



# Utvecklingsplan för eldistributionsnätet 2026

Energimyndighetens reglering  
i enlighet med 3167/000002/2023

30.4.2026

# Innehåll

<b>1. Strategisk prognos av förändringar i driftsmiljön i eldistributionsnätet</b> .....	<b>5</b>
1.1. Introduktion .....	5
1.2. Långsiktig utsikt för användningen av elektrisk energi .....	6
1.3. Konsumtionsplatser som ökar elanvändningen .....	7
1.3.1. Elektrifiering av fjärrvärme och förändringar i uppvärmningsmetoder för fastigheter .....	7
1.3.2. E-mobilitet .....	9
1.3.3. Industriell elektrifiering och datacenter .....	10
1.4. Förändringar i elproduktionen .....	10
1.4.1. Utveckling av stora kraftvärmeverk .....	10
1.4.2. Utveckling av småskalig produktion .....	11
1.5. Urbanisering och demografisk utveckling i nätverksområdet .....	11
1.6. Förändringar i elförbrukning i bostäder, tjänster och uppvärmningsmetoder .....	12
1.7. Efterfrågade numeriska data .....	12
1.7.1. Numeriska värden för den begärda datan .....	12
1.7.2. Verbal förklaring av hur ovanstående numeriska värden bildas .....	12
1.8. Väderfenomen .....	13
1.9. Andra faktorer .....	14
1.9.1. Påverkan av tillsynsmodellen på investeringskapacitet .....	14
1.9.2. Tjänste-/kompetensbehov .....	14
1.9.3. Teknik och informationsteknologi/säkerhet .....	14
1.9.4. Flexibilitet .....	15
1.9.5. Reaktiv effekt .....	16
1.9.6. Användning .....	17
<b>2. Startpunkter för utvecklingsplanen för eldistributionsnätet</b> .....	<b>18</b>
2.1. Definition av utvecklingszoner för eldistributionsnät .....	18
2.1.1. Utvecklingszoner .....	18
2.1.2. Grunderna i indelningen av utvecklingszoner .....	18
2.1.3. Beskrivning av de dominerande faktorerna i utvecklingszonerna .....	19
2.1.4. Grundläggande numeriska data för utvecklingszonerna och siffror som beskriver nätverket .....	23
2.2. Strategi för utvecklingen av nätet som ligger i eldistributionsnätets utvecklingszon .....	24
2.2.1. Designkriterier som uppfyller operativa kvalitetskrav .....	24

2.2.2. Att ta hänsyn till specialfunktioner i nätverksdesign .....	25
2.3. Beräkning av nätverkslivscykelkostnader i utvecklingszonen .....	25
<b>3. Kostnadsjämförelse av lösningar som används i eldistributionsnätsutvecklingszoner .....</b>	<b>27</b>
3.1. Lösningar i utvecklingszonen .....	27
3.2. Beskrivning av eldistributionslösningarna som presenteras för utvecklingszonerna .....	27
3.3. Jämförelse av livscykelkostnader för utvecklingszoner .....	28
<b>4. Långsiktig plan .....</b>	<b>30</b>
4.1. Spendera pengar under olika tidsperioder .....	30
4.2. Mätpunkter som uppfyller kvalitetskraven vid de tidpunkter som anges i avsnitt 119 i Elmarknadslag .....	31
4.3. Eldistributionsnät som uppfyller kvalitetskraven vid de tidpunkter som anges i avsnitt 119 i Elmarknadslag ..	31
4.4. Graden av underjordisk kablering i eldistributionsnätet vid olika spänningsnivåer efter åtgärderna vid de tidpunkter som anges i avsnitt 119 i elmarknadslagen .....	31
4.5. Ny produktion och nya laster som beräknas vara relaterade till och kräver betydande investeringar i distributionsnätverket under de kommande tio åren .....	31
4.6. Betydande investeringar i distributionsnät för att koppla ihop ny produktion och nya laster under de kommande tio åren .....	32
4.7. Illustration av kopplingen mellan ny generation och nya laster i ett nätverksområde .....	32
4.8. Effekter av förändringar i övervakningsmetoden för elnätets drift på Helen Elnäts investeringsprogram för 2024–2036 .....	35
<b>5. Utvecklingsåtgärder för eldistributionsnätet under innevarande och kommande år .....</b>	<b>38</b>
5.1. Investeringar och underhåll för att möta och upprätthålla nätverkskvalitetskrav samt för att upprätthålla kapacitetsbehoven för innevarande och kommande år .....	38
5.2. Elförbrukningsställen inom ramen för kvalitetskraven efter genomförandet av nuvarande och nästa års åtgärder .....	38
5.3. Åtgärder under innevarande och kommande år .....	38
5.3.1. Ett eldistributionsnät som uppfyller kvalitetskraven efter nuvarande och nästa års åtgärder .....	39
5.3.2. Graden av underjordisk kablering i eldistributionsnätet på olika spänningsnivåer efter nuvarande och nästa års åtgärder .....	39
5.3.3. Andelen planerad gemensam byggnation .....	39
5.3.4. Åtgärder för att främja gemensam konstruktion .....	39
5.3.5. Betydande investeringar i distributionsnätet för att koppla ihop ny produktion och nya laster under innevarande och kommande år .....	39
5.3.6. Användning av flexibla tjänster under innevarande och kommande år .....	39
<b>6. Utvecklingsåtgärder för eldistributionsnätet under de föregående två åren .....</b>	<b>41</b>
6.1. Investeringar och underhåll för att möta och upprätthålla nätverkskvalitetskrav samt	

