

Nätutvecklingsplan 2027–2036

Kraftringen Nät

preliminär samrådsversion

1 Innehållsförteckning

Inledning.....	3
Begrepp och förkortningar	4
1 Uppgifter om företaget och företagets elnät.....	6
Kraftringens elnät.....	6
Beskrivning per delområde	7
2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet.....	14
2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet	15
2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet	20
Beskrivning per delområde	21
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	23
2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar	24
2.4.1 Planerade investeringar	25
Investeringar per delområde	26
2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser.....	28
2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet.....	30
2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet	31
Kapacitetsläget	31
Beskrivning per delområde	32
3 Mall för samråd.....	41
Samrådsprocess.....	41
Bilaga	42

Inledning

Alla svenska elnätsföretag ska vartannat år sedan 2024 ta fram och offentliggöra en nätutvecklingsplan. Planen ska också lämnas in till Energimarknadsinspektionen (Ei).

Denna nätutvecklingsplan följer Ei:s föreskrift EIFS 2024:1 och ändringsföreskriften 2026:4 samt Ei:s vägledning.

Syftet med nätutvecklingsplanen är att ge en bild av kapacitetsläget i våra elnät. Den ska visa hur de åtgärder vi planerar och genomför bidrar till en tillräcklig överföringskapacitet för att klara nya kunders behov av anslutning och befintliga kunders ökade behov.

Förutsättningarna i elnätet förändras hela tiden. Nya kunder ansluts med olika effektbehov och nya anläggningar för elproduktion tillkommer samtidigt som nätet byggs om och byggs ut. Det innebär att kapacitetsläget i nätet förändras. Den bild som ges i denna nätutvecklingsplan är läget som det ser ut nu utifrån den information som finns nu. Denna bild kommer att förändras över åren men det som redovisas i denna nätutvecklingsplan bör ändå relativt väl spegla de långsiktiga förutsättningarna i Kraftringens elnät.

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 anslutningsförfrågan inkommer. Beroende på anslutningens storlek och kapacitetsläget i nätet varierar omfattningen på utredningar inför offert och åtgärder i elnätet efter beställning.
Effektprofil	Ett mönster eller en kurva som anger 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 startvärde.
Ei	Energimarknadsinspektionen
Flexibelt avtal	Elnätsavtal som utgör en flexibilitetslösning och möjliggör att nätföretaget kan begränsa kundens uttag eller inmatning för att hantera överbelastning i elnätet.
Fördelningsstation	Punkt i nätet med utrustning för att omvandla och fördela el till olika områden. Avser normalt stationer med omvandling ned till ≥ 10 kV. Se även nätstation.
Gränspunkt	Punkt i nätet där olika elnät ansluter till varandra.
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 med en spänning över den som gäller för områdeskoncessionen.
Lokalnät	Det elnät som distribuerar el sista biten till kunder, normalt på spänningar under 30 kV.
Maskat nät	Elnät där det finns 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 energi.
N-1-kriteriet	N minus 1 – princip som innebär att ett elnät i normalläge (N) kan hantera oplanerat bortfall av en (1) huvudkomponent.
Nettoinmatning	Den sammanlagrade effekten av konsumtion och produktion som matas in i en punkt i nätet.
Nettouttag	Den sammanlagrade effekten av konsumtion och produktion som tas ut i en punkt i nätet.
Nyinvestering	Investering i nätutbyggnad där nya anläggningar tillkommer. Se även reinvestering.
Nätstation	Punkt i nätet med utrustning för att omvandla och fördela el till olika områden. Avser normalt stationer med omvandling ned till 0,4 kV. Se även fördelningsstation.

Områdes-koncession	Nätkoncession för område – tillstånd att bedriva elnätsverksamhet inom ett geografiskt område som ger ett elnätsföretag ensamrätt att bygga och driva det lokala elnätet upp till en viss spänning.
Punkt	Plats eller anläggningsdel i nätet.
Radiellt matat nät	Elnät med en matningsväg per punkt.
Reinvestering	Investering i nätet där befintliga anläggningsdelar ersätts och vid behov förstärks.
Regionnät	Det elnät som distribuerar el till ett lokalnät, normalt på spänning 30–220 kV. Kunder med stort effektbehov kan vara anslutna direkt till regionnätet.
Sammanlagring	Den totala högsta effekten från kunder i elnätet är lägre än summan av varje kunds högsta effekt, eftersom alla inte använder hög effekt samtidigt.
Startvärde	Nulägesbild av användningen av elnätet baserat på nuvarande kunders produktion och konsumtion. Grundas på historiska mätdata. Kan också kallas baseline
Tillkommande effekt	Behov av överföringskapacitet för uttag eller inmatning som förväntas tillkomma från befintliga eller nya kunder utöver nuvarande behov (startvärde).
Uttag	Den 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.
Överliggande elnät	Det elnät på högre spänningsnivå som distribuerar el till det underliggande elnätet. För ett lokalnät utgör normalt ett regionnät överliggande nät.

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät

I detta kapitel beskrivs Krafringens elnät och den indelning av elnätet i delområden som används i denna nätutvecklingsplan. I beskrivningen per delområde redovisas bland annat de kommuner som respektive delområde berör.

Denna nätutvecklingsplan är framtagen av Krafringen Nät AB (Krafringen) och avser Krafringens elnät, lokalnät REL00886.

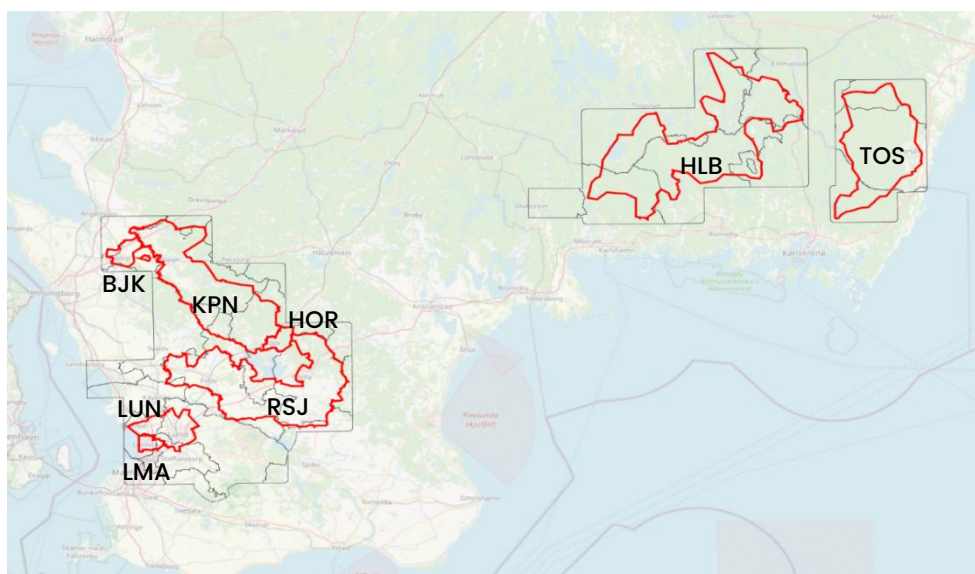
Företagsnamn	Krafringen Nät AB
Organisationsnummer	556228-1138
Kontaktväg	natutvecklingsplan@krafringen.se
Telefonnummer	010-122 70 00 (vxl)
Länk till information om nätutvecklingsplan och samråd samt tillhörande dokument	Nätutvecklingsplan Krafringen
Bilagor	Uppföljning av investeringar från tidigare nätutvecklingsplan

Tabell 1. Uppgifter om företaget

Krafringens elnät

Krafringens elnät utgörs av åtta nätområden på totalt 2 500 km² där Krafringen har nätkoncession för område. Nätkoncession för område innebär att Krafringen i princip har ensamrätt på att bygga elnät och distribuera el till kunder inom dessa områden. Det innebär också att Krafringen har anslutningsplikt, det vill säga i princip skyldighet att ansluta kunder som önskar en anslutning.

I nätutvecklingsplanen har Krafringen valt att dela upp nätet i delområden utifrån dessa nätområden då de utgör tydligt avgränsade områden. Figur 1 visar var Krafringens nätområden finns och våra benämningar för dessa.



Figur 1. Karta över Krafringens åtta nätområden som i denna plan utgör separata delområden med beteckningar enligt tabell 2. Kommungränsar visas i grått.

Alla nätområden har E.ON:s regionnät som överliggande nät, totalt finns sjutton gränspunkter mot E.ON. Gränspunkterna mot E.ON är i första hand på 130 kV men också vissa på 50 och 20 kV. Kraftringen har totalt 9 400 km ledningsnät varav 3 400 km på högspänning 10–130 kV och 6 000 km på lågspänning 400 V. Transformerings mellan hög- och lågspänning sker i 2 700 nätstationer.

Gränserna för delområdena följer oftast inte kommungränser. I tabell 2 anges de huvudsakliga kommunerna inom respektive delområde. Med huvudsakliga kommuner avses här kommuner med minst 5 % av elnätsabonnemangen i området. I tabellen anges totalt antal abonnemang för konsumtion och hur de är fördelade på de huvudsakliga kommunerna, andel inom parentes.

Delområde	Antal abonnemang	Huvudsakliga kommuner inom delområdet
LUN – Lund	43 700	Lund (91 %), Lomma (7 %)
LMA – Lomma	5 700	Lomma (92 %), Staffanstorp (7 %)
RSJ – Ringsjö	22 000	Eslöv (64 %), Hörby (33 %)
HOR – Höör	5 200	Höör (100 %)
KPN – Klippan	12 800	Klippan (78 %), Höör (11 %), Svalöv (5 %)
BJK – Björnekulla	5 900	Åstorp (98 %)
TOS – Torsås	3 800	Torsås (72 %), Kalmar (14 %), Karlskrona (13 %)
HLB – Hallabro	3 800	Ronneby (39 %), Tingsryd (22 %), Emmaboda (17 %), Karlshamn (16 %)

Tabell 2. De delområden som elnätet är uppdelat på i denna nätutvecklingsplan.

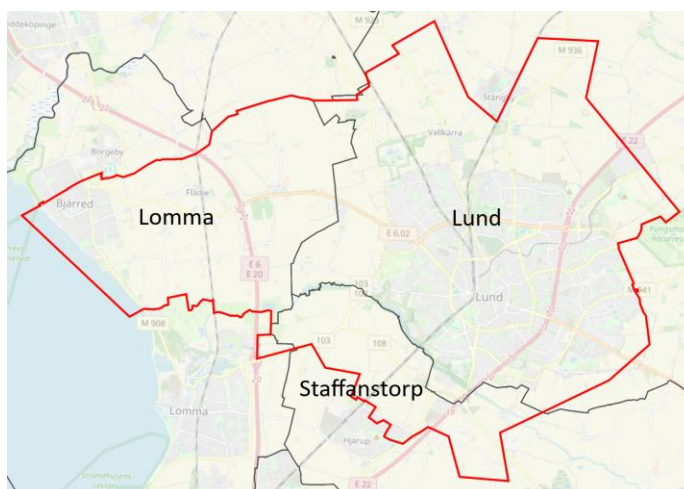
Beskrivning per delområde

Nedan följer en kort beskrivning av de olika delområdena med övergripande förutsättningar i området. Kartorna visar de huvudsakliga kommunerna inom delområdet.

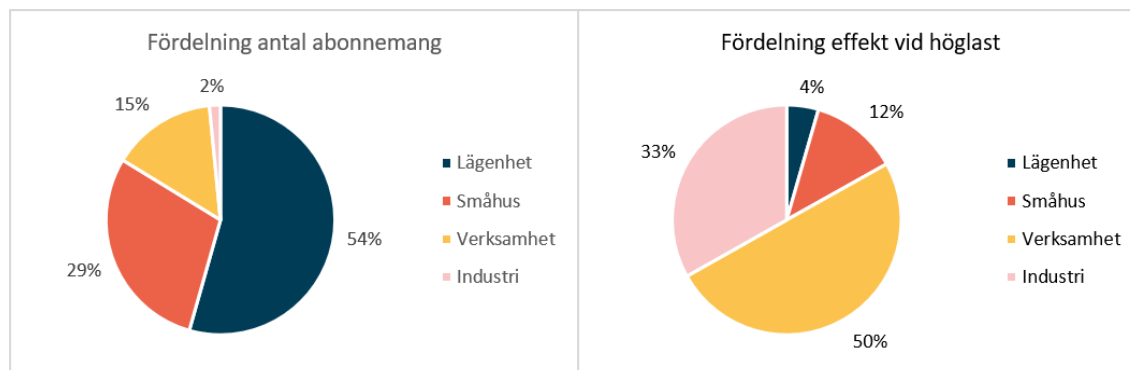
Lund

Delområde Lund ligger i första hand inom Lunds kommun men även inom Lomma kommun och en liten del inom Staffanstorps kommun. De största tätorterna är Lund och Bjärred.

I delområdet finns det 43 700 abonnemang för konsumtion, varav 40 200 i Lunds kommun, 2 900 i Lomma kommun och 600 i Staffanstorps kommun. Det finns också 2 000 abonnemang för produktion.



Konsumerad energi uppgick till 820 GWh under 2025 och den högsta distribuerade timmedeleffekten var 148 MW den 23 februari klockan 12:00–13:00. Diagrammet nedan visar fördelningen av antal abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttopparna. I Lund är antalet lägenheter störst men de bidrar i mycket liten grad till effekttopparna. Störst påverkan på effekttopparna har verksamheter och industri.



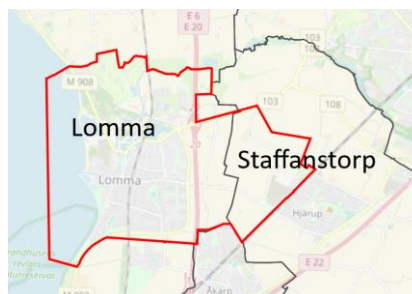
Figur 2. Fördelning av antalet abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effektuttagen i elnätet.

Det finns totalt 54 MW installerad effekt i elproduktion, varav 42 MW solproduktion, 4 MW vindproduktion och 8 MW övrig produktion.

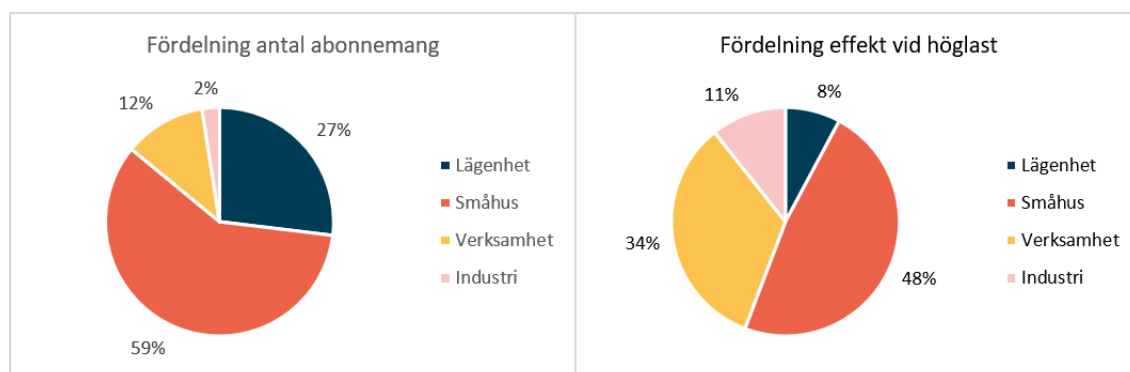
Området har fem gränspunkter mot E.ON:s överliggande regionnät, fyra i Lund på 130 kV och en i Bjärred på 10 kV.

Lomma

Delområde Lomma ligger i första hand inom Lomma kommun men även en liten del inom Staffanstorps kommun. Den största tätorten är Lomma men även de västra delarna av Hjärup ingår i området. I delområdet finns det 5 700 abonnemang för konsumtion, varav 5 300 i Lomma kommun o 400 i Staffanstorps kommun. Det finns också 480 abonnemang för produktion.



Konsumerad energi uppgick till 70 GWh under 2025 och den högsta distribuerade timmedeleffekten var 16 MW den 11 februari klockan 18:00–19:00. Diagrammet nedan visar fördelningen av antal abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttopparna. I Lomma är antalet småhus störst och de bidrar också mest till effekttopparna. Även verksamheter bidrar i hög grad till effekttopparna.



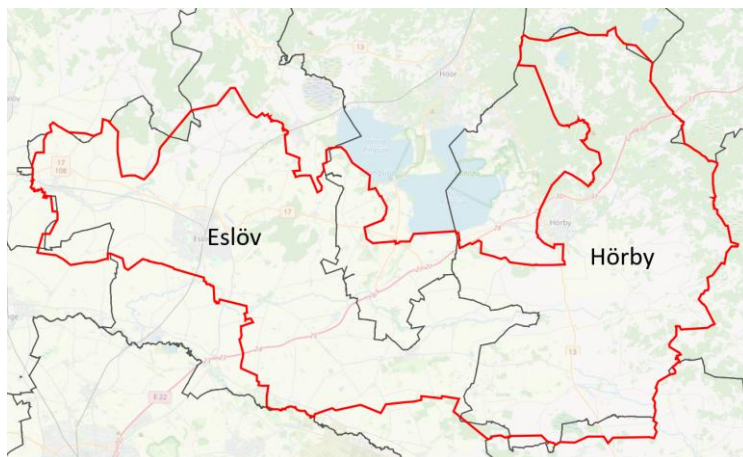
Figur 3. Fördelning av antalet abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effektuttagen i elnätet.

