciteten för både konsumtion och produktion.

Tabell 53. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Jämtlands län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Berg	A	A	A
Bräcke	A	A	A
Ragunda	B	A	A
Strömsund	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Berg	A	A	A
Bräcke	A	A	A
Ragunda	A	A	A
Strömsund	A	A	A

Jönköpings län



I Jönköpings län finns det förutsättningar att möta prognosen för konsumtion och produktion i de flesta kommuner, men i vissa områden kommer situationen att bli ansträngd på kort sikt. E.ON planerar ett större antal kapacitetshöjande investeringar i länet för att möta det växande behovet. I och med de begränsningar som finns ser vi ett växande behov av flexibilitet under den kommande tioårsperioden för att kunna fortsätta ansluta kunder.

Kapaciteten i Jönköpings län kommer att öka för både produktion och konsumtion i takt med att de planerade projekten realiseras. Nätet i Jönköpings län är även tätt sammankopplat med regionnätet i både Kalmar och Kronobergs län, vilket medför att kapaciteten i Jönköping påverkas positivt av förstärkningar i de angränsande länen. Vi genomför även en omkoppling i nätet som förbinder Jönköpings och Kalmar län vilket medför förbättrad kapacitet för produktion i Eksjö.

Tabell 54. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Jönköpings län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Aneby	B	B	B
Eksjö	A	A	A
Gislaved	A	A	A
Gnosjö	A	A	A
Jönköping	B	B	B
Nässjö	B	B	B
Sävsjö	B	B	A
Tranås	B	B	B
Vaggeryd	B	B	A
Vetlanda	B	B	B
Värnamo	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Aneby	B	A	A
Eksjö	B	A	A
Gislaved	B	B	B
Gnosjö	B	B	B
Jönköping	A	A	A
Nässjö	B	B	B
Sävsjö	C	B	A
Tranås	B	B	B
Vaggeryd	C	C	A
Vetlanda	A	A	A
Värnamo	B	B	B

Kalmar län



I Kalmar län finns begränsningar främst vid anslutning av ny produktion på Öland. Vi har identifierat åtgärder för att möjliggöra ytterligare anslutning av produktion i Borgholm och Mörbylångas kommuner, men det är på längre sikt än tio år.

För konsumtion ser kapacitetsläget bättre ut, även om det i Emmaboda är ansträngt de närmaste åren. Utöver denna begränsning finns det förutsättningar att möta prognosen tack vare våra planerade investeringar. För att hantera ytterligare anslutningar kommer flexibilitetslösningar att öka i betydelse i Kalmar län.

Arbetet med att förstärka kapaciteten i länet pågår kontinuerligt. Den täta kopplingen mellan regionnäten i Kalmar och Jönköpings län gör att nätförstärkningar även utanför Kalmar län påverkar kapaciteten. På samma sätt ger åtgärder i Kalmar län positiva kapacitetseffekter i de angränsande länen Blekinge och Kronoberg. Vi genomför även en omkoppling i nätet som förbinder Jönköpings och Kalmar län vilket medför förbättrad kapacitet för konsumtion i Vimmerby och produktion i Hultsfred.

Tabell 55. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Kalmar län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Borgholm	C	C	C
Emmaboda	A	A	A
Hultsfred	A	A	B
Högsby	A	A	A
Kalmar	A	A	A
Mönsterås	B	B	B
Mörbylånga	C	C	C
Nybro	B	B	B
Oskarshamn	A	A	A
Torsås	B	B	B
Vimmerby	A	A	A
Västervik	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Borgholm	A	A	A
Emmaboda	C	C	B
Hultsfred	B	B	A
Högsby	A	A	A
Kalmar	A	A	A
Mönsterås	B	B	B
Mörbylånga	A	A	A
Nybro	B	B	B
Oskarshamn	B	B	B
Torsås	A	A	A
Vimmerby	A	A	A
Västervik	B	B	B

Kronobergs län



Genom en kombination av nätförstärkningar, flexibilitetslösningar och alternativa tekniska lösningar har vi förutsättningar att på sikt möta prognosen i stora delar av Kronobergs län, men vissa kapacitetsbegränsningar kvarstår.

Vi planerar att bygga ut och åtgärda många av de ledningar som annars skulle bli begränsande. Eftersom regionnätet i Kronobergs län är tätt sammankopplat med angränsande län är kapacitetsläget beroende av att vi även genomför investeringar där. Bland annat kommer vi att åtgärda flera flaskhalsar i Hallands län i början av 2030-talet, vilket skapar ökad kapacitet i Kronobergs län. Det kvarstår begränsningar för konsumtion som påverkar Markaryds kommun, dessa kommer att utredas för att identifiera lämplig åtgärd.

För att åtgärda kapacitetsbegränsningen för produktion i Uppvidinge kommun pågår en systemutredning där lämpliga åtgärder identifieras för att möjliggöra anslutning av produktion.