kapacitetsbehov under de föregående två åren .....	41
6.2. Elförbrukningsställen som omfattas av kvalitetskraven efter mätningarna under de föregående två åren ....	41
6.3. Åtgärder som vidtagits under de föregående två åren .....	41
6.3.1. Ett eldistributionsnät som uppfyller kvalitetskraven efter mätningarna under de föregående två åren .....	41
6.3.2. Användning av skarvkonstruktion .....	42
6.3.3. Betydande investeringar i distributionsnät har gjorts under de föregående två åren för att koppla ihop ny produktion och nya laster. ....	42
6.4. Användning av flexibla tjänster under de föregående två åren .....	42
6.5. Faktiskt jämfört med den tidigare utvecklingsplanen .....	42

# 1. Strategisk prognos av förändringar i driftsmiljön i eldistributionsnätet

## 1.1. Introduktion

Elnätsbolag ansvarar för att överföra el och koppla kunder till distributionsnätet inom sina ansvarsområden. Helen Elnät Ab:s ansvarsområde är geografiskt begränsat till Helsingfors. Regionala gränser är mer permanenta, men i takt med att samhället och teknologierna utvecklas förändras verksamhetsmiljön avsevärt. Att identifiera dessa förändringsfaktorer är viktigt för att företaget ska kunna utveckla sitt distributionsnätverk på ett rimligt sätt. Detta avsnitt diskuterar de mest betydande förändringarna som påverkar driftsmiljön och deras prognoser.

I Helsingfors har befolkningstillväxt, aktiv byggnation och förbättrad energieffektivitet haft en betydande inverkan på utvecklingen av elanvändningen. Den rena

övergången för med sig ett antal nya faktorer relaterade till elförbrukningen i driftsmiljön. Särskilt är elektrifiering av uppvärmning och transport nyckelmål för att uppnå utsläppsminskningarna.

Elsystemet är en av de viktigaste möjliggörarna för den rena övergången. Att göra elproduktionen utsläppsfri och använda ren el i energiförbrukningsmål, såsom uppvärmning och transport, är viktiga sätt att uppnå de målsatta utsläppsminskningarna. Finlands mål är att vara koldioxidneutralt till 2035, vilket innebär att Finlands kolsänkor år 2035 måste vara lika stora som utsläppen av växthusgaser. Detta kräver att utsläppen minskas från nuvarande nivå.