Det finns totalt 15 MW installerad effekt i elproduktion, varav 7,0 MW solproduktion, 4,6 MW vindproduktion och 3,7 MW övrig produktion.

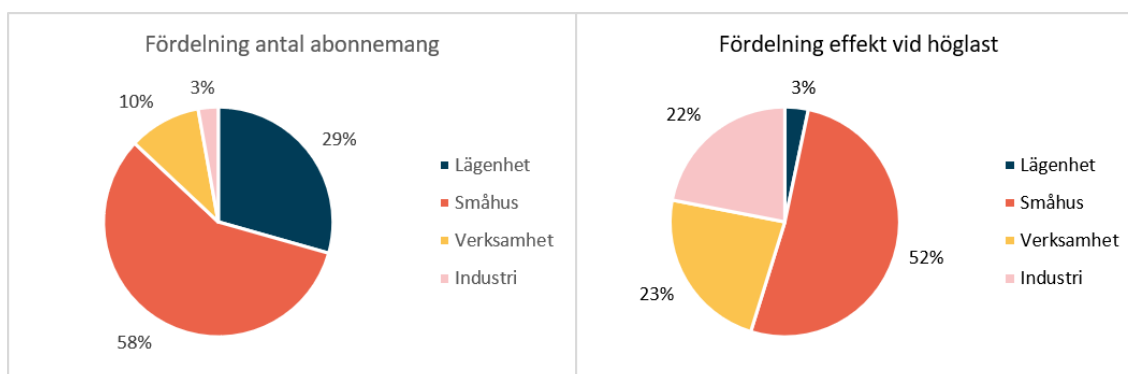
Området har en gränspunkt mot E.ON:s överliggande regionnät på 50 kV.

Ringsjö

Delområde Ringsjö ligger i första hand inom Eslöv och Hörby kommun. Området berör även några andra kommuner såsom Höör och Kävlinge men det finns endast ett fåtal kunder i dessa kommuner. De största tätorterna är Eslöv och Hörby. I delområdet finns det 22 000 abonnemang för konsumtion, varav 14 100 i Eslövs kommun, 7 300 i Hörby kommun och totalt 600 i Höör, Kävlinge och Sjöbo kommun. Det finns också 1 800 abonnemang för produktion.



Konsumerad energi uppgick till 330 GWh under 2025 och den högsta distribuerade timmedeleffekten var 70 MW den 13 januari klockan 07:00–08:00. Diagrammet nedan visar fördelningen av antal abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttopparna. I Ringsjö är antalet småhus störst och de bidrar också mest till effekttopparna.



Figur 4. Fördelning av antalet abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effektuttagen i elnätet.

Det finns totalt 148 MW installerad effekt i elproduktion, varav 30 MW solproduktion, 68 MW vindproduktion och 50 MW övrig produktion.

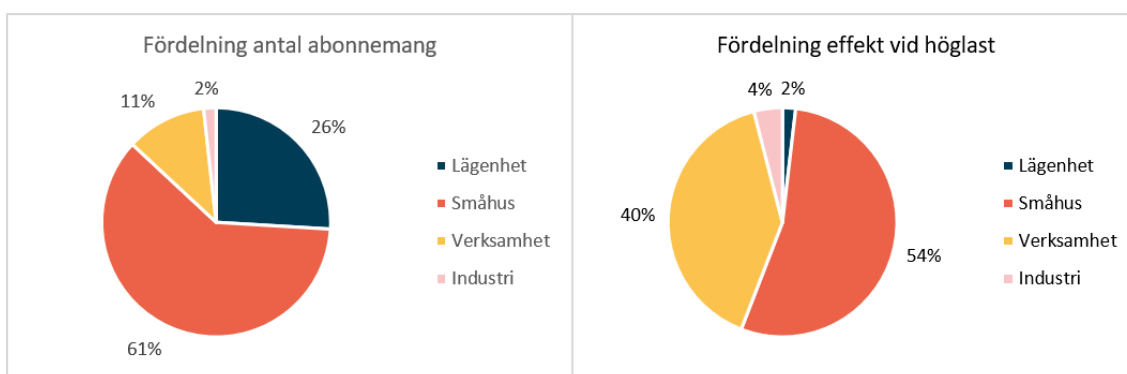
Området har tre gränspunkter mot E.ON:s överliggande regionnät; en i Eslöv på 130 kV, en i Hörby på 20 kV och en i de södra delarna på 20 kV med endast vindkraft anslutet.

Höör

Delområde Höör ligger enbart i Höörs kommun med största tätorten Höör. I delområdet finns det 5 200 abonnemang för konsumtion. Det finns också 470 abonnemang för produktion.



Konsumerad energi uppgick till 65 GWh under 2025 och den högsta distribuerade timmedeleffekten var 17 MW den 13 januari klockan 08:00–09:00. Diagrammet nedan visar fördelningen av antal abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effektopparna. I Höör är antalet småhus störst och de bidrar också mest till effektopparna. Även verksamheter bidrar i hög grad till effektopparna.



Figur 5. Fördelning av antalet abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effektuttagen i elnätet.

Det finns totalt 6 MW installerad effekt i elproduktion, varav allt utgörs av solproduktion.

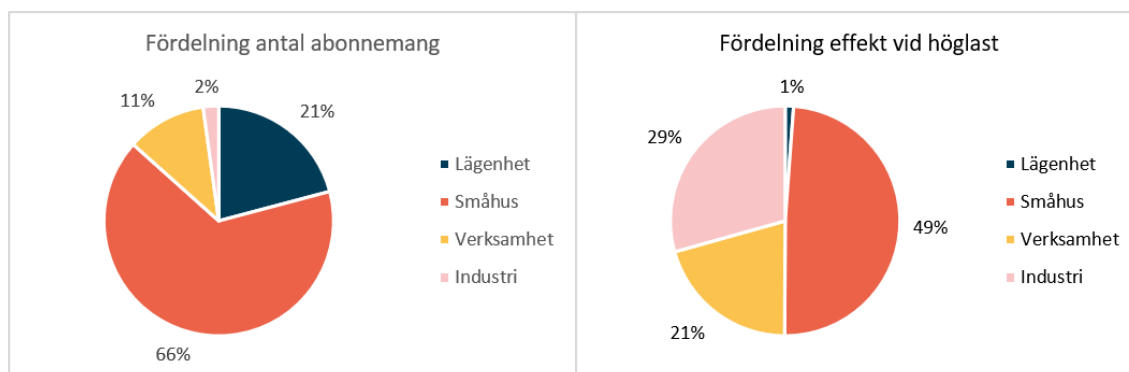
Området har en gränspunkt mot E.ON:s överliggande regionnät på 20 kV.

Klippan

Delområde Klippan ligger till största del i Klippans kommun men även i Höörs och Svalövs kommun. Området berör även några andra kommuner såsom Eslöv, Ängelholm och Örkelljunga men det är endast ett fåtal kunder i dessa kommuner. De största tätorterna är Klippan, Östra Ljungby och Ljungbyhed. I delområdet finns det 12 800 abonnemang för konsumtion, varav 10 100 i Klippans kommun, 1 400 i Höörs kommun, 700 i Svalövs kommun och 600 i Eslövs kommun. Det finns också 1 000 abonnemang för produktion.



Konsumerad energi uppgick till 210 GWh under 2025 och den högsta distribuerade timmedeleffekten var 43 MW den 13 januari klockan 08:00–09:00. Diagrammet nedan visar fördelningen av antal abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttopparna. I Klippan är antalet småhus störst och de bidrar också mest till effekttopparna. Även industrin bidrar i hög grad till effekttopparna.



Figur 6. Fördelning av antalet abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttoppen i elnätet.

Det finns totalt 17 MW installerad effekt i elproduktion där i princip allt utgörs av solproduktion.

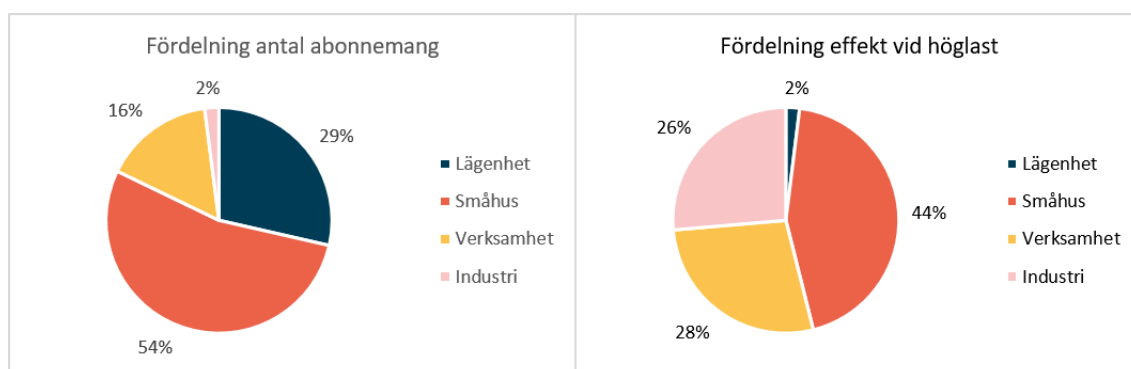
Området har tre gränspunkter mot E.ON:s överliggande regionnät, en i de södra delarna på 20 kV och två vid Klippan, en på 20 kV och en på 50 kV.

Björnekulla

Delområde Björnekulla utgörs av två separata nätområden, ett runt Åstorp och ett runt Kvidinge. Området ligger till största del i Åstorps kommun. Området berör även några andra kommuner såsom Ängelholm och Bjuv men det är endast ett fåtal kunder i dessa kommuner. De största tätorterna är Åstorp och Kvidinge. I delområdet finns det 5 900 abonnemang för konsumtion, varav 900 i området runt Kvidinge. 5 800 av abonnemangen finns i Åstorps kommun och totalt 100 i Ängelholms och Bjuvs kommun. Det finns också 460 abonnemang för produktion.



Konsumerad energi uppgick till 86 GWh under 2025 och den högsta distribuerade timmedeleffekten var 18 MW den 13 januari klockan 07:00–08:00. Diagrammet nedan visar fördelningen av antal abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttopparna. I Björnekulla är antalet småhus störst och de bidrar också mest till effekttopparna.



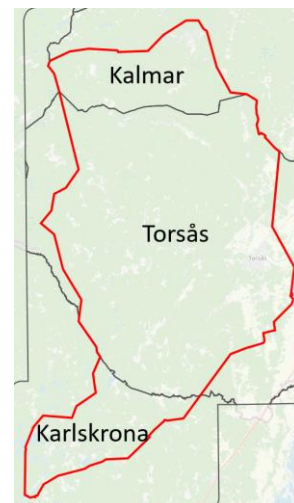
Figur 7. Fördelning av antalet abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttoppen i elnätet.

Det finns totalt 8 MW installerad effekt i elproduktion, varav 1 MW är vindproduktion och resten solproduktion.

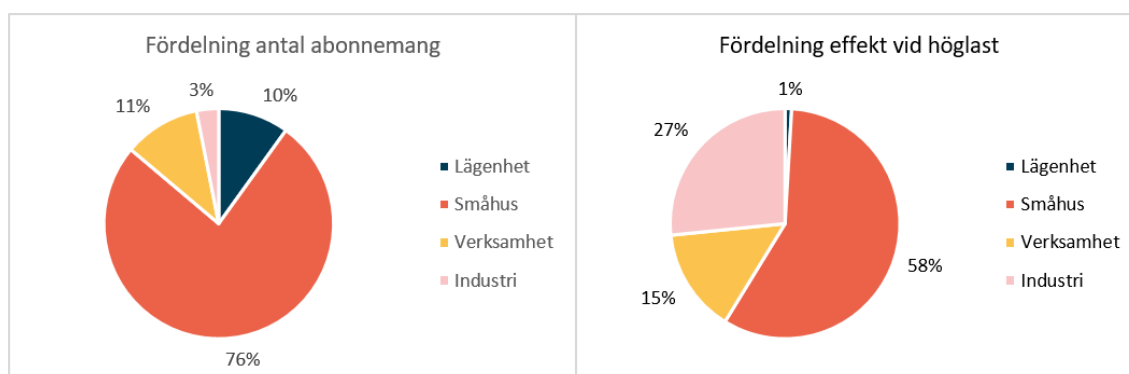
Området har två gränspunkter mot E.ON:s överliggande regionnät, en i Åstorp på 130 kV och en i Kvidinge på 20 kV.

Torsås

Delområdet Torsås ligger till största del i Torsås kommun men även i Kalmar och Karlskrona kommun. De största tätorterna är Torsås och Påryd. I delområdet finns det 3 800 abonnemang för konsumtion, varav 2 800 i Torsås kommun och 500 vardera i Karlskrona kommun och Kalmar kommun. Det finns också 320 abonnemang för produktion.



Konsumerad energi uppgick till 38 GWh under 2025 och den högsta distribuerade timmedeleffekten var 11 MW den 13 januari klockan 08:00–09:00. Diagrammet nedan visar fördelningen av antal abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttopparna. I Torsås är antalet småhus störst och de bidrar också mest till effekttopparna.



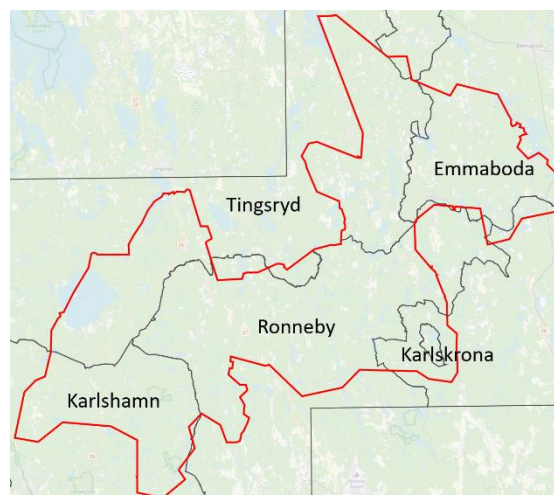
Figur 8. Fördelning av antalet abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effektuttagen i elnätet.

Det finns totalt 18 MW installerad effekt i elproduktion, varav 4 MW solproduktion, 12 MW vindproduktion och 2 MW övrig produktion.

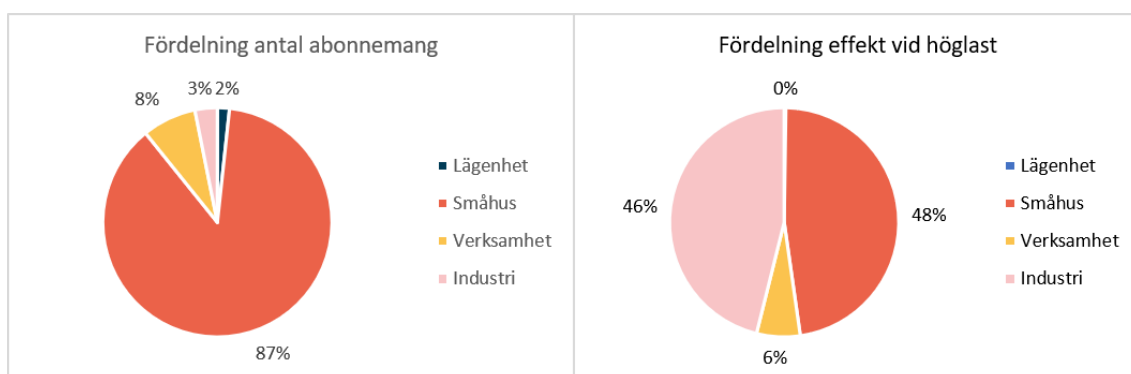
Området har en gränspunkt mot E.ON:s överliggande regionnät vid Torsås på 20 kV.

Hallabro

Delområdet Hallabro ligger till största del i Ronneby kommun men även i Tingsryd, Emmaboda och Karlshamns kommun. De största tätorterna är Hallabro, Långasjö och Eringsboda. I delområdet finns det 3 800 abonnemang för konsumtion, varav 1 500 i Ronneby kommun, 800 i Tingsryds kommun, 600 vardera i Emmaboda och Karlshamns kommun och 100 i Karlskrona kommun. Det finns också 300 abonnemang för produktion.



Konsumerad energi uppgick till 55 GWh under 2025 och den högsta distribuerade timmedeleffekten var 13 MW den 13 januari klockan 08:00–09:00. Diagrammet nedan visar fördelningen av antal abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttopparna. I Hallabro är antalet småhus störst och de bidrar också, tillsammans med industrin, mest till effekttopparna.



Figur 9. Fördelning av antalet abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effektuttagen i elnätet.

Det finns totalt 4 MW installerad effekt i elproduktion där i princip allt utgörs av solproduktion.

Området har en gränspunkt mot E.ON:s överliggande regionnät på 50 kV i mitten av området men även möjlighet till reservmatning.

2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet

I detta kapitel redovisas Kraftringens prognos för behov av överföringskapacitet och flexibilitet i elnätet per delområde samt en redogörelse för hur prognoserna tas fram. De planerade investeringar som har störst påverkan på överföringskapaciteten redovisas samt en beskrivning av nyttjandet av andra åtgärder, såsom flexibilitetslösningar. Slutligen redovisas hur dessa olika åtgärder tillsammans bidrar till systemets förmåga att möta prognosen.