Tabell 56. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Kronobergs län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Alvesta	A	A	A
Lessebo	A	A	A
Ljungby	A	A	A
Markaryd	A	B	A
Tingsryd	A	A	A
Uppvidinge	C	C	C
Växjö	B	B	A
Älmhult	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Alvesta	A	A	A
Lessebo	B	B	B
Ljungby	A	A	A
Markaryd	C	C	C
Tingsryd	C	C	A
Uppvidinge	A	A	A
Växjö	B	B	A
Älmhult	B	B	B



Skåne län



Skåne bedöms generellt ha goda förutsättningar att ansluta ny produktion tack vare planerade nätförstärkningar. Bland annat medför stora investeringar i norra Skåne ett förbättrat kapacitetsläge på sikt i dessa områden. Det är mer utmanande att möta prognosen för behovet av konsumtion i mellersta och södra Skåne.

Huvuddelen av de identifierade kapacitetsbegränsningarna kommer långsiktigt hanteras i ett större samarbetsprojekt mellan E.ON och Svenska kraftnät, där flera åtgärder ingår och ett nytt stam- och regionnät samplaneras. Detta kommer att lösa kapacitetsbegränsningarna i södra Skåne, och vi arbetar tillsammans med Svenska kraftnät för att se till att åtgärderna kommer på plats i tid för att möta behoven. Parallellt arbetar vi med att planera nya projekt utifrån de systemutredningar som gjorts för Skåne län. Vi arbetar också med att identifiera och implementera andra nättekniska lösningar och flexibilitetslösningar för att frigöra mer kapacitet i området på kortare sikt. I dag har vi en aktiv flexibilitetsmarknad i södra Skåne och även en omkoppling planerad som förbättrar kapacitetsläget i Vellinge och Trelleborg.

Tabell 57. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Skåne län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Bjuv	A	A	A
Bromölla	A	A	B
Burlöv	A	A	A
Båstad	A	A	A
Eslöv	A	A	A
Helsingborg	A	A	A
Hässleholm	A	A	A
Hörby	B	B	B
Höör	A	A	A
Klippan	A	A	A
Kristianstad	B	B	B
Kävlinge	A	A	A
Landskrona	A	A	A
Lomma	A	A	A
Lund	A	A	B
Malmö	A	A	A
Osby	A	A	A
Perstorp	A	A	A
Simrishamn	A	A	B
Sjöbo	A	A	B
Skurup	A	A	B
Staffanstorp	A	A	A
Svalöv	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Bjuv	B	B	B
Bromölla	A	A	B
Burlöv	A	A	A
Båstad	A	A	A
Eslöv	A	B	B
Helsingborg	B	B	B
Hässleholm	A	A	B
Hörby	A	C	C
Höör	A	B	B
Klippan	A	A	A
Kristianstad	B	B	B
Kävlinge	A	A	A
Landskrona	B	A	A
Lomma	A	A	A
Lund	B	C	C
Malmö	B	B	B
Osby	B	B	B
Perstorp	A	A	B
Simrishamn	C	C	C
Sjöbo	C	C	C
Skurup	C	C	C
Staffanstorp	A	C	C
Svalöv	B	C	C

Tabell 57. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Skåne län (fortsättning)

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Svedala	A	A	A
Tomelilla	A	A	B
Trelleborg	A	A	A
Vellinge	A	A	A
Ystad	A	A	B
Åstorp	A	A	A
Ängelholm	A	A	A
Örkelljunga	A	A	A
Östra Göinge	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Svedala	B	C	C
Tomelilla	C	C	C
Trelleborg	C	A	A
Vellinge	C	A	A
Ystad	C	C	C
Åstorp	B	B	A
Ängelholm	B	B	B
Örkelljunga	B	B	B
Östra Göinge	A	A	B



Stockholms län

Vårt elnät i Stockholms län präglas av flera olika kapacitetsutmaningar och redan i dag är kapacitetsmarginalerna i flera stationer begränsade i såväl vårt nät som i det överliggande elnätet. Vi investerar därför i flera nya stationer och ledningar för att förbättra kapacitetssituationen. För att våra investeringar ska bidra med en kapacitetshöjande effekt är vi beroende av att Vattenfall Eldistribution genomför sina planerade investeringar i det överliggande elnätet enligt tidsplan. De första åtgärderna ska vara på plats 2029. När investeringarna har genomförts har vi förutsättningar att möta prognosen för konsumtion och produktion i Stockholms län.



Tabell 58. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Stockholms län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Danderyd	A	A	A
Järfälla	A	A	A
Upplands Väsby	A	A	A
Upplands-Bro	A	A	A
Vaxholm	A	A	A
Österåker	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Danderyd	A	A	A
Järfälla	A	A	A
Upplands Väsby	A	A	A
Upplands-Bro	B	A	A
Vaxholm	B	A	A
Österåker	B	B	A

Uppsala län

I de delar av Uppsala län där E.ON har elnät finns det goda förutsättningar att hantera ytterligare produktion och inom kort även konsumtion. I Håbo bygger vi nytt för att avlasta ett område där elnätet är hårt belastat och där utvecklingen har gått snabbare än vad dagens struktur klarar. Begränsningarna hanteras i nuläget med flexibilitetsmarknader eller villkorade avtal där det är aktuellt.