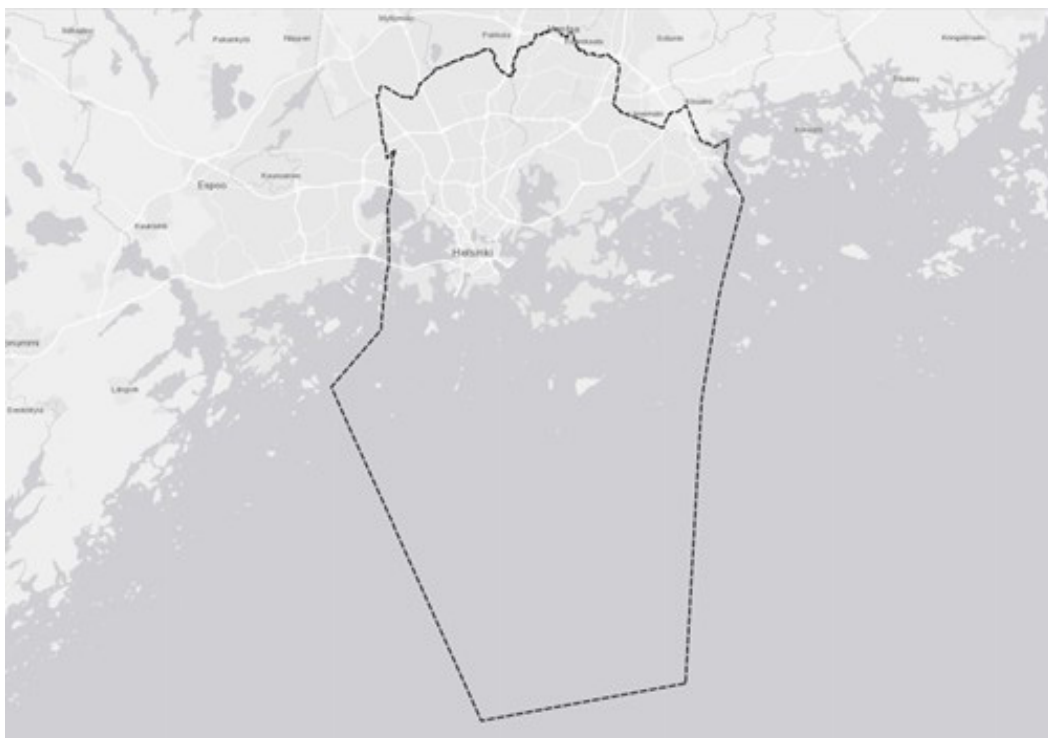


Bild 1. Helen Elnät Ab:s ansvarsområde.



Bild 2. Partier och gränssnitt i elsystemet.

[I Helsingfors är de största källorna till koldioxidutsläpp](#) (uppskattade för 2025) utsläpp från transporter (43 %), uppvärmning av byggnader (35 %) och elförbrukning (17 %). För att minska utsläppen har Helen Ab, som ägs av Helsingfors stad, bland annat slutat brännakol i Helsingfors. Detta kommer att påverka produktionen av både elektricitet och värme. Alternativa lösningar för värmeproduktion måste sökas lokalt, eftersom värme inte kan överföras från så långt håll som elektricitet. I framtiden kommer elsystemet att spela en betydligt större roll i värmeproduktionen, eftersom elektrisk energi kan produceras längre bort och omvandlas till värmeenergi närmare behovet. Elektrisk energi kan alltså produceras där den kan produceras så rent och billigt som möjligt.