Kraftringen gör regelbundet prognoser över den förväntade utvecklingen av effekt i nätet, både konsumerad effekt och producerad effekt. Behovet av överföringskapacitet avser den kapacitet som krävs i elnätet för att kunna överföra dessa effekter.

Prognoser görs för tre olika scenarion för utveckling; undre, medel och övre. Den prognos som redovisas i nätutvecklingsplanen är ett medelscenario, vilket bedöms vara det mest troliga scenariot. Det undre och övre scenariot används här som känslighetsanalys för medelscenario.

Tabell 3 avser prognos för konsumtion av el och visar förväntat högsta nettouttag från elnätet, som medelvärde under en timme. Värdet avser den timme under året då total konsumtion minus total produktion är högst. Denna timme uppstår normalt under en kall, vindstilla och molnig vinterdag.

Tabell 4 avser prognos för produktion av el och visar förväntad högsta nettoinmatning till elnätet, som medelvärde under en timme. Värdet avser den timme under året då total konsumtion minus total produktion är lägst. Denna timme uppstår normalt under en solig och blåsig sommardag. Ett negativt värde innebär nettoinmatning. Positivt tecken innebär att produktionen aldrig överstiger konsumtionen och därmed sker ingen nettoinmatning.

Tabell 5 visar den överföringskapacitet som krävs i elnätet för att klara att överföra både prognostiserad konsumtion och produktion. Det vill säga den kapacitet som krävs för att överföra både högsta nettouttag och högsta nettoinmatning. Värdet i tabell 5 avser den högsta effekten av nettouttaget i tabell 3 och nettoinmatningen i tabell 4. Positivt tecken innebär att konsumtionen dimensionerar behovet av överföringskapacitet, negativt tecken innebär att produktionen dimensionerar.

Delområde	LUN	LMA	RSJ	HOR	KPN	BJK	TOS	HLB
2027	194	22	102	21	52	25	13	15
2028	201	22	105	21	54	25	13	15
2029	206	22	106	21	55	25	13	15
2030	214	23	108	21	55	25	13	15
2031	217	23	109	21	57	25	13	15
2032	220	23	110	21	58	26	13	16
2033	224	23	111	21	59	26	14	16
2034	227	23	112	22	60	26	14	16
2035	230	23	113	22	60	27	14	16
2036	232	23	113	22	61	27	14	16

Tabell 3. Prognos för konsumtion per delområde i MW (timmedeleffekt), det högsta nettouttaget från elnätet.

Prognos för produktion, nettoinmatning, i MW								
Delområde	LUN	LMA	RSJ	HOR	KPN	BJK	TOS	HLB
2027	38	-1,8	-73	-0,2	0,0	0,1	-12	-1,7
2028	39	-2,3	-74	-0,8	-0,2	-0,6	-12	-2,1
2029	37	-2,9	-76	-1,4	-1,7	-1,2	-13	-2,5
2030	37	-3,4	-78	-2,0	-3,3	-1,9	-13	-2,9
2031	34	-4,2	-81	-2,6	-4,1	-2,6	-14	-3,4
2032	31	-4,9	-83	-3,3	-5,8	-3,3	-14	-3,8
2033	28	-5,6	-86	-3,9	-7,4	-4,0	-15	-4,3
2034	25	-6,4	-88	-4,5	-9,1	-4,7	-16	-4,7
2035	22	-7,1	-91	-5,1	-11	-5,4	-16	-5,2
2036	19	-7,8	-93	-5,8	-12	-6,1	-17	-5,6

Tabell 4. Prognos för produktion per delområde i MW (timmedeleffekt), den högsta nettoinmatningen till elnätet. Nettoinmatning anges med negativt tecken. Positivt tecken innebär att konsumtionen alltid är högre än produktionen och ingen nettoinmatning sker.

Delområde	LUN	LMA	RSJ	HOR	KPN	BJK	TOS	HLB
2027	194	22	102	21	52	25	13	15
2028	201	22	105	21	54	25	13	15
2029	206	22	106	21	55	25	13	15
2030	214	23	108	21	55	25	13	15
2031	217	23	109	21	57	25	14	15
2032	220	23	110	21	58	26	14	16
2033	224	23	111	21	59	26	-15	16
2034	227	23	112	22	60	26	-16	16
2035	230	23	113	22	60	27	-16	16
2036	232	23	113	22	61	27	-17	16

Tabell 5. Prognos för behovet av överföringskapacitet per delområde i MW (timmedeleffekt). Det innebär den överföringskapacitet som krävs för att klara både prognostiserad konsumtion och produktion. Positivt tecken innebär att konsumtionen dimensionerar behovet av överföringskapacitet, negativt tecken innebär att produktionen dimensionerar.

2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet

I detta avsnitt beskrivs hur vi arbetar med att prognostisera behovet av överföringskapacitet. Vi har utvecklat ett verktyg för att prognostisera framtida effekt i olika punkter i nätet, från nätstation och uppåt. I nätutvecklingsplanen används detta verktyg för att prognostisera effekter och behov av överföringskapacitet per delområde. Det används också för många bakomliggande analyser för övriga bedömningar som redovisas.

I prognosen för nätutvecklingsplanen bestäms två effektvärden per år och delområde:

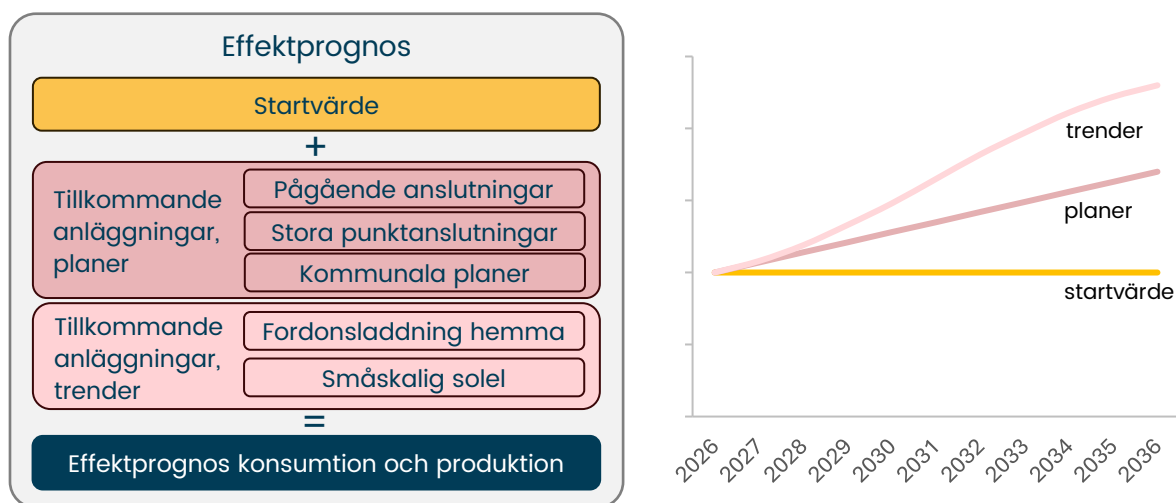
- *Konsumtion* – det högsta nettouttaget från elnätet, timmen med högst konsumtion minus timmen med lägst produktion

- *Produktion* – den högsta nettoinmatningen till elnätet, timmen med högst produktion minus timmen med lägst konsumtion

Till att börja med bestäms startvärdet, det högsta nettouttaget respektive nettoinmatningen som förväntas kunna uppstå i dagens nät. Till startvärdet adderas därefter en förväntad utveckling. Se figur 10.

Förväntad utveckling utgörs av tillkommande anläggningar, det innebär nya anläggningar som ansluts eller befintliga anläggningar med ett förändrat effektbehov. Tillkommande anläggningar delas upp i två kategorier:

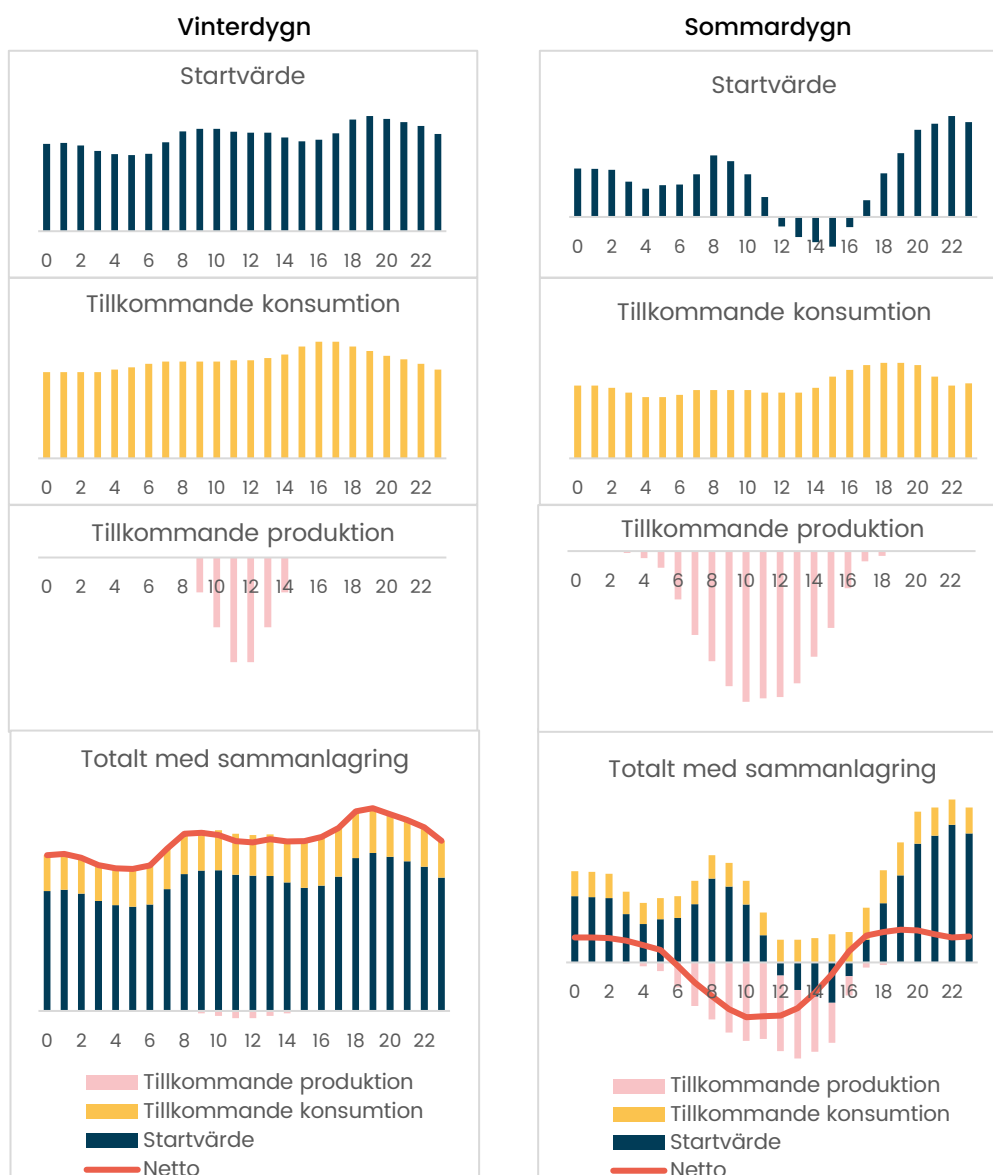
- *Planer* – Tillkommande anläggningar som planeras att anslutas men med mer eller mindre osäkerhet att de genomförs.
- *Trender* – Tillkommande anläggningar som beror på samhällsförändringar eller trender som innebär en bred påverkan på elanvändningen och effektbehovet.



Figur 10. Schematisk bild över uppbyggnad av modell för effektprognos

Vid beräkning av framtida effekt summeras startvärdet med olika typer av tillkommande anläggningar. Vid summeringen tas hänsyn till sammanlagring. Sammanlagring innebär att den summerade högsta effekten för anläggningar i elnätet blir lägre än summan av alla anläggningars individuella högsta effekt eftersom olika anläggningar inte använder sin högsta effekt samtidigt. En summering av alla individuella högsta effekt skulle överskatta behovet av överföringskapacitet.

I prognosmodellen tas hänsyn till sammanlagring genom att inte bara titta på högsta effekt utan även dygnsprofilen. Summeringen görs per timme under ett vinterdygn (med högst nettouttag) och ett sommar dygn (med högst nettoinmatning). Figur 11 visar ett exempel på summering med dygnsprofiler för ett vinterdygn och ett sommar dygn.



Figur 11. Exempel på effekt summerad med sammanlagring under ett vinter- respektive sommarygn baserat på dygnsprofiler.

Nedan beskrivs kortfattat hur prognosmodellen är uppbyggd. Fortsatt utveckling och förbättring av modellen pågår, både genom ett internt arbete och genom olika externa samarbeten.

Bland annat sker samarbete om effektprognoser inom Skånes Effektkommission med syftet att förbättra prognoser men också att arbeta mer enhetligt med prognoser mellan elnätsföretag i Skåne.

Startvärde

Startvärdet avser nuläget av användningen av elnätet baserat på nuvarande kunders produktion och konsumtion och utgör utgångspunkten för prognosen. Startvärden för konsumtion och produktion bestäms från timserier över uppmätt effekt för total konsumtion respektive produktion under de tre senaste åren (2023–2025).

Startvärdet för konsumtion (högsta nettouttag) bestäms av högsta uttagen effekt under en timme, omräknat till om utomhustemperaturen under dygnet varit $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, minus den lägsta inmatade effekten under en timme.

Effektbehovet för konsumtion utgörs till stor del av uppvärmning och beror i hög grad av utetemperaturen. Det är under kalla vinterdagar som den högsta konsumtionen uppstår. Startvärdet för konsumtion ska motsvara den högsta effekt som kan förväntas under ett relativt kallt år, detta har vi definierat som ett dygn med medeltemperatur på $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Därför räknas de högsta uppmätta effekterna under de tre senaste åren om från uppmätt dygnsmedeltemperatur till vad effekten förväntas ha varit vid medeltemperaturen $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Startvärdet för produktion (högsta nettoinmatningen) bestäms av högsta inmatad effekt under en timme minus lägsta uttagen effekt under en timme.

Med ett framtida ökat behov av kyla i fastigheter kan även konsumtionen under varma sommar dagar bli mer beroende av utetemperaturen. I dagsläget görs ingen omräkning av uppmätta effekter under sommaren med hänsyn till utetemperaturen, men på sikt kan det bli aktuellt att lägga till.

Tillkommande anläggningar, planer

I planerade tillkommande anläggningar sammanställs de anläggningar vi vet, eller förväntar oss, ansluts under perioden. Om en anläggning räknas med som förväntad beror bland annat på i vilket stadiet i vår anslutningsprocess den befinner sig i. Prognosen i nätutvecklingsplanen utgår från ett troligt scenario. Vilka stadier som räknas med i det anges nedan för de olika grupperna av tillkommande anläggningar.

För att kunna ta hänsyn till sammanlagringen vid summering på det sätt som visas i figur 11 ansätts olika dygnsprofiler för olika typer av anläggningar, en för ett typiskt vinterdygn och en för ett typiskt sommar dygn. Dessa dygnsprofiler är framtagna från schabloniserade profiler av elanvändningen hos befintliga anläggningar i nätet idag av respektive typ.

Tillkommande planerade anläggningar delas in i tre grupper:

- *Pågående anslutningar* – Inkomna ärenden om nyanslutning eller utökning som befinner sig i anslutningsprocessen.
Alla pågående anslutningar förväntas bli av och räknas med i ett troligt scenario.
- *Stora punktanslutningar* – Inkomna ärenden om anslutningar $>0,5\text{ MW}$, normalt anslutna på högspänning. Till exempel industrier, solparker, stora batterier och laddpunkter för fordon. Här ingår i nuläget även större förändringar i effektbehov hos befintliga kunder på högspänning.
De anslutningar som är i stadiet projektering, byggfas eller driftsatt räknas med i ett troligt scenario.
- *Kommunala planer* – Information från detalj- och översiktsplaner sammanställs och översätts till effektbehov med schabloneffekter för olika kategorier, exempelvis lägenhet, småhus, kontor, handel och industri. Mer information om planerad utveckling kan också fås i olika samverkansforum med respektive kommun.
Kommunala planer tas med i troligt scenario med en viss andel utifrån vilket stadiet de är i. Från stadiet planuppdrag räknas 50 % av tillkommande effekt med, från stadiet samråd 75 % och från stadiet godkänd 100 %.

Vi har ett antal förfrågningar om stora punktanslutningar som ännu är i ett tidigt stadiet i anslutningsprocessen. De ingår inte i dagens prognos över troligt scenario men kan komma att påverka framtida prognoser i hög grad. Det rör sig i första hand om anläggningar för fordonsladdning, datacenter, batterier och solparker.