Tabell 59. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Uppsala län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Enköping	A	A	A
Håbo	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Enköping	A	A	A
Håbo	C	A	A

Västerbottens län

Vi äger få anläggningar i Västerbottens län och har goda förutsättningar att möta den aktuella prognosen.



Tabell 60. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Västerbottens län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Dorotea	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Dorotea	A	A	A

Västernorrlands län

E.ONs planerade investeringar i Västernorrlands län bedöms möta prognosen för konsumtion och produktion och samtidigt säkra kapaciteten långsiktigt. Vidare planeras större investeringar för att kunna ansluta nya stora anläggningar med konsumtion. Dock kvarstår begränsningar i det överliggande stamnätet tills dess att Svenska kraftnät har genomfört sina förstärknings-projekt i NordSyd-paketet, vilket kan göra det svårt att ansluta mer effekt utöver prognosen. De kapacitetshöjande projekten i NordSyd-paketet planeras färdigställas 2032–2035.



Tabell 61. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Västernorrlands län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Härnösand	A	A	A
Kramfors	B	B	B
Sollefteå	A	A	A
Sundsvall	B	A	A
Timrå	B	B	B
Örnsköldsvik	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Härnösand	A	A	A
Kramfors	B	B	B
Sollefteå	A	A	A
Sundsvall	B	A	A
Timrå	A	A	A
Örnsköldsvik	A	A	A

Västra Götalands län

E.ON har endast tre fördelningsstationer i Västra Götalands län. Det finns vattenkraft i området, och landsbygdsnätet i Svenljunga har stora begränsningar att ta emot ytterligare produktion. För att kunna fortsätta ansluta kunder finns möjligheter att tillämpa villkorade anslutningsavtal.



Tabell 62. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Västra Götalands län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Svenljunga	C	C	C
Tranemo	B	B	B

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Svenljunga	A	A	A
Tranemo	A	A	A

Örebro län

I Örebro län har vi inte identifierat några begränsningar för att ansluta förväntad ny produktion eller konsumtion generellt, men vissa begränsningar kan förekomma lokalt. Vi arbetar kontinuerligt med att bygga ut och förstärka regionnätet och lokalnätet för att möta behoven när Örebro kommun växer. Lokalt hanterar vi begränsningar med flexibilitetslösningar genom flexibilitetsmarknader och villkorade avtal när det behövs.



Tabell 63. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Örebro län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Askersund	A	A	A
Hallsberg	A	A	A
Kumla	A	A	A
Lekeberg	A	A	A
Lindesberg	B	B	B
Nora	A	A	B
Örebro	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Askersund	A	B	B
Hallsberg	A	A	A
Kumla	A	A	A
Lekeberg	A	A	A
Lindesberg	B	B	B
Nora	B	B	B
Örebro	A	A	A

Östergötlands län

I Östergötlands län finns det generellt goda förutsättningar att ansluta ny produktion och konsumtion. Planerade projekt och en planerad omkoppling gör att kapaciteten ökar i området. Vissa delar av det ökande effektbehovet vintertid kan även komma att hanteras med flexibilitetslösningar där det är möjligt och lämpligt.



Tabell 64. Kapacitetsläget i E.ONs elnät i Östergötlands län

Produktion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Kinda	A	A	A
Linköping	A	A	A
Norrköping	A	A	A
Söderköping	A	A	A
Valdemarsvik	A	A	A
Ydre	A	A	A
Åtvidaberg	A	A	A

Konsumtion	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Kinda	B	B	B
Linköping	A	A	A
Norrköping	A	B	B
Söderköping	A	A	A
Valdemarsvik	A	A	A
Ydre	B	A	B
Åtvidaberg	A	A	A

3

Samråd

I detta avsnitt finns information om samrådet för E.ONs preliminära nätutvecklingsplan 2027–2036, som pågår från den 15 september till och med den 15 november 2026. Efter samrådsperioden uppdaterar vi avsnittet med resultatet från samrådet.

Det är många intressenter som berörs av elnätets utveckling. E.ON publicerade denna preliminära nätutvecklingsplan för perioden 2027–2036 på eon.se den 15 september 2026 och bjuder nu in till samråd. Syftet med samrådet är att informera och ta del av intressenternas kunskap och synpunkter. Samrådet sker digitalt och alla som berörs har möjlighet att lämna synpunkter till och med den 15 november 2026. Mer information finns på eon.se/natutvecklingsplan[6]. Efter samrådet går vi igenom synpunkterna och gör eventuella justeringar i nätutvecklingsplanen. Vi redovisar och bemöter inkomna synpunkter i en sammanfattande samrådsredogörelse som publiceras tillsammans med den slutgiltiga nätutvecklingsplanen senast den 31 december 2026. Båda dokumenten kommer finnas på eon.se/natutvecklingsplan[7].



[6, 7] eon.se/foeretag/elnaet/naetutvecklingsplan