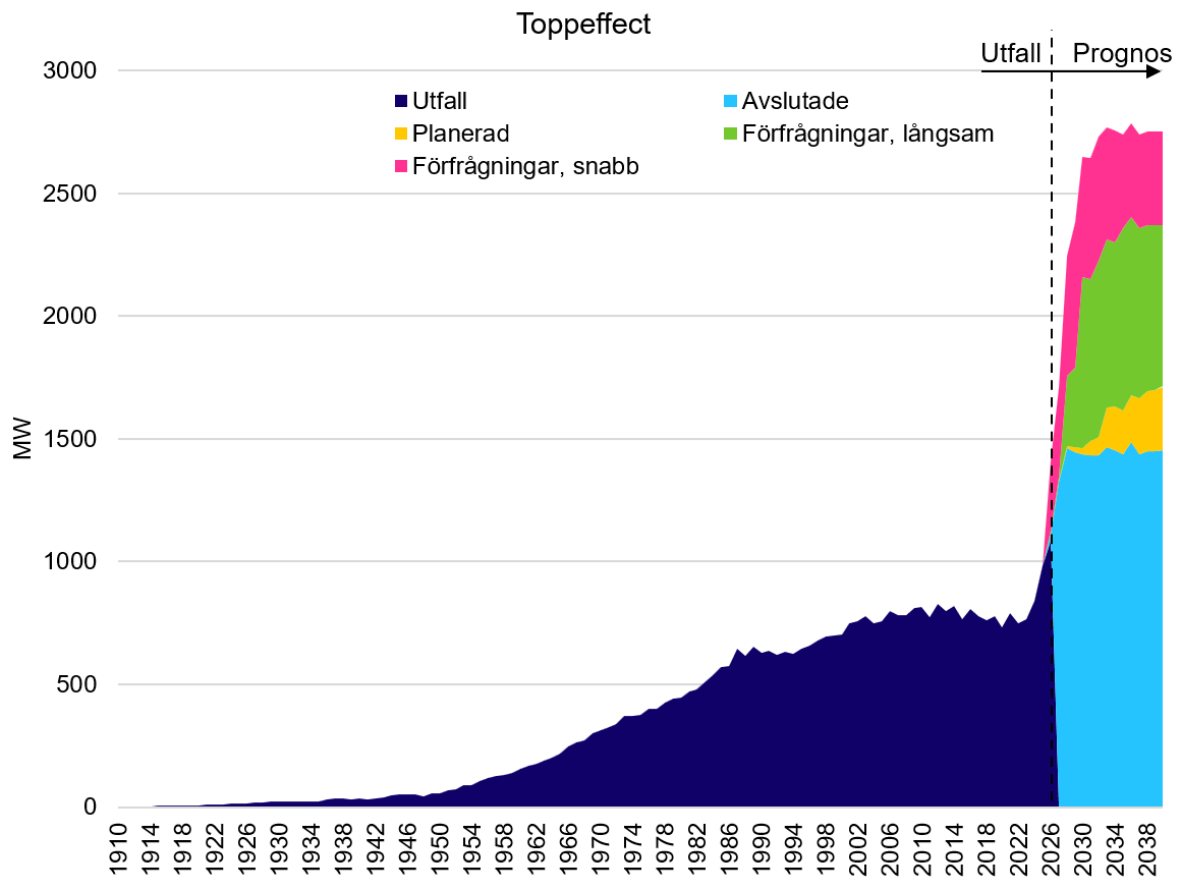
Helsingfors är hem för ett stort antal betydande och högkritiska platser där elförsörjningens säkerhet är avgörande. Dessa inkluderar Finlands centralregering, centralsjukhuset i Finlands största sjukhusdistrikt och totalt fem sjukhus, Finlands ekonomis nyckelfunktioner, energiproduktionskluster, de största järnvägs- och tunnelbaneknutpunkterna i Helsingfors storstadsområde, ett militärområde, cirka 60 ambassader, datacenter, en

av Europas mest trafikerade passagerarhamnar (2025) och en betydande hamn för godstrafik.

## 1.2. Långsiktig utsikt för användningen av elektrisk energi

Elförbrukningen förväntas fortsätta öka på grund av ökningen av antalet invånare, förändringar i uppvärmningsmetoder, eltransport och nya lösningar för stora kunder. De största faktorerna som ökar elförbrukningen är förändringar i uppvärmningsmetoderna i fastigheter, elektrifieringen av fjärrvärmeproduktion och nya lösningar för stora kunder. Å andra sidan kommer minskningen av den specifika elförbrukningen att minska elförbrukningen i tjänster, vilket något bromsar tillväxten i konsumtionen. Stigande räntor och svaga ekonomiska utsikter har påverkat byggnationen, vilket kommer att återspeglas i långsammare än vanligt tillväxt i energiförbrukningen inom bostäder under de kommande åren.

Under de senaste två åren har toppeffekten ökat med cirka 200 MW (25 %) och kommer att fortsätta växa kraftigt under minst de kommande två åren. År 2028 beräk-



nas toppeffekten ligga på omkring 1 500 MW, vilket är nästan dubbelt så mycket som 2024, även om inga av undersökningarna genomförs.

Längre fram i tiden finns det betydande faktorer som kan öka eller minska elanvändningen, beroende på hur och var de används. Dessa inkluderar modulerade kärnreaktorer och datacenter. Å andra sidan kan datacenter minska elförbrukningen för fjärrvärme om spillvärmen från centren återvinns. Produktion och raffinering av vätgas kan också avsevärt öka elförbrukningen i Helsingfors.