Tillkommande anläggningar, trender

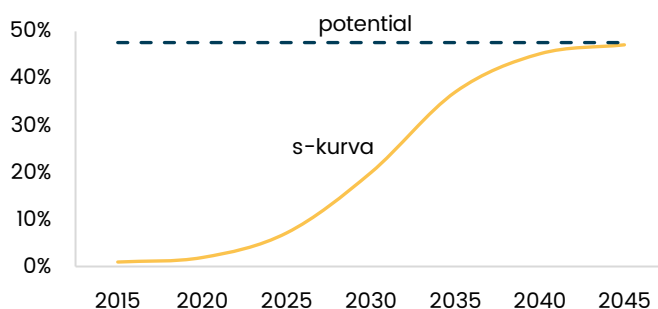
En betydande del av tillkommande anläggningar och ökat effektbehov förväntas komma från generella utvecklingstrender och samhällsförändringar. Inom denna kategori ingår i prognosen idag en ökande andel småskaliga solceller på befintliga småhus och andra fastigheter, hemmaladdning av personbilar samt energieffektivisering. På sikt kan ytterligare generella trender som påverkar effektbehovet läggas till såsom hemmabatterier, styrning av elanvändning efter spotpris på elhandel och V2G (vehicle-to-grid) där elbilens batteri används likt ett hemmabatteri och kan mata in el till

fastigheten. Vissa av dessa trender är högst påtagliga redan idag, såsom hemmabatterier och styrning, men ingår alltså ännu inte i prognosen,

Prognosen tar hänsyn till energieffektiviseringar och energibesparingar genom antagande om att startvärdet för konsumtion minskar med 0,5 % per år. Det är konservativt jämfört med till exempel det som anges i NEPP:s (North European Energy Perspectives Project) rapport Färdplan fossilfri el – analysunderlag med fokus på elanvändningen (2019). Där anges 2–3 % per år historiskt och 3–4 % per år till 2050.

Antaganden om utvecklingen av småskalig sol och hemmaladdning baseras på prognosmodeller som E.ON tagit fram. Det finns en fördel med att nätföretag utgår från samma antaganden och modeller. Det gör att prognoser för lokal- och regionnät blir mer jämförbara och underlättar dialog om förutsättningar och behov. Det möjliggör också en aggregering av prognosresultat uppåt i nätet. Inom bland annat Skånes Effektkommission bedrivs arbete för att öka enhetligheten i hur prognoser görs mellan elnätsföretag i Skåne.

Prognosen för småskalig sol bygger på antaganden om i vilken grad det kommer installeras solceller under perioden på de fastigheter som är anslutna till elnätet idag. Utvecklingen bestäms av hur stor andel av anslutningar inom det geografiska prognosområdet som har solceller idag och en antagen potential för andelen som har solceller år 2045. Potentialen 2045 ligger mellan 35 % och 50 % beroende på hur stor andel solceller områdets har idag. Den årliga tillväxten till 2045 antas följa en s-kurva, enligt exempel i figur 12.



Figur 12. Exempel på S-kurva för tillväxten av småskalig sol på fastigheter.

Prognosen för hemmaladdning utgår från antagande om antalet personbilar som finns idag inom valt geografiskt område och andelen laddbara fordon i området idag enligt Trafikanalys statistik. Det antas också att alla personbilar kommer vara laddbara år 2045 och att den årliga tillväxten till 2045 följer en s-kurva, på motsvarande sätt som för småskalig sol.

Drivkrafter för utvecklingen

Vad som driver utvecklingen av behovet av överföringskapacitet skiljer sig till viss del åt mellan de olika delområdena. Till exempel visar prognoser över befolkningsutvecklingen en ökning i de västra delområdena, i Öresundsregionen, medan i de östra delområden, i Blekinge och Småland, förväntas befolkningen minska under perioden. Det innebär skillnader i expansion av bostäder, verksamheter och industrietableringar.

Antaganden om utveckling av småskalig sol på fastigheter och hemmaladdning är mer generell och baseras på antalet kundanslutningar till elnätet idag och andelen som har sol respektive hemmaladdning idag. Det är en drivkraft som i lite olika grad påverkar behovet av överföringskapacitet i alla delområden.

Antaganden om energieffektivisering påverkar samtliga områden i ungefär samma grad. Eftersom antagandena är relativt försiktiga och har de dock inte någon större påverkan på behovet av överföringskapacitet.

Generellt i alla områden förväntas laddning av elektrifierade transporter bidra till att överföringsbehovet för konsumtion ökar under kalla vinterdagar, då behovet redan idag normalt är

som störst. Lösningar som flyttar laddning från de högst belastade timmarna blir viktiga möjliggörare för ett effektivt utnyttjande av elnätet.

På motsvarande sätt förväntas en ökad utbyggnad av solceller bidra till att överföringsbehovet för produktion ökar under soliga sommar dagar, då behovet redan idag normalt är som störst. I delar av näten kommer det vara produktionen som dimensionerar överföringskapaciteten. Lösningar med till exempel batterier som lagrar solen under de timmarna då produktionen är som högst blir viktiga möjliggörare för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Då solproduktionen normalt är låg under vintern är möjligheter för solceller att bidra till att avlasta de högst belastade vintertimmarna mycket begränsad.

I kapitel 2.2 finns mer beskrivet om förväntad utveckling över behovet av överföringskapacitet per delområde och vilka drivkrafter som påverkar denna utveckling.

Samplaneringsprocess

Kommunala planer är viktig indata för elnätets effektprognoser och för nätutvecklingen. Samtidigt är elnätets planering och nätutvecklingsplanen viktig information för kommunerna i sin planering. Vi deltar därför i projekt för att förbättra och effektivisera denna samplaneringsprocess. I projekten Systemdemonstrator för hållbara städer CoAction (Vinnova) och Metod för kommunal energiplanering (Energimyndigheten) arbetar vi tillsammans med Lunds kommun och RISE för en mer effektiv lokal energiplanering. Arbetet har bidragit till en ökad förståelse för varandras processer och behov och har i denna, vår andra, nätutvecklingsplan bidragit till ett bättre och mer effektivt informationsutbyte. Vi deltar också i arbete kopplat till samplanering inom Skånes Effektkommission.

2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

I tabell 5 redovisas prognos för behov av överföringskapacitet i MW. Enligt Ei:s föreskrift ska även en jämförelse av prognosen för behov av överföringskapacitet med de senaste årens behov redovisas, detta visas i tabell 6.

Som referens för de senaste årens behov använder vi oss av de startvärden som används i prognosen och som beskrivits i kapitel 2.1.

För alla delområden är startvärdet för konsumtion högre än startvärdet för produktion så startvärdet för konsumtion används som referensvärde och det som utvecklingen i tabell 5 jämförs mot. Som beskrivits i kapitel 2.1 bestäms startvärdet för konsumtion som medelvärde av högsta uttagen timeffekt, omräknat till -10 grader, per år för åren 2023–2025.

Förändrat behov av överföringskapacitet i procent								
Delområde	LUN	LMA	RSJ	HOR	KPN	BJK	TOS	HLB
2027	13 %	21 %	18 %	7 %	6 %	12 %	6 %	5 %
2028	17 %	22 %	22 %	6 %	9 %	12 %	7 %	6 %
2029	20 %	24 %	24 %	7 %	10 %	13 %	8 %	7 %
2030	25 %	25 %	25 %	7 %	11 %	14 %	11 %	8 %
2031	26 %	25 %	26 %	8 %	15 %	15 %	16 %	9 %
2032	28 %	25 %	27 %	9 %	17 %	17 %	20 %	11 %
2033	30 %	25 %	28 %	10 %	18 %	18 %	25 %	12 %
2034	32 %	25 %	29 %	11 %	20 %	20 %	29 %	14 %
2035	33 %	25 %	31 %	13 %	22 %	21 %	34 %	16 %
2036	35 %	26 %	32 %	14 %	23 %	22 %	38 %	17 %

Tabell 6. Förändrat behov av överföringskapacitet per delområde under prognosperioden. Ökat behov jämfört med startvärdet, som baseras på ett medelvärde för år 2023–2025.

Det som generellt driver behov av överföringskapacitet i våra elnät är nya produktionsanläggningar, i form av solceller, och behov av laddinfrastruktur för transporter. I framför allt de västra områdena bidrar även befolkningsutvecklingen och ett ökat behov av bostäder och verksamheter samt industrietablering. Nedan finns lite mer beskrivet om vad som driver utvecklingen per delområde.

Det ökade behovet 2027 utgörs i princip av tre års utveckling, från 2024 (medelåret för startvärdet) till 2027. I områden med en stor ökning 2027 har större anläggningar driftsatts under åren 2025–2026. Exempelvis har det i Lomma driftsatts ett antal större laddpunkter med en total installerad effekt på över 3 MW.

Beskrivning per delområde

Här följer en beskrivning per delområde av prognostiserat förändrat behov av överföringskapacitet och vad som förväntas påverka utvecklingen. I kapitel 2.6 beskrivs mer per delområde om planerade åtgärder och hur de möter prognostiserat behov.

Lund

Prognosen för konsumtion, högsta nettouttag, ökar med 38 MW under perioden, från 194 MW 2027 till 232 MW 2036. Enligt prognosen för produktion kommer ingen nettoinmatning ske under perioden men ökad produktion gör att det lägsta nettouttaget sjunker med 19 MW, från 38 MW 2027 till 19 MW 2036. Totalt innebär det att behovet av överföringskapacitet prognostiseras öka med 35 % jämfört med referensperioden.

Lund är ett mycket expansivt område med omfattande planer för nya bostäder och verksamheter. Det finns ett antal större exploateringsområden som pågår under perioden, flera planerade anslutningar med större effektbehov, bland annat i fordonsladdning, och även stora befintliga kunder med ökat effektbehov. Detta tillsammans med en ökad laddning av elfordon hemma utgör det huvudsakliga bidraget till en ökad konsumtion.

Den ökade produktionen förväntas i första hand komma från en ökning av småskalig solkraft på befintliga och nya byggnader.

Lomma

Prognosen för konsumtion, högsta nettouttag, ökar med 1 MW under perioden, från 22 MW 2027 till 23 MW 2036. Prognosen för produktion, högsta nettoinmatning, ökar med 6 MW, från 2 MW till 8 MW. Totalt innebär det att behovet av överföringskapacitet prognostiseras att öka med 26 % jämfört med referensperioden.

En viss expansion sker i området, bland annat i de västra delarna av Hjärup. Läget längs E20 gör det också intressant för mer storskalig fordonsladdning med installation av viss laddning planerad under perioden. Detta tillsammans med viss ökad laddning av elfordon hemma utgör det huvudsakliga bidraget till en ökad konsumtion.

Den ökade produktionen förväntas i första hand komma från en ökning av småskalig solkraft på befintliga och nya byggnader.

Ringsjö

Prognosen för konsumtion, högsta nettouttag, ökar med 11 MW under perioden, från 102 MW 2027 till 113 MW 2036. Prognosen för produktion, högsta nettoinmatning, ökar med 20 MW, från 73 MW till 93 MW. Totalt innebär det att behovet av överföringskapacitet prognostiseras att öka med 32 % jämfört med referensperioden.

En viss expansion sker i området med ett antal olika expansionsområden i de olika tätorterna. Detta tillsammans med en ökad laddning av elfordon hemma utgör det huvudsakliga bidraget till en ökad konsumtion.

Den ökade produktionen förväntas i första hand komma från en ökning av småskalig solkraft på befintliga och nya byggnader.

Höör

Prognosen för konsumtion, högsta nettouttag, ökar med 1 MW under perioden, från 21 MW 2027 till 22 MW 2036. Prognosen för produktion, högsta nettoinmatning, ökar med 6 MW, från 0 MW till 6 MW. Totalt innebär det att behovet av överföringskapacitet prognostiseras att öka med 14 % jämfört med referensperioden.

En viss expansion sker i tätorten med ett antal expansionsområden i kommunen. Detta tillsammans med en ökad laddning av elfordon hemma utgör det huvudsakliga bidraget till en ökad konsumtion.

Den ökade produktionen förväntas i första hand komma från en ökning av småskalig solkraft på befintliga och nya byggnader.

Klippan

Prognosen för konsumtion, högsta nettouttag, ökar med 9 MW under perioden, från 52 MW 2027 till 61 MW 2036. Prognosen för produktion, högsta nettoinmatning, ökar med 12 MW, från 0 MW till 12 MW. Totalt innebär det att behovet av överföringskapacitet prognostiseras att öka med 23 % jämfört med referensperioden.

En måttlig expansion sker i området med viss förtätning. Läget längs E4 gör det också intressant för mer storskalig fordonsladdning med installation av viss laddning planerad under perioden. Detta tillsammans med en ökad laddning av elfordon hemma utgör det huvudsakliga bidraget till en ökad konsumtion.

Den ökade produktionen förväntas i första hand komma från en ökning av småskalig solkraft på befintliga och nya byggnader.

Björnekulla

Prognosen för konsumtion, högsta nettouttag, ökar med 2 MW under perioden, från 25 MW 2027 till 27 MW 2036. Prognosen för produktion, högsta nettoinmatning, ökar med 6 MW, från 0 MW till 6 MW. Totalt innebär det att behovet av överföringskapacitet prognostiseras att öka med 22 % jämfört med referensperioden.

En viss förtätning ger en måttlig expansion i området. Läget längs E4 gör det intressant för storskalig fordonsladdning med viss installation av laddning planerad under perioden. Detta tillsammans med en ökad laddning av elfordon hemma utgör det huvudsakliga bidraget till en ökad konsumtion.

Den ökade produktionen förväntas i första hand komma från en ökning av småskalig solkraft på befintliga och nya byggnader.

Torsås

Prognosen för konsumtion, högsta nettouttag, ökar med 1 MW under perioden, från 13 MW 2027 till 14 MW 2036. Prognosen för produktion, högsta nettoinmatning, ökar med 5 MW, från 12 MW till 17 MW. Totalt innebär det att behovet av överföringskapacitet prognostiseras att öka med 38 % jämfört med referensperioden. Här kommer produktionen överstiga konsumtionen under perioden och det är produktionen som dimensionerar behovet av överföringskapacitet.

Samhällsutvecklingen är begränsad i området och förväntas inte bidra till någon betydande ökad konsumtion. Det är i första hand en ökad laddning av elfordon hemma som utgör det huvudsakliga bidraget till en ökad konsumtion.

Den ökade produktionen förväntas i första hand komma från en ökning av småskalig solkraft på befintliga och nya byggnader.

Hallabro

Prognosen för konsumtion, högsta nettouttag, ökar med 1 MW under perioden, från 15 MW 2027 till 16 MW 2036. Prognosen för produktion, högsta nettoinmatning, ökar med 4 MW, från 2 MW till 6 MW. Totalt innebär det att behovet av överföringskapacitet prognostiseras att öka med 17 % jämfört med referensperioden.

Samhällsutvecklingen är begränsad i området och förväntas inte bidra till någon ökad konsumtion. Det är i första hand en ökad laddning av elfordon hemma som utgör det huvudsakliga bidraget till en ökad konsumtion.

Den ökade produktionen förväntas i första hand komma från en ökning av småskalig solkraft på befintliga och nya byggnader.

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

Enligt Ei:s föreskrift ska vi redovisa systemets nuvarande förmåga att möta det prognosticerade behovet av överföringskapacitet under perioden. Det ska göras genom att jämföra prognostiserat behov av överföringskapacitet 2036 med den överföringskapacitet som dagens nät har, utan hänsyn till de investeringar och åtgärder vi planerar att genomföra under perioden till 2036. Vi ska utifrån det ange om det finns eller förväntas uppstå kapacitetsbegränsningar under perioden. Detta redovisas i tabell 7 med svarsalternativ enligt Ei:s vägledning.

I kapitel 2.6 finns utförligare beskrivning av systemets förmåga att möta prognosen. Där tas hänsyn till de investeringar och åtgärder som vi planerar att genomföra under perioden. Det speglar då det faktiska förväntade läget under perioden till skillnad mot det hypotetiska fall som redovisas i tabell 7, om vi inte genomför det vi planerar att göra.

Delområde	Finns nuvarande eller förväntade kapacitetsbegränsningar?	Kan befintligt system hantera prognosticerat behov av överföringskapacitet?
LUN	Ja, i både eget och överliggande nät	Ja, med avseende på produktion
LMA	Ja, i eget nät	Ja, med avseende på produktion
RSJ	Ja, i både eget och överliggande nät	Nej
HOR	Ja, i eget nät	Ja, med avseende på produktion
KPN	Ja, i både eget och överliggande nät	Nej
BJK	Ja, i eget nät	Nej
TOS	Nej	Ja, med avseende på både produktion och konsumtion
HLB	Nej	Ja, med avseende på både produktion och konsumtion

Tabell 7. Nuvarande elnäts förmåga att klara prognostiserat behov av överföringskapacitet under perioden till 2036. Observera att detta avser om vi inte genomför de investeringar och åtgärder som vi har planerat under perioden. Med systemet avses både vårt eget lokalnät och överliggande regionnät.

Enligt föreskriften ska vi också redovisa vilka flexibilitetstjänster och andra resurser som vi för närvarande använder med ett eller flera svarsalternativ enligt Ei:s vägledning:

- Anskaffar flexibilitetstjänster från efterfrågefleksibilitet, energilager och/eller distribuerad produktion för uppreglering (minskad konsumtion, ökad produktion).
- Anskaffar flexibilitetstjänster från efterfrågefleksibilitet, energilager och/eller distribuerad produktion för nedreglering (ökad konsumtion, minskad produktion).
- Har villkorade avtal för hantering av kapacitetsbrist.

- Annat.

Vi använder idag i begränsad omfattning villkorade avtal för hantering av kapacitetsbrist. De används vid anslutning på högspänning när kapaciteten i elnätet under vissa tider inte är tillräcklig för önskat effektbehov. Villkorat avtal innebär att tillåten effekt tillfälligt kan behöva begränsas under vissa tider i väntan på en utbyggnad av elnätet. Villkorade avtal används när behov av det uppstår. Det används idag inte i alla delområden men kommer användas i alla områden om behov uppstår.

I kapitel 2.4.2 beskrivs mer om vårt bedömda behov av flexibilitet och våra planer framåt för användning av flexibilitetstjänster.

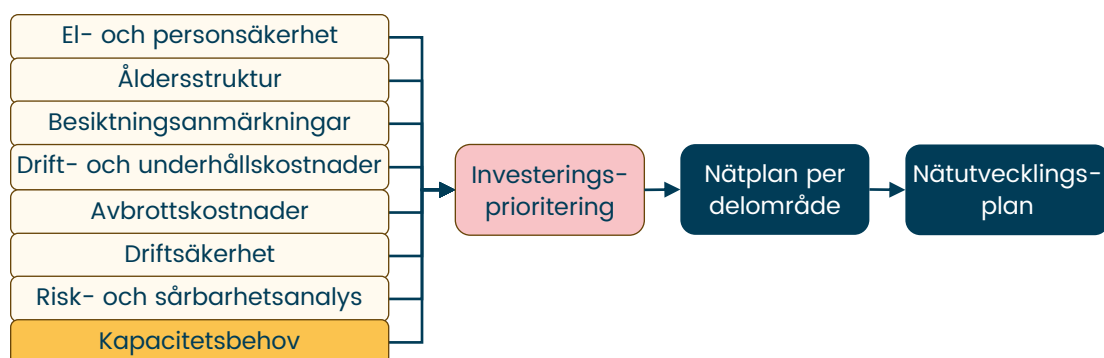
2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar

Investeringar i elnätet är en central del för att kunna upprätthålla ett nät som uppfyller alla legala krav och som är kostnadseffektivt och har en hög leverans- och personsäkerhet. Det krävs också för att kunna ansluta nya kunder.

Vi har under de senaste åren investerat i snitt 430 Mkr per år. Under perioden 2027–2036 planeras för investeringar på cirka 3 400 Mkr.

Vissa av de investeringar som planeras idag beror på behov av ökad överföringskapacitet. Behovet drivs främst av nya kunder som önskar anslutning och ökat effektbehov hos befintliga kunder. Även förändrade användningsmönster kan påverka sammanlagringen i elnätet och leda till högre effekttoppar. De flesta planerade investeringar syftar dock inte primärt till ökad kapacitet. I stället görs de för att upprätthålla och ytterligare förbättra leveranssäkerheten och elkvaliteten, säkerställa el- och personsäkerheten i anläggningarna samt möjliggöra en kostnadseffektiv drift och utveckling av elnätet. Figur 13 visar översiktligt de faktorer som vägs in vid planering och urval av åtgärder.

Även i de fall när det primära investeringsbehovet inte är ökad överföringskapacitet görs en bedömning av det framtida effektbehovet och i många fall görs en viss kapacitetsökning i samband med investeringen. Det är således många faktorer, utöver behov av överföringskapacitet, som tas hänsyn till i urvalet av planerade investeringar. Kraftringen arbetar kontinuerligt med en långsiktig investeringsportfölj för att säkerställa en kostnadseffektiv planering och utbyggnad av elnätet.



Figur 13. Faktorer som vägs in vid urval och planering av åtgärder.

Kapacitetsbehov är en faktor som, till följd av den ökade elektrifieringen som energiomställningen innebär, påverkar investeringsbehovet i större utsträckning än tidigare. För att vid prioriteringen av investeringar kunna ta hänsyn till detta, tillsammans med övriga faktorer, är förmågan att kunna prognostisera framtida effektbehov i olika delar av nätet viktig.

Framåt blir det också viktigt att i högre grad kunna använda alternativ till nätinvesteringar, såsom flexibilitetstjänster och andra resurser, för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Förmågan att välja rätt lösning i rätt situation blir också viktig.

För att ytterligare stärka möjligheterna att mer effektivt nyttja befintligt elnät planerar Kraftringen att successivt införa ett Advanced Distribution Management System (ADMS). Systemet utgör ett avancerat drift- och beslutsstöd och möjliggör ett mer dynamiskt kapacitetsutnyttjande i elnätet. Det kan bland annat bidra med:

- Bättre kunskap om nätets aktuella tillstånd och tillgängliga kapacitet för ett mer effektivt nyttjande av befintliga ledningar, transformatorer och stationer.
- Analyser av var och när flexibilitet ger störst nytta och möjliggör en mer effektiv användning av flexibilitetstjänster och villkorade avtal vid hantering av kapacitetsbegränsningar.
- Mer exakta bedömningar av var och när förstärkningar av elnätet krävs och prioritering av de investeringar som ger störst nytta.

2.4.1 Planerade investeringar

Enligt Ei:s föreskrift ska vi i nätutvecklingsplanen redovisa planerade investeringar i sådan huvudsaklig distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny förbrukning eller för att utöka befintlig produktionskapacitet och förbrukning.

De investeringar som vi redovisar är i första hand investeringar i högspänningsnätet, 10–130 kV, som bidrar till en ökad kapacitet eller på annat sätt bidrar stort till elnätets utveckling.

Det avser både nyinvesteringar och reinvesteringar:

- direkt kopplade till identifierade kapacitetsbegränsningar
- direkt kopplade till större anslutningar för ny eller utökad elanvändning och elproduktion
- som är allmänt systemförstärkande eller ändrar strukturen på nätet i syfte att öka överföringskapaciteten

Nedan redovisas per delområde de planerade investeringar till och med år 2036 som har störst påverkan på överföringskapaciteten. I tabellerna anges:

- **Projektbenämning** – Intern benämning som här används för att kunna följa projekt i framtida nätutvecklingsplaner
- **Projektbeskrivning** – Anger kategori för projektet och en kort beskrivning.
Alternativa kategorier:
 - o Exploatering – investering för att möjliggöra nya områden för bostäder och verksamheter
 - o Fördelningsstation – investering i ny- eller ombyggnad av fördelningsstation för ökad överföringskapacitet
 - o Kabling – investering i ut- eller ombyggnad av kabelnät för att utöka eller förbättra nätstrukturen och öka överföringskapaciteten
 - o Anslutning – investering för att möjliggöra anslutning av ny större anläggning eller vid ökat behov i befintlig anläggning
- **Syfte med projektet** – Anger det primära syftet med investeringen. Dessa projekt ger också en ökad överföringskapacitet även då det inte är det primära syftet
Alternativa kategorier:
 - o Kundpåkallat – möjliggör anslutning av ny större anläggning eller utökning av befintlig, kan utgöras av investering i anslutning eller i strukturella förändringar i nätet för att möjliggöra anslutningen
 - o Kapacitet – ger ökad överföringskapacitet i nätet
 - o Reinvestering – ombyggnad av befintlig anläggning för ett effektivare nät och förbättrad kvalitet
 - o Tillgänglighet – ger ökad leveranssäkerhet i området
- **Projektstatus** – Ska enligt Ei:s vägledning vara något av följande alternativ:
 - o Planerad (internt beslutad)
 - o Inväntar tillstånd
 - o Tillstånd beviljat, ej påbörjad
 - o Påbörjad
 - o Under övervägande (ej internt beslutad)

- **Tidpunkt för driftsättning** – Avser det år då slutlig driftsättning är planerad. Vissa projekt kan driftsättas i etapper och redovisas då som ett intervall av år

Utöver de investeringar som redovisas nedan planeras också betydande investeringar i system och hårdvara för ADMS, som beskrivits i kapitel 2.4. Det avser alla delområden och påbörjas under 2027 därefter kommer olika delar successivt driftsättas under perioden.

I bilaga Uppföljning av investeringar finns en uppföljning av de projekt som redovisades i förra nätutvecklingsplanen med de förändringar som skett sedan då, i enlighet med krav i Ei:s föreskrift.

Investeringar per delområde

Här redovisas per delområde de planerade investeringar som har störst påverkan på överföringskapaciteten i området. I kapitel 2.6 beskrivs övergripande hur dessa investeringar förväntas påverka nätet och överföringskapaciteten.

Lund

Projekt-benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
IK210930-4.2.40	Kabling – Reinvestering med ökad överföringskapacitet för att möjliggöra nya anslutningar i sydvästra Lund	Reinvestering	Planerad (internt beslutad)	2027
IK210930-4.2.53	Kabling – Ökad överföringskapacitet för att möjliggöra nya anslutningar i nordvästra Lund	Kapacitet	Planerad (internt beslutad)	2027
IK210930-4.2.51	Kabling – Ökad överföringskapacitet för att möjliggöra nya anslutningar i centrala Lund	Kapacitet	Planerad (internt beslutad)	2027
IK261029-4.2.02	Kabling – Utbyggnad för att möjliggöra anslutning av ny produktion i västra Lund	Kundpåkallat	Under övervägande (ej internt beslutad)	2027
IK231011-4.2.23	Kabling – Ökad överföringskapacitet för att möjliggöra nya anslutningar i södra Lund	Kundpåkallat	Planerad (internt beslutad)	2028
IK210930-4.2.28	Kabling – Ökad överföringskapacitet för exploateringsområden i Stångby	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2028
IK231011-4.2.19	Kabling – Ökad överföringskapacitet för exploateringsområden i Hjärup	Kapacitet	Planerad (internt beslutad)	2028
IK231011-4.2.18	Kabling – Ökad överföringskapacitet för exploateringsområden i Bjärred	Kapacitet	Planerad (internt beslutad)	2028
IK231011-4.2.21	Kabling – Utbyggnad av högspänningsnät för exploateringsområde Brunnshög	Kundpåkallat	Planerad (internt beslutad)	2027–2028
IK241015-4.2.9	Exploatering – Utbyggnad av ny nätstruktur för exploateringsområde Brunnshög	Kundpåkallat	Planerad (internt beslutad)	2027–2029
IK231011-4.2.25	Kabling – Ny struktur och ökad överföringskapacitet för exploateringsområden i Bjärred	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2028–2029
IK201008-4.2.36	Exploatering – Utbyggnad av ny nätstruktur för exploateringsområde Västerbro	Kundpåkallat	Påbörjad	2027–2031
IK241015-4.2.25	Fördelningsstation – Reinvestering för ökad transformatoreffekt och fler ledningsfack i nordöstra Lund	Reinvestering	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032
IK241015-4.2.24	Anslutning – Utbyggnad av högspänningsnät för att möjliggöra anslutning av nytt sjukhus	Kundpåkallat	Under övervägande (ej internt beslutad)	2034
IK251021-4.2.27	Exploatering – Utbyggnad av ny nätstruktur för exploateringsområde Brunnshög	Kapacitet	Planerad (internt beslutad)	2030–2034

Tabell 8. Planerade investeringar med störst påverkan på överföringskapaciteten i Lund.

Lomma

Projekt-benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
IK231030-4.2.1	Fördelningsstation – Utökat antal ledningsfack för att möjliggöra nya anslutningar i hela delområdet	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032

Tabell 9. Planerade investeringar med störst påverkan på överföringskapaciteten i Lomma.

Ringsjö

Projekt-benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
IK150930-4.2.1	Anslutning – Utbyggnad för att möjliggöra större anslutning i Hörby	Kundpåkallat	Planerad (internt beslutad)	2028
IK261029-4.2.44	Exploatering – Ökad överföringskapacitet för exploatering i Marieholm	Kundpåkallat	Under övervägande (ej internt beslutad)	2028–2029
IK160927-4.2.12	Fördelningsstation – Ny station i närheten av Löberöd möjliggör anslutning av större anläggning och frigör kapacitet i befintlig station i östra Eslöv	Kundpåkallat	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032
IK160927-4.2.15	Fördelningsstation – Reinvestering ger ökad kapacitet och möjliggör nya anslutningar i östra Eslöv och landsbygden runt Eslöv	Reinvestering	Under övervägande (ej internt beslutad)	2036
IK160927-4.2.16	Fördelningsstation – Reinvestering ger ökad kapacitet och möjliggör nya anslutningar i centrala och västra Eslöv	Reinvestering	Under övervägande (ej internt beslutad)	2036
IK241015-4.2.41	Kabling – Spänningshöjning och förbättrad nätstruktur runt Hörby	Reinvestering	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032–2036
IK241015-4.2.42	Kabling – Spänningshöjning och förbättrad nätstruktur runt Hörby	Reinvestering	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032–2036
IK241015-4.2.43	Kabling – Spänningshöjning och förbättrad nätstruktur runt Hörby	Reinvestering	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032–2036

Tabell 10. Planerade investeringar med störst påverkan på överföringskapaciteten i Ringsjö.

Höör

Projekt-benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
IK210930-4.2.37	Fördelningsstation – Spänningshöjning till 130 kV ökar kapacitet och möjliggör utveckling av struktur på 20 kV	Kapacitet	Påbörjad	2028
IK231011-4.2.15	Kabling – Reinvestering i högspänningsnät, möjliggör nya anslutningar på landsbygden runt Höör	Reinvestering	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2028–2029
IK201008-4.2.31	Kabling – Reinvestering i högspänningsnät, möjliggör nya anslutningar i centrala Höör	Reinvestering	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2028–2031

Tabell 11. Planerade investeringar med störst påverkan på överföringskapaciteten i Höör.

Klippan

Projekt-benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
IK221012-4.2.11	Kabling – Utbyggnad som innebär ökad kapacitet i de norra delarna av delområdet, runt Klippan	Kapacitet	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2028
IK210930-4.2.58	Fördelningsstation – Utbyggnad som innebär ökad kapacitet i de norra delarna av delområdet, runt Klippan	Kapacitet	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2030

Tabell 12. Planerade investeringar med störst påverkan på överföringskapaciteten i Klippan.

Björnekulla

Projekt-benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
IK241015-4.2.1	Exploatering – Utbyggnad av ny nätstruktur för exploatering inom Prästamarken, Kvidinge	Kundpåkallat	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2027–2028
IK210930-4.2.12	Fördelningsstation – Reinvestering av ställverk möjliggör nya anslutningar i området runt Åstorp	Reinvestering	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2034

Tabell 13. Planerade investeringar med störst påverkan på överföringskapaciteten i Björnekulla.

Hallabro

Projekt-benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
IK201008-4.2.49	Fördelningsstation – Utbyggnad för förbättrad redundans och ökad reservkapacitet, Strängsmåla	Kapacitet	Påbörjad	2027
IK221012-4.2.6	Fördelningsstation – Utbyggnad för förbättrad redundans och ökad reservkapacitet, Ihre	Kapacitet	Påbörjad	2028
IK221012-4.2.5	Fördelningsstation – Utbyggnad för förbättrad redundans och ökad reservkapacitet, Hjorthålan	Kapacitet	Påbörjad	2028

Tabell 14. Planerade investeringar med störst påverkan på överföringskapaciteten i Hallabro.

Torsås

Stora investeringar har gjorts i att få en bra nätstruktur i området. Det finns därför i nuläget inga planerade större investeringar i området.

2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

För att bestämma flexibilitetsbehovet i nätutvecklingsplanen används samma metod som användes för att bestämma flexibilitetsbehovet för inrapportering för FNA (Flexibility Needs Assessment) i april 2026. Data och scenarion är dock något uppdaterade sedan dess. Analys av flexibilitetsbehov är något vi historiskt inte har arbetat med. Metod, data och scenarion för analyser är därför något vi fortsatt behöver utveckla vidare.

På samma sätt som vid bedömningen av flexibilitetsbehov i FNA baseras bedömningen i tabell 8 på prognos över kapacitetsbehov och förväntat nät till 2031 respektive till 2036, med planerade investeringar genomförda.

Ett behov av flexibilitetstjänster och andra resurser redovisas i de delområden där bedömningen är kapacitetsläge C under perioden. Mer om kapacitetsläge och våra bedömningar om kapacitetsläge finns i kapitel 2.6. I dessa områden finns en risk för att kapacitetsbegränsning uppstår under perioden vilket kan kräva ytterligare åtgärder än de som nu är planerade.

Om det finns tillräckligt med tillförlitliga flexibla resurser för oss att köpa flexibilitetstjänster av eller andra resurser kan det vara möjligt att nyttja i stället för att investera i förstärkning eller utbyggnad av nätet.

Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i MW		
Delområde	0–5 år, 2027–2031	6–10 år, 2032–2036
LUN	3	8
LMA	0	0
RSJ	0,5	1
HOR	0	0
KPN	0	0
BJK	0	0
TOS	0	0
HLB	0	0
SKN	2	5

Tabell 15. Bedömt behov av flexibilitetstjänster och andra resurser 2027–2036 i MW

Om vi inte skulle genomföra planerade investeringar blir flexibilitetsbehovet betydligt högre i vissa delområden. Genom att vi arbetar vidare med olika former av flexibilitetslösningar under perioden förväntas vissa planerade investeringar kunna hanteras med alternativa lösningar, vilket innebär att investeringen kan flyttas fram i tid eller inte alls behöver genomföras.

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

Redovisat behov av flexibilitetstjänster bygger på bedömning av risk för att kapacitetsbegränsningar uppstår på en hög nivå i nätet för respektive delområde.