### 1.3. Konsumtionsplatser som ökar elanvändningen

#### 1.3.1. Elektrifiering av fjärrvärme och förändringar i uppvärmningsmetoder för fastigheter

Förändringen i värmeproduktionen i Helsingfors är den mest betydande faktorn som kommer att öka förbruk-

ningen och överföringen av elektricitet i högspänningsnätet. Detta betonas särskilt av förändringar i Helens fjärrvärmeproduktion. [Hanaholmen](#)-kolkraftverket stängdes den 1 april 2023, och exakt två år senare stängdes även [Sundholmen](#)-kolkraftverket. På grund av nedläggningen av dessa kraftvärmeverk minskade

kapaciteten för elproduktion och värmeproduktion i Helsingfors. Kapaciteten för produktion av ersättningsel är belägen utanför Helsingfors, vilket innebär att intaget av el från stamnätet till Helsingfors har ökat. Fjärrvärme måste däremot produceras relativt nära konsumtionen.

Fossil produktion av fjärrvärme har delvis ersatts av bioenergivärmeverk, men särskilt genom att antalet värmepumpar och elektriska pannor ökar.

När det gäller elnätets kapacitetsbehov spelar värmeproduktionslösningar baserade på värmepumpar och elpannor en särskilt viktig roll. Teknikbaserad på vär-

mepumpsteknik producerar vanligtvis ungefär 2–3 gånger så mycket elektricitet som förbrukas. De största industriella fullhackade värmepumpsanläggningarna är anslutna till 110 kV-nätet. Dessutom kan den samlade effekten av mindre värmepumpverk på den ökade elförbrukningen uppgå till flera tiotals megawatt på nivån för hela Helsingfors.

Elförbrukningen för anläggningar som används för fjärrvärmeproduktion och som har tagits i drift eller kommer att tas i bruk under 2021–2026 kommer att ha en maximal effekt på mer än 350 MW i Helsingfors.

Utöver de ovan nämnda investeringarna i värmeproduktion, som till största delen redan är slutförda, finns ytterligare investeringar i elbaserad fjärrvärmeproduktion som är under uppbyggnad och kommer att slutföras inom de närmaste åren. Effekten av dessa investeringar på den ökande elförbrukningen kommer att stiga till hundratals megawatt på nivån för hela Helsingfors, vilket kommer att ligga ovanpå effekten av de investeringar som nämnts i föregående stycke. År 2027 beräk-

nas den elektriska pannkapaciteten vara 570 MW. Totalt kommer ökningen av elbaserad produktionskapacitet under 2022–2027 att vara cirka 700 MW, varav ungefär hälften redan har realiserats.

Storleken och placeringen av värmepumps- och elpannanläggningarna som ska byggas kommer att påverka deras påverkan på elnätet. Majoriteten av de befintliga och beslutade storskaliga värmepumps- och elpannorna är belägna i innerstadsområdet. Detta kommer att ha en mycket betydande påverkan på överföringar i högspänningsnätet och även i stamnätet. Av denna anledning krävs betydande förstärkningar av elnätet både i högspänningsnätet och stamnätet.

Målet är att fasa ut bränningen i Helsingfors till 2040. Detta mål kräver ett så kallat Litet kärnkraftverk nära värmeförbrukningen. Ett kärnkraftverk som producerar fjärrvärme kan möjligen vara i bruk på 2030-talet. Om kärnkraft inte realiserats kan det innebära att elektrifieringen av fjärrvärmeproduktionen kommer att öka ytterligare.