Dessa potentiella kapacitetsbegränsningar kan komma att hanteras genom anskaffning av flexibilitetstjänster. Det kan ske på en lokal flexibilitetsmarknad, i de fall då vi bedömer att det finns förutsättningar för en marknad. Alternativt via bilaterala flexibilitetsavtal. Dessa lösningar kan komma att användas även i områden där det inte finns en kapacitetsbegränsning utan då i stället för att utnyttja befintligt elnät mer effektivt.

För delområde Lund är det hög konsumtion som kan behöva begränsas på grund av tekniska begränsningar i överliggande nät. Det gäller de östra delarna av området, det vill säga de östra delarna av Lunds stad. Behovet förväntas kunna uppstå upp till cirka hundra timmar per år under kalla vinterdagar.

Även för delområde Ringsjö är det hög konsumtion som kan behöva begränsas på grund av tekniska begränsningar i överliggande nät. Det gäller de östra delarna av delområdet, runt Hörby. Behovet förväntas kunna uppstå upp till cirka hundra timmar per år under kalla vinterdagar.

I kapitel 2.6 finns mer information om förutsättningarna för överföringskapacitet per delområde och de kapacitetsbegränsningar som finns och som kan påverka möjligheten att ansluta nya anläggningar utöver det som finns i prognosen.

Begränsningarna i överliggande nät innebär att det i båda dessa områden kan finnas behov av anskaffning av flexibilitetstjänster för minskad konsumtion eller ökad produktion. Diskussion pågår

med E.ON för att ytterligare klargöra förutsättningarna runt de tekniska begränsningarna och när behov av flexibilitet kan uppstå.

Även tidsbegränsade villkorade avtal vid anslutning av en ny anläggning eller utökning av en befintlig kan bli aktuella i dessa områden. Anslutning med villkorat avtal kan bli aktuellt även i övriga delområden där det kan finnas specifika lokala kapacitetsbegränsningar som gör att det inte alltid finns utrymme för önskad effekt.

En utveckling utöver vår prognos kan innebära att ett behov av flexibilitetstjänster uppstår även i andra delområden under perioden än de som anges i tabellen.

Vi planerar att under 2027 starta en lokal flexibilitetsmarknad i delområde Lund. Syftet är att med hjälp av kunders flexibla resurser reducera höga konsumtionstoppar när dessa riskerar att överstiga kapacitetsbegränsningar i överliggande regionnät. De flexibla resurserna kan också användas för att nyttja vårt eget lokala nät mer effektivt.

I tabell 9 redovisas, i enlighet med Ei:s föreskrift, vilka flexibilitetstjänster och andra resurser som vi avser att använda under perioden, på motsvarande sätt som i kapitel 2.3. Villkorade avtal avses att användas i de delområden där vi får större anslutningar och tillräcklig kapacitet inte finns. Då vi inte vet alla anslutningar som kommer under perioden kan vi inte i dagsläget säga i vilka delområden det blir aktuellt.

Delområde	Anskaffar flexibilitetstjänster från efterfrågeflexibilitet, energilager och/eller distribuerad produktion efterfrågeflexibilitet, energilager och/eller distribuerad produktion för uppreglering (minskad konsumtion, ökad produktion)	Anskaffar flexibilitetstjänster från efterfrågeflexibilitet, energilager och/eller distribuerad produktion för nedreglering (ökad konsumtion, minskad produktion)	Har villkorade avtal för hantering av kapacitetsbrist	Annat
LUN	Ja	--	Ja	--
LMA	--	--	Ja	--
RSJ	Ja	--	Ja	--
HOR	--	--	Ja	--
KPN	--	--	Ja	--
BJK	--	--	Ja	--
TOS	--	--	Ja	--
HLB	--	--	Ja	--

Tabell 16. De flexibilitetstjänster och andra resurser som vi avser att använda under perioden.

2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Historiskt har förstärkning och utbyggnad av elnätet i princip varit det enda sättet att hantera ett ökat kapacitetsbehov. Med utvecklingen av flexibilitetstjänster och andra alternativa lösningar kommer nya möjliga verktyg för att hantera ett ökat kapacitetsbehov. Vi ser positivt på denna utveckling som möjliggör att temporärt kunna hantera en kapacitetsbegränsning i väntan på en utbyggnad men också att kunna väga olika typer av lösningar mot varandra för att välja den långsiktigt mest kostnadseffektiva.

Att kunna väga olika typer av lösningar mot varandra är dock komplext. Vad det gäller utbyggnad av nät har vi mycket erfarenhet och metoder för att jämföra olika lösningar men för alternativa lösningar, såsom flexibilitetstjänster, är förutsättningarna mer oklara. Till exempel är incitamenten för ett nätföretag att köpa flexibilitetstjänster svagare än för att investera i nätutbyggnad i Ei:s nuvarande intäktsreglering. Det finns också en osäkerhet i hur köp av flexibilitetstjänster kommer värderas i kommande intäktsreglering.

Användningen av flexibla resurser för att avlasta ett lokalt elnät är också relativt nytt och regelverken är under utveckling. Vi följer aktivt utvecklingen och arbetar med att ta fram affärsmodeller för flexibilitetstjänster och utveckla vår förmåga att nyttja flexibilitet som alternativ till nätutbyggnad.

Sammantaget har vi i nuläget inget klart sätt att väga olika typer av lösningar mot varandra men det är en fråga vi arbetar med både internt och externt genom olika branschsamarbeten.

Införandet av ett ADMS, som beskrivs i kapitel 2.4, ökar möjligheterna att övervaka och analysera förutsättningarna i elnätet. Det möjliggör en ökad förmåga att utnyttja befintligt elnät så effektivt som möjligt innan förstärkningar av elnätet genomförs. Det ger också underlag för att bättre kunna väga olika typer av lösningar mot varandra.

2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet

Här redogörs för kapacitetsläget i våra elnät under perioden, det vill säga om våra planerade åtgärder möter behovet av överföringskapacitet. Redogörelsen görs per delområde men för att ge lite mer geografiskt detaljerad information, där det är relevant, är delområdena också uppdelade i fördelningsstationsområden. Fördelningsstationer utgör den högsta nivån i våra nät. Kapacitetsläget för ett område utgår från prognostiserad trolig utveckling av kapacitetsbehov och avser i första hand förutsättningar i överliggande regionnät och den övre nivån av vårt högspänningsnät.

På dessa högre nivåer kan ett identifierat behov ta tid att åtgärda och också innebära höga kostnader. På regionnätet kan en åtgärd ta upp till tio år och på övre nivån i vårt nät kan det ta minst fyra till sex år. Åtgärder på lägre nivå i högspänningsnätet genomförs normalt på upp till ett till tre år och i lågspänningsnätet är en normal tid inom ett år. Notera att detta är normala tider. Det är många faktorer som påverkar tiderna men en viktig faktor är långa leveranstider på vissa utrustningar.

Kapacitetsläget representerar en övergripande nulägesbild utifrån dagens kända förutsättningar. Under perioden kommer förutsättningarna förändras, både beroende på att prognostiserat behov förändras och på att kapaciteten i nätet förändras genom att nya åtgärder planeras och genomförs.

Begränsningar i överföringskapacitet som påverkar möjligheten att ansluta och utöka effekt i våra nät kan finnas både i det överliggande regionnätet eller i vårt eget lokalnät.

Begränsningar på grund av överliggande nät uppstår om det finns en begränsning i överliggande nät som innebär att vi inte får öka våra abonnemang utifrån våra behov.

För begränsningar i vårt eget nät tas hänsyn till flera faktorer, de huvudsakliga är:

- Kapacitet – den effekt som är möjlig att överföra i anläggningsdelar såsom transformatorer och ledningar
- Plats i stationer – om det finns lediga ledningsfack eller plats för utbyggnad av nya ledningsfack för anslutning av nya ledningar
- Kapacitiva jordfelsströmmar – beror av hur mycket kabelnät det finns i ett område, detta behöver begränsas för att klara elsäkerhetskrav i nätet

Kapacitetsläget

Kartorna nedan visar en indikation av kapacitetsläge A, B och C för de olika områdena, för konsumtion respektive produktion. Tre olika tidpunkter visas; ett nuläge och perioderna 0–5 år respektive 6–10 år. De tre färgerna indikerar nätets förmåga att möta prognostiserat behov.

Kapacitetsläge A	Kapacitetsläge B	Kapacitetsläge C
• Vi kan möta prognosen för behovet av överföringskapacitet utan risk för kapacitetsbegränsningar • Det finns goda förutsättningar att ansluta konsumtion och produktion utöver prognosen • Generellt finns en låg risk för att kapacitetsbegränsningar uppstår vid stora anslutningar	• Vi kan möta prognosen för behovet av överföringskapacitet utan risk för kapacitetsbegränsningar • Anslutning av ytterligare konsumtion och produktion utöver prognosen ökar risken för att kapacitetsbegränsningar uppstår och att åtgärder behöver vidtas • Generellt finns en risk för att kapacitetsbegränsningar uppstår vid stora anslutningar	• Ytterligare kapacitetshöjande åtgärder krävs för att kunna möta prognosen för behovet av överföringskapacitet • Anslutning av ytterligare konsumtion och produktion utöver prognosen innebär att kapacitetsbegränsningar uppstår och att åtgärder behöver vidtas • Generellt finns en hög risk för att kapacitetsbegränsningar uppstår vid stora anslutningar

Tabell 17. Beskrivning av vad de olika kapacitetslägena innebär

Viktigt att notera:

- Kapacitetsläget är en generell bedömning. I det enskilda fallet krävs alltid detaljstudier. För anslutningar med påverkan på regionnätet behöver normalt även en nätutredning göras av E.ON som regionnåtsägare.
- Även vid kapacitetsläge A kan begränsningar i kapacitet förekomma lokalt, beroende på vad för anslutning som är aktuell. Tillräckligt stora anslutningar kommer alltid kräva åtgärder. Vad som utgör en tillräckligt stor anläggning skiljer sig åt mellan olika delområden men också inom ett delområde.
- Kapacitetsläge C innebär inte att det är omöjligt att ansluta nya kunder, det kan dock krävas fler åtgärder för att möjliggöra anslutning.

Vi har förfrågningar om punktanslutningar som ligger i tidiga stadier i anslutningsprocessen och därmed inte ingår i prognos för troligt scenario som används i nätutvecklingsplanen. Om dessa går vidare och ska anslutas så kan det påverka förutsättningarna i delområdet och kräva ytterligare åtgärder än de som är planerade idag.

Får vi tidigt information om planerade anslutningar och ökade behov har vi goda möjligheter att planera in åtgärder och möta detta behov i tid. Normalt genomförs åtgärder först vid beställning av ny anslutning för att inte bygga nät som riskerar att inte användas och innebär onödiga samhällsekonomiska kostnader.

Både kapacitetsläge A och B innebär att nätet klarar prognostiserat behov av överföringskapacitet. Om ett område ligger i A eller B kan ofta bero på förutsättningarna för området, hur utvecklingen ser ut och hur det ligger i en investeringsfas. Exempelvis i ett område där det inte förväntas ske någon större utveckling kan läge B vara helt rätt. Det är önskvärt att undvika läge C men det kan ske under vissa perioder i väntan på en åtgärd. Här kan flexibilitetstjänster och andra resurser vara åtgärder som möjliggör anslutningar i väntan på en investering eller i vissa fall i stället för en investering.

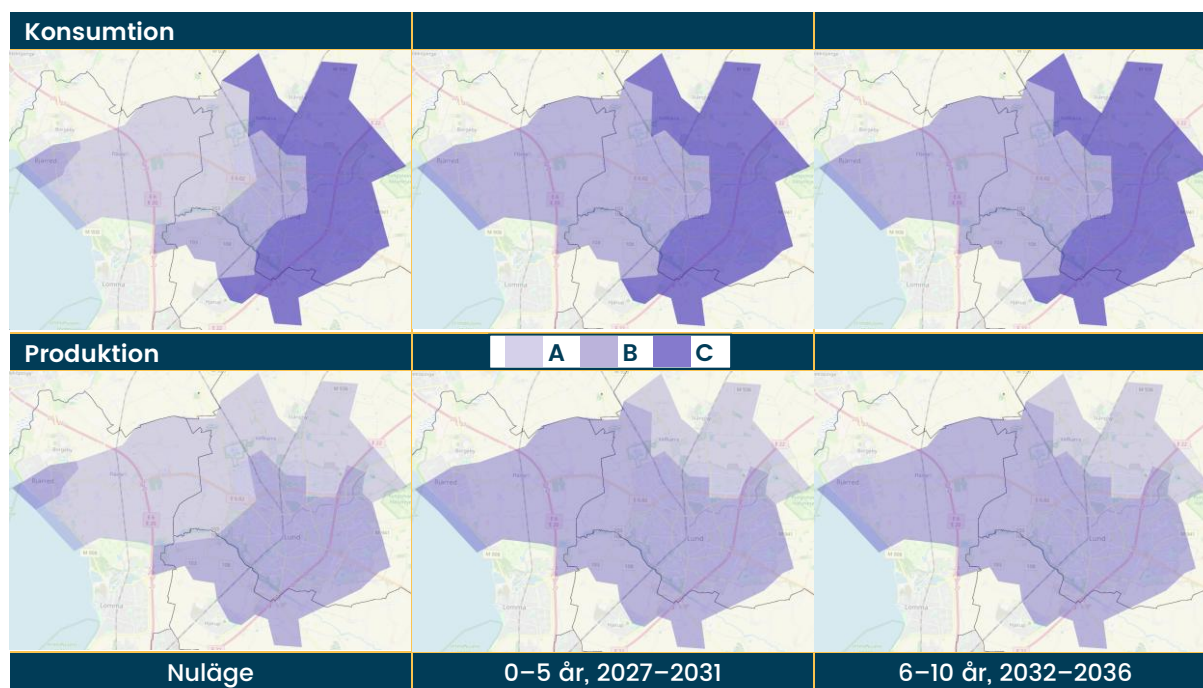
Beskrivning per delområde

Kartorna per delområde visar kapacitetsläget per fördelningsstationsområden, för konsumtion och för produktion. Kartorna visar läget utifrån prognostiserat behov och genomförda åtgärder vid respektive tidpunkt. I vissa områden bedöms kapacitetsläget att vara samma i hela området och då

görs ingen uppdelning i fördelningsstationsområden.

Lund

Det finns begränsningar i överliggande regionnät som ger kapacitetsläge C för konsumtion i de östra delarna av Lunds nät. I övriga delar ser det bra ut med kapacitetsläge A eller B under hela perioden för både konsumtion och produktion.



Figur 14. Kapacitetsläge för delområdet under perioden uppdelat på fördelningsstationsområden.

Överliggande nät

Informationen från E.ON om förutsättningarna i överliggande nät har tidigare varit att det inte finns några specifika begränsningar i regionnätet till gränspunkterna för Lunds nät. Under våren 2026 har dock E.ON gjort omfattande kapacitetsberäkningar på sitt maskade regionnät. I juni fick vi ny information om förutsättningarna i överliggande nät för Lund. Det finns i vissa driftsituationer begränsningar i regionnätet som innebär kapacitetsläge C för konsumtion i gränspunkterna för de östra delarna av Lunds nät. E.ON:s bedömning är att det finns utrymme för prognostiserad utveckling men en utveckling utöver prognos riskerar att vid vissa tider medföra en överlast i regionnätet. Det kan alltså krävas ytterligare åtgärder för att kunna ansluta större anläggningar utöver dagens prognos.

Diskussioner pågår med E.ON för att ytterligare klargöra hur kapacitetsbegränsningar i regionnätet påverkar förutsättningarna för Lund. Vi tittar också delvis gemensamt på vilka ytterligare åtgärder som kan vara lämpliga och mest effektiva för att inte riskera att begränsa utvecklingen i Lund. E.ON:s bedömning är alltså att det i regionnätet finns utrymme för prognostiserad samhällsutveckling i Lund men en utveckling utöver prognos riskerar att vid vissa tider medföra en överlast.

Eget nät

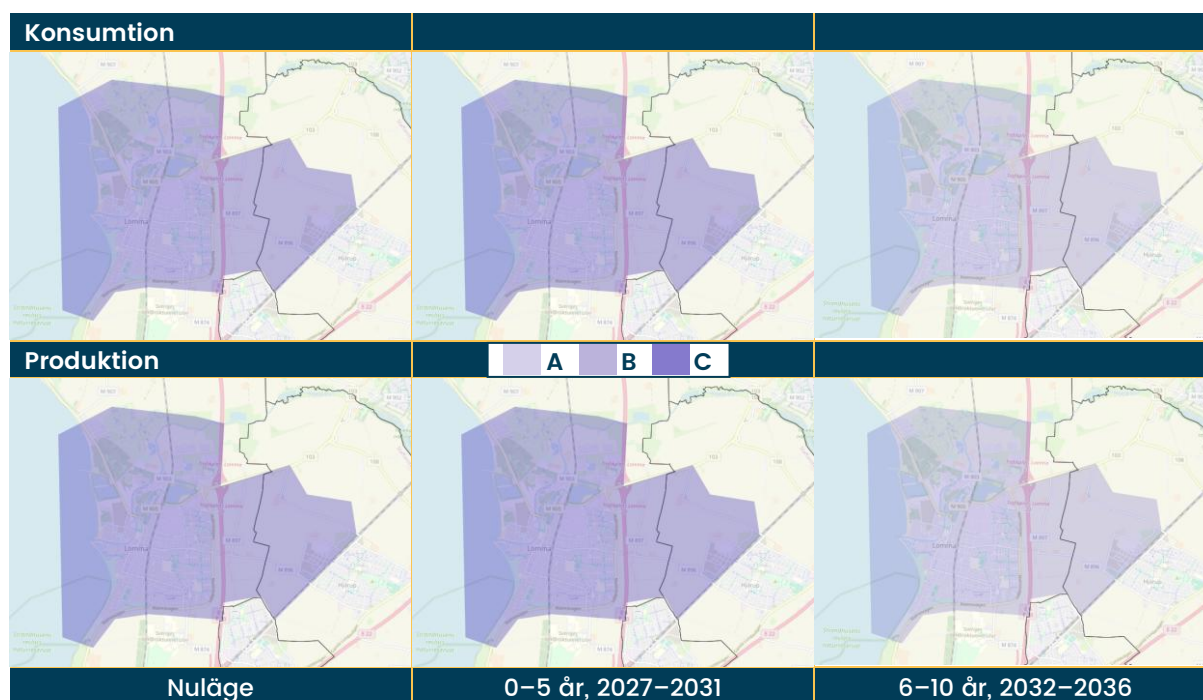
I eget nät bedöms det finnas utrymme för prognostiserat behov. I vissa delar av området kan dock en utveckling och anslutning av större anläggningar utöver prognos kräva ytterligare åtgärder även i vårt lokalnät.

Lund är ett mycket expansivt område med både stora exploateringsområden och anslutning av nya stora anläggningar. Fördelningsstationerna är idag väl dimensionerade för att möta prognostiserat effektbehov men vid utveckling utöver prognos kan vissa ytterligare åtgärder krävas.

För distributionsnätet under fördelningsstationerna finns områden där dagens nät inte klarar prognosen fullt ut. Planerade investeringar möjliggör dock att prognosen kan hanteras. Ett antal kablingsprojekt är planerade som möjliggör fortsatt utbyggnad och förtätning både centralt och i utkanten av tätorten Lund. Detta inkluderar bland annat Brunnshög i nordost, Västerbro i väster, Nöbbelöv och Norra Fäladen i norr samt St. Lars i söder. Utanför Lunds tätort finns planerade projekt för att möta den exploatering som sker i Bjärred, Stångby och Hjärup.

Lomma

Kapacitetsläget ser generellt bra ut både avseende konsumtion och produktion. Bedömningen idag är kapacitetsläge B som övergår till A.



Figur 15. Kapacitetsläge för delområdet under perioden uppdelat på fördelningsstationsområden.

Överliggande nät

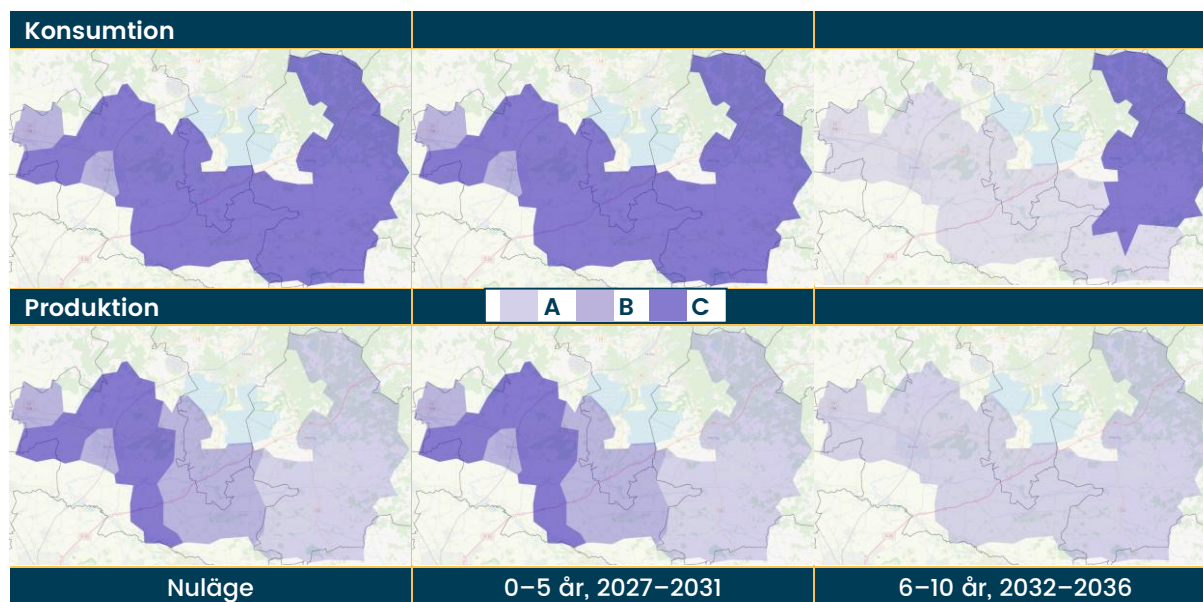
I överliggande nät finns en begränsning som påverkar vår gränspunkt mot regionnätet. Den begränsar dock inte prognostiserad utbyggnad i området men kan begränsa utbyggnad utöver prognos och stora anslutningar för konsumtion. Detta planeras att vara åtgärdat till sista delen av perioden.

Eget nät

I eget nät bedöms det finnas utrymme för prognostiserat behov. I vissa delar kan dock en utveckling utöver prognos kräva ytterligare åtgärder. En planerad investering i utbyggnad av fler ledningsfack i fördelningsstationen möjliggör ytterligare nya anslutningar och bedömningen är kapacitetsläge A under sista delen av perioden.

Ringsjö

Det finns begränsningar i överliggande regionnät som ger kapacitetsläge C för konsumtion i de östra delarna runt Hörby. Det finns också begränsningar i eget nät som ger kapacitetsläge C i östra Eslöv och landsbygden runt Eslöv, för både konsumtion och produktion. I övriga delar ser det bra ut med kapacitetsläge A och B under hela perioden.



Figur 16. Kapacitetsläge för delområdet under perioden uppdelat på fördelningsstationsområden.

Överliggande nät

E.ON har i vissa driftsituationer begränsningar i regionnätet som påverkar gränspunkten där de östra delarna av området, runt Hörby, är anslutet. Det ger kapacitetsläge C för konsumtion under hela perioden. E.ON:s bedömning är att det finns utrymme för prognostiserad utveckling men en utveckling utöver prognos riskerar att vid vissa tider medföra en överlast i regionnätet. Det kan alltså krävas ytterligare åtgärder för att kunna ansluta större anläggningar utöver dagens prognos.

Diskussioner pågår med E.ON för att ytterligare klargöra hur kapacitetsbegränsningar i regionnätet påverkar förutsättningarna för Hörby. E.ON:s bedömning är alltså att det i regionnätet finns utrymme för prognostiserad samhällsutveckling i Hörby men en utveckling utöver prognos riskerar att vid vissa tider medföra en överlast.

Eget nät

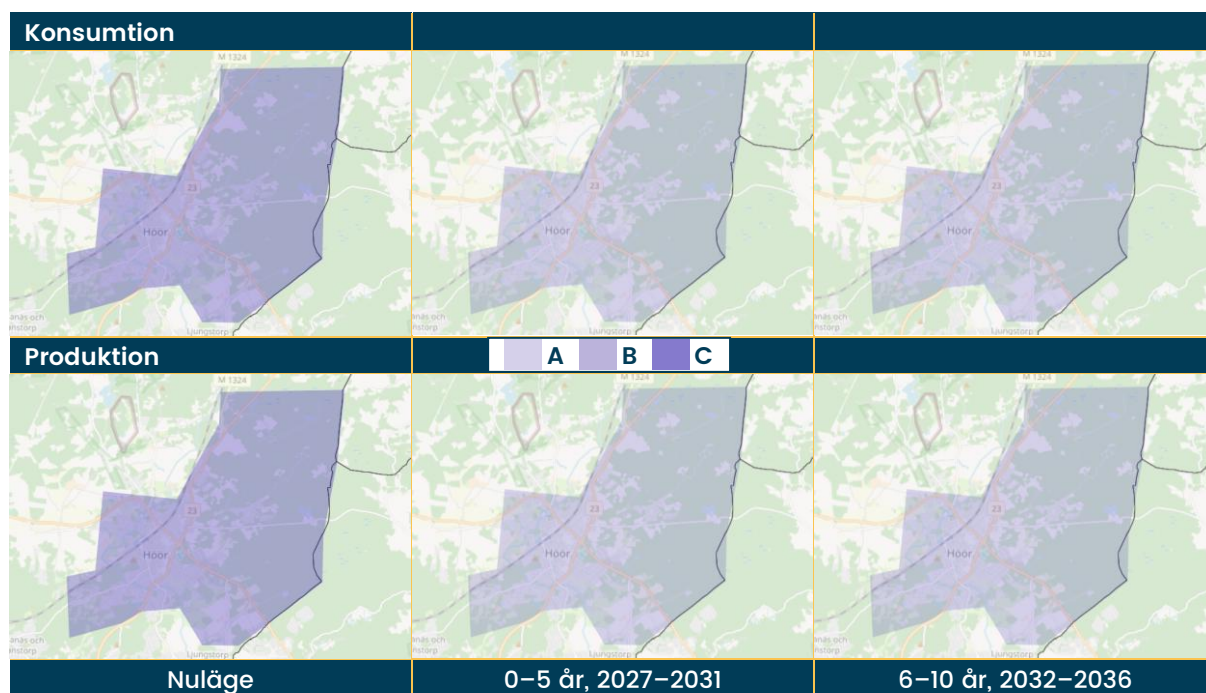
I delar av området i östra Eslöv och landsbygden runt Eslöv är det kapacitetsläge C under stora delar av perioden, för både konsumtion och produktion. Det beror på att nätet där är ett omfattande kabelnät med relativt höga kapacitiva jordfelströmmar. Det begränsar möjligheterna att ansluta nya anläggningar där det krävs anslutning via en längre kabel. Det begränsar dock inte möjligheterna för befintliga kunder att utöka effekten eller nya anslutningar som går att koppla in i befintligt nät.

Området runt Eslöv försörjs idag av två äldre fördelningsstationer. Förnyelse av dessa finns med i planerade investeringar och krävs för att klara framtida behov. En helt ny fördelningsstation planeras också i närheten av Löberöd som avlastar dagens nät och reducerar de kapacitiva jordfelsströmmarna.

Området runt Hörby försörjs av en fördelningsstation där ny utrustning nyligen driftsatts. Det ger bättre möjligheter för nya anslutningar och ökat effektbehov. Det finns också planerade projekt för att förbättra nätstrukturen och fasa ut utrustning på udda spänningsnivåer i vissa delar av området. Det ökar överföringskapaciteten i och omkring Hörby men innebär också färre och kortare avbrott.

Höör

Kapacitetsläget ser generellt bra ut både avseende konsumtion och produktion. Bedömningen idag är kapacitetsläge B som övergår till A.



Figur 17. Kapacitetsläge för delområdet under perioden uppdelat på fördelningsstationsområden.

Överliggande nät

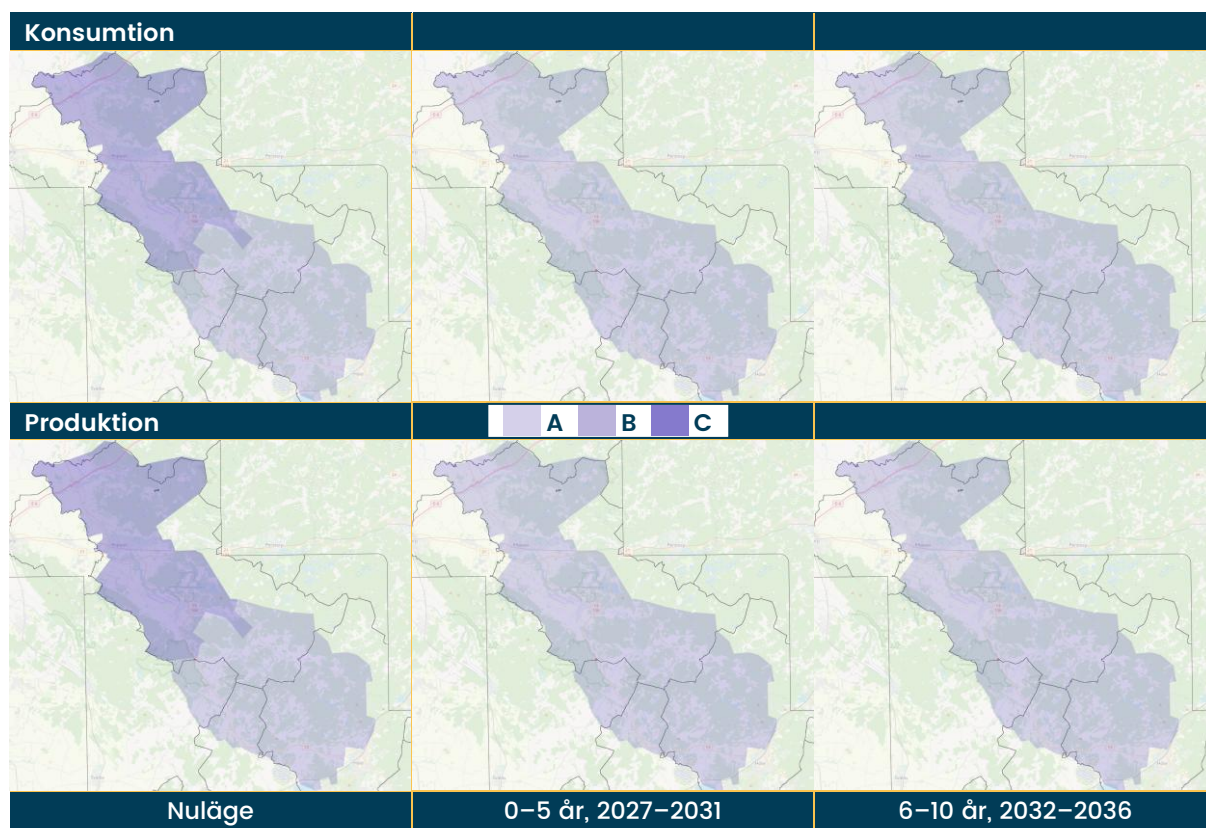
I överliggande nät finns en begränsning som påverkar vår gränspunkt mot regionnätet. Den begränsar dock inte prognostiserad utbyggnad i området men kan begränsa utbyggnad utöver prognos och stora anslutningar för konsumtion. Detta planeras att vara åtgärdat under perioden.

Eget nät

I eget nät planeras ombyggnad av fördelningsstationen. Det planeras också för reinvestering och förstärkning av befintligt högspänningsnät under ett antal år för att möjliggöra nya anslutningar och utökningar i och runt Höör.

Klippan

Kapacitetsläget ser generellt bra ut både avseende konsumtion och produktion. Bedömningen idag är kapacitetsläge B i de norra delarna men som övergår till A.



Figur 18. Kapacitetsläge för delområdet under perioden uppdelat på fördelningsstationsområden.

Överliggande nät

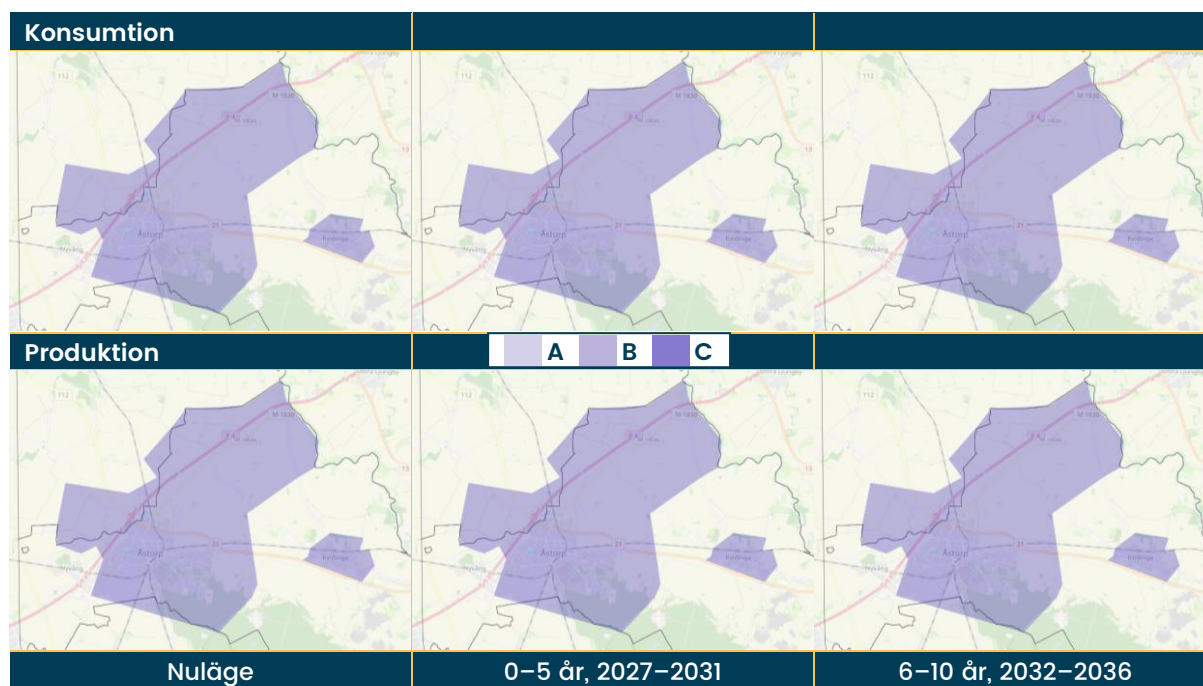
I överliggande nät finns en begränsning som påverkar våra gränspunkter mot regionnätet för de norra delarna av området. Den begränsar dock inte prognostiserad utbyggnad i området men kan begränsa utbyggnad utöver prognos och stora anslutningar för konsumtion. Detta planeras att vara åtgärdat under perioden.

Eget nät

I eget nät planeras det för kabling i de norra delarna av området och på sikt även en ny fördelningsstation som avlastar befintliga stationer och ger goda förutsättningar för att klara förväntat framtida behov. Det innebär också färre och kortare avbrott.

Björnekulla

Kapacitetsläget ser generellt bra ut både avseende konsumtion och produktion. Bedömningen idag är kapacitetsläge B under hela perioden.



Figur 19. Kapacitetsläge för delområdet under perioden uppdelat på fördelningsstationsområden.

Överliggande nät

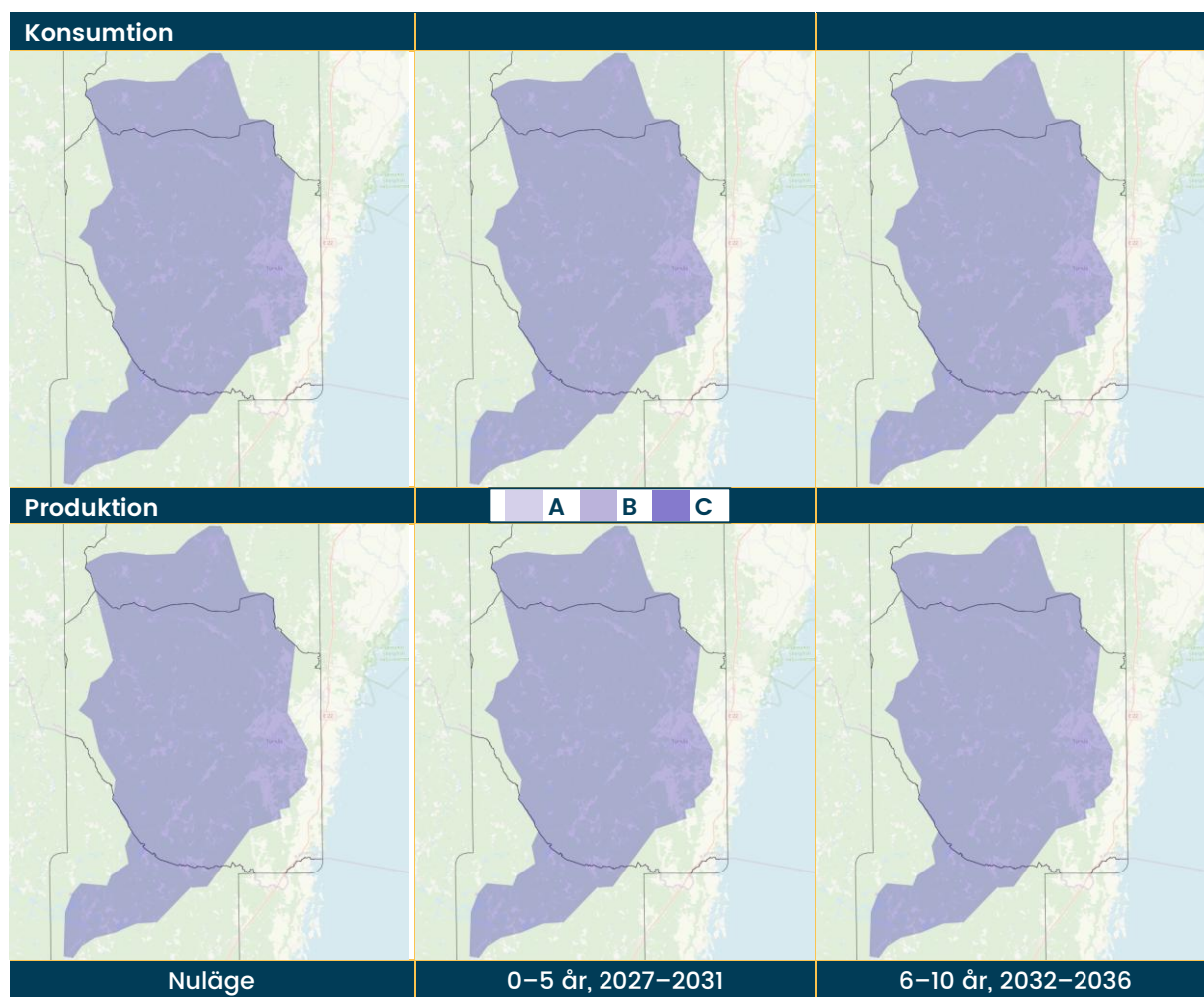
I överliggande nät finns inga kända kapacitetsbegränsningar som begränsar utbyggnaden i området.

Eget nät

Befintligt nät bedöms generellt vara väl anpassat för den begränsade prognostiserade utvecklingen med endast mindre kapacitetshöjande planerade åtgärder. I fördelningsstationen i Åstorp planeras för utbyte av ställverk vilket ger bättre förutsättningar för att ansluta fler och större kunder framöver. I området runt Kvidinge har det under senare år gjorts investeringar i förnyelse av elnätet. Framåt planeras för anslutning av ett exploateringsområde.

Torsås

Kapacitetsläget ser generellt bra ut både avseende konsumtion och produktion. Bedömningen idag är kapacitetsläge B under hela perioden. Förutsättningarna ser ungefär lika ut i hela området.



Figur 20. Kapacitetsläge för delområdet under perioden uppdelat på fördelningsstationsområden.

Överliggande nät.

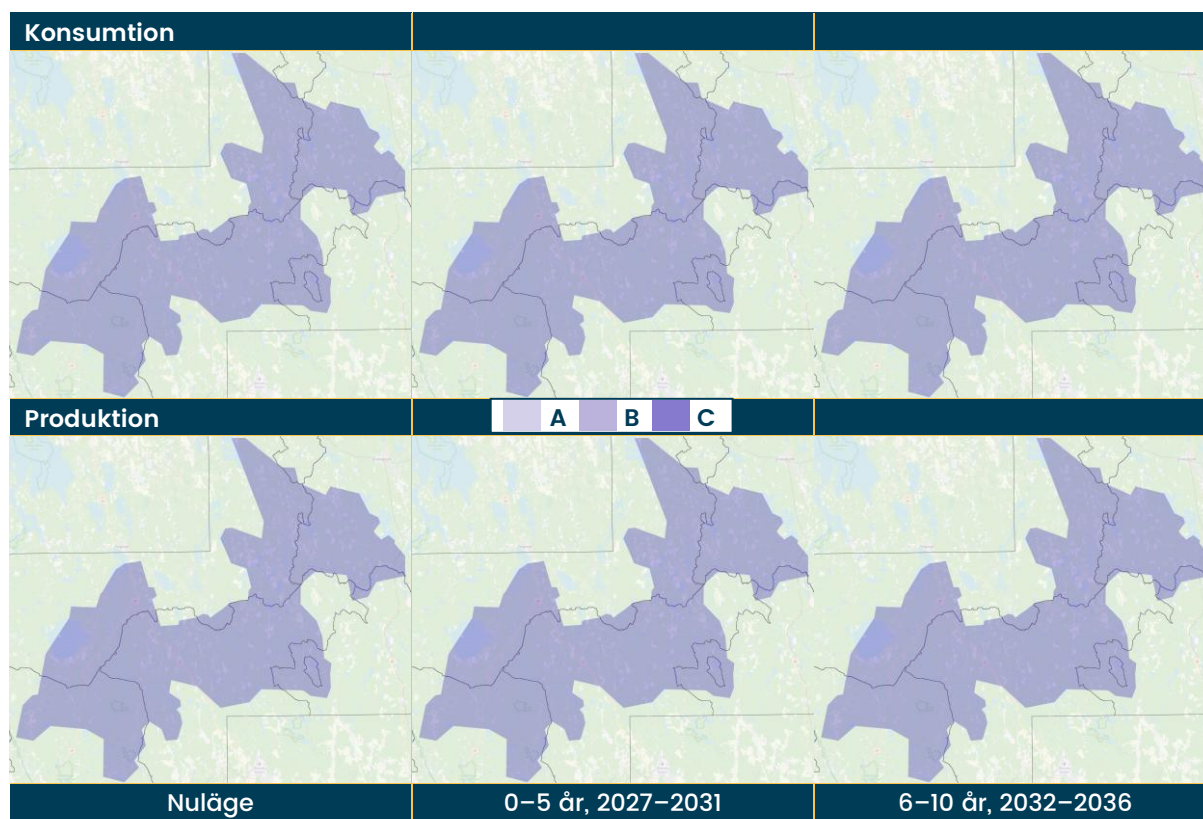
Överliggande nät har begränsade möjligheter att ta emot ytterligare produktion utöver prognos. För konsumtion finns inga kända kapacitetsbegränsningar.

Eget nät

Befintligt nät är väl anpassat efter dagens behov. Stora investeringar har gjorts i att få en bra nätstruktur i området. Det finns därför i nuläget inga planerade större investeringar i området. Vi förväntar oss inga övergripande kapacitetsbegränsningar. Större tillkommande anslutningar, över 1 MW, kommer dock kräva ytterligare åtgärder.

Hallabro

Kapacitetsläget ser generellt bra ut både avseende konsumtion och produktion. Bedömningen idag är kapacitetsläge B under hela perioden. Förutsättningarna ser ungefär lika ut i hela området.



Figur 21. Kapacitetsläge för delområdet under perioden uppdelat på fördelningsstationsområden.

Överliggande nät

I överliggande nät finns inga kända kapacitetsbegränsningar som begränsar utbyggnaden i området.

Eget nät

Befintligt nät är i huvudsak väl anpassat efter dagens behov. Stora investeringar har gjorts i att få en bra nätstruktur i området. De planerade investeringar som redovisas för området avser ökade möjligheter till omkopplingar vid fel i nätet och därmed viss utökad överföringskapacitet och ökad leveranssäkerhet. Vi förväntar oss inga övergripande kapacitetsbegränsningar. Större tillkommande anslutningar, över 1 MW, kommer dock kräva ytterligare åtgärder.

3 Mall för samråd

I detta kapitel i den preliminära samrådsversionen av Kraftringens nätutvecklingsplan beskrivs syftet med samråd och planerad samrådsprocess.

Syftet med samrådet är att bidra till insyn och delaktighet för berörda aktörer. Vi vill med samrådet informera om förutsättningarna i elnätet och de bedömningar som vi gjort. Vi önskar få in synpunkter på innehållet i den preliminära nätutvecklingsplanen för att vid behov kunna förtydliga och justera till den slutliga nätutvecklingsplanen.

Alla berörda systemanvändare, det vill säga alla som på något sätt berörs av vårt elnät, har möjlighet att inkomma med synpunkter

Samrådsprocess

Offentligt samråd genomförs enligt föreskriftens krav och enligt följande samrådsprocess:

- Preliminär nätutvecklingsplan finns tillgänglig på vår hemsida i sex veckor, från den 15 september till den 30 oktober.
- Synpunkter på preliminär plan skickas in via formulär på hemsidan senast den 30 oktober.
- Inkomna synpunkter sammanställs och besvaras i en samrådsredogörelse,
- Vid behov uppdateras preliminär plan efter inkomna synpunkter till en slutlig plan.
- Slutlig nätutvecklingsplan inklusive samrådsredogörelse skickas in till Ei senast den 31 december 2026.

Resultaten från samrådet redovisas i ett separat dokument, en Samrådsredogörelse.

Bilaga. Uppföljning av investeringar

Uppföljning av investeringar redovisade i tidigare nätutvecklingsplan 2025–2034.

Del- område	Projekt- benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning	Fysiska justeringar	Kostnads- utveckling
BJK	IK210930- 4.2.12	Ombyggnad fördelningsstation	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2029	Oförändrat	Ökad
HOR	IK231011- 4.2.15	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2028	Oförändrat	Oförändrad
HOR	IK201008- 4.2.31	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2028	Tidigare driftsättning	Oförändrad
HOR	IK210930- 4.2.37	Ny fördelnings- station	Ökad överföringskapacitet	Påbörjad	2027	Oförändrat	Oförändrad
KPN	IK231011- 4.2.12	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Driftsatt	2026	Oförändrat	Ökad
KPN	IK231011- 4.2.13	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Driftsatt	2025	Oförändrat	Oförändrad
KPN	IK191018- 4.2.3	Ombyggnad nätstationer	Möjliggöra nyanslutning	Driftsatt	2025	Oförändrat	Oförändrad
KPN	IK210930- 4.2.27	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2028	Oförändrat	Ökad
KPN	IK191018- 4.2.3	Ombyggnad nätstationer	Möjliggöra nyanslutning	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2027	Oförändrat	Oförändrad
KPN	IK160927- 4.2.67	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Påbörjad	2027	Senare driftsättning	Oförändrad
KPN	IK231011- 4.2.14	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2027	Oförändrat	Oförändrad
KPN	IK160927- 4.2.65	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2028	Senare driftsättning	Ökad
KPN	IK210930- 4.2.39	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032	Senare driftsättning	Ökad
KPN	IK160927- 4.2.68	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Driftsatt	2026	Oförändrat	Oförändrad
KPN	IK210930- 4.2.58	Ny fördelnings- station	Ökad överföringskapacitet	Driftsatt	2026	Oförändrat	Oförändrad
KPN	IK210930- 4.2.58	Ny fördelnings- station	Ökad överföringskapacitet	Påbörjad	2030	Senare driftsättning	Ökad
LUN	IK210930- 4.2.50	Ombyggnad ledningsnät	Möjliggöra nyanslutning	Driftsatt	2026	Oförändrat	Ökad
LUN	IK231011- 4.2.23	Exploaterings- område	Möjliggöra nyanslutning	Planerad (internt beslutad)	2028	Senare driftsättning	Oförändrad
LUN	IK210930- 4.2.29	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Nedlagt	NA	Ej godkänd placering	NA
LUN	IK210930- 4.2.41	Ombyggnad ledningsnät	Möjliggöra nyanslutning	Påbörjad	2027	Inkluderat i annat projekt	Oförändrad
LUN	IK210930- 4.2.53	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Påbörjad	2027	Oförändrat	Ökad
LUN	IK231011- 4.2.25	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2029	Tidigare driftsättning	Minskad
LUN	IK231011- 4.2.22	Ombyggnad fördelningsstation	Ökad överföringskapacitet	Nedlagt	NA	NA	NA
LUN	IK210930- 4.2.40	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Planerad (internt beslutad)	2027	Oförändrat	Ökad
LUN	IK150930- 4.2.1	Ombyggnad ledningsnät	Möjliggöra nyanslutning	Driftsatt	2026	Oförändrat	Oförändrad
LUN	IK210930- 4.2.28	Ombyggnad ledningsnät	Möjliggöra nyanslutning	Under övervägande (ej internt beslutad)	2028	Senare driftsättning	Oförändrad
LUN	IK221012- 4.2.3	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2034	Oförändrat	Ökad
LUN	IK201008- 4.2.36	Exploaterings- område	Möjliggöra nyanslutning	Planerad (internt beslutad)	2034	Oförändrat	Oförändrad

LUN	IK231011-4.2.24	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2033	Senare driftsättning	Ökad
RSJ	IK231011-4.2.30	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032–2036	Senare driftsättning	Ökad
RSJ	IK231011-4.2.26	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Driftsatt	2026	Oförändrat	Oförändrad
RSJ	IK160525-4.2.7	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Driftsatt	2026	Oförändrat	Ökad
RSJ	IK231011-4.2.28	Ombyggnad ledningsnät	Möjliggöra nyanslutning	Under övervägande (ej internt beslutad)	2028	Oförändrat	Oförändrad
RSJ	IK160927-4.2.18	Ombyggnad fördelningsstation	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032–2036	Oförändrat	Ökad
RSJ	IK210930-4.2.43	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2037–2041	Senare driftsättning	Ökad
RSJ	IK221012-4.2.1	Ombyggnad ledningsnät	Möjliggöra nyanslutning	Driftsatt	2025	Oförändrat	Oförändrad
RSJ	IK210930-4.2.33	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Driftsatt	2026	Oförändrat	Oförändrad
RSJ	IK231011-4.2.27	Ny fördelningsstation	Möjliggöra nyanslutning	Under övervägande (ej internt beslutad)	2036	Senare driftsättning	Oförändrad
RSJ	IK160927-4.2.12	Ny fördelningsstation	Möjliggöra nyanslutning	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032	Senare driftsättning	Ökad
RSJ	IK160927-4.2.15	Ombyggnad fördelningsstation	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2036	Senare driftsättning	Ökad
RSJ	IK160927-4.2.16	Ombyggnad fördelningsstation	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2036	Senare driftsättning	Oförändrad

Kraftringen Nät AB
Org.nr: 556228-1138
Box 25, 221 00 Lund
www.kraftringen.se