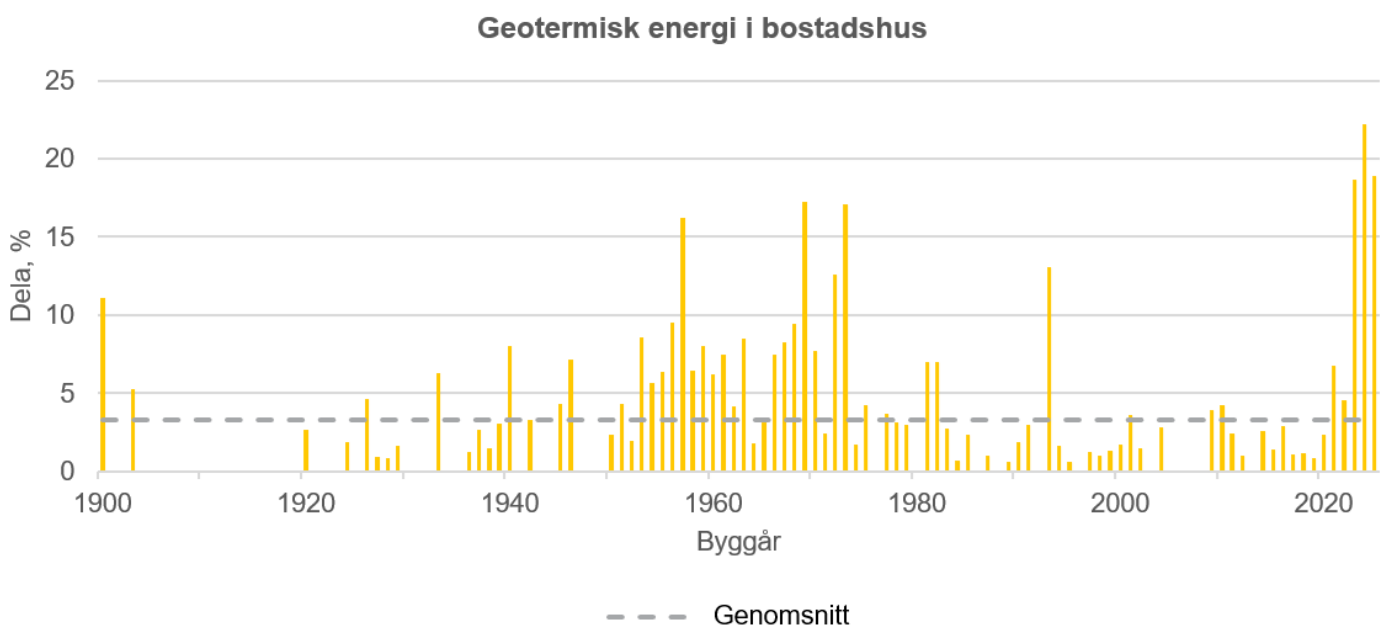


Bild 4. Andelar av geotermiska värmepumpar (etc.) i bostadshus.

Utöver värmepumps- och elpannanläggningarna som används för fjärrvärmeproduktion som diskuteras i detta avsnitt, ökar fastighetsspecifika värmelösningar Helsingfors elförbrukning. Andelen värmepumpslösningar har visat sig öka både i gamla och nya byggnader.

När det gäller de gamla byggnaderna installeras geotermiska värmepumpar i olje- eller fjärrvärmefastigheter, vilket innebär att de ökar elförbrukningen på kort sikt. I den nya byggnaden skulle alternativet till ett geotermiskt värmesystem troligen vara en fjärrvärmearslutning. På längre sikt kan geotermisk värme minska användningen av elektriska pannor i fjärrvärmesystemet och därmed minska den totala elförbrukningen.

### 1.3.2. E-mobilitet

Elförbrukningen i Helsingfors hamnar förväntas öka som ett resultat av både landbaserad elektrifiering av fartyg och elektrifiering av fartyg. För närvarande finns landströmssystem i alla hamnar i Helsingfors, med undantag för Årholmen. Under det nuvarande decenniet förväntas landbaserad elektrifiering utökas i takt med att tidsfristen för EU-lagstiftningen som kräver landbaserad elektrifiering närmar sig. Dock planeras Olympiaterminalens roll i Södra hamnen minska till följd av omstruktureringen av hamnarna. Tallinn trafiken skulle koncentreras till Västra hamnen och Stockholmstrafiken i Skatudden. Nya fartygskoncept har tagits fram för Tallinns trafik som skulle drivas av elektricitet. Elbehovet för dessa fartyg är betydligt högre än för landbaserad elektrifiering. Årholmen har designats för att vara en hamn för stora internationella kryssningsfartyg i synnerhet, där kraften från landström kan vara hög. Det är troligt att strömbehovet på portar kommer att bli så högt att en högspänningsanslutning eller till och med flera högspänningsanslutningar kommer att behövas. I samband med hamnarna studeras även möjligheten att ladda elbilar. Den europeiska förordningen kräver att fartyg med ett bruttotonnage på mer än 5 000 ton använder el från land eller annan nollutsläppsteknik från och med 2030. Under vissa förhållanden kan undantag göras för maximalt 10 % av hamnbesöken för fartyg av denna storlek år 2035.

Elektrifieringen av personbilstrafiken kommer att öka elförbrukningen i Helsingfors avsevärt. Enligt Traficom fanns det 214 233 personbilar i trafik i Helsingfors i början av 2026. Av dessa var mer än 54 492 elbilar, medan

elbilar inkluderar både helelektriska bilar och laddhybrider. Elbilar står för närvarande för cirka 75 % av alla personbilar som registreras för första gången i Helsingfors.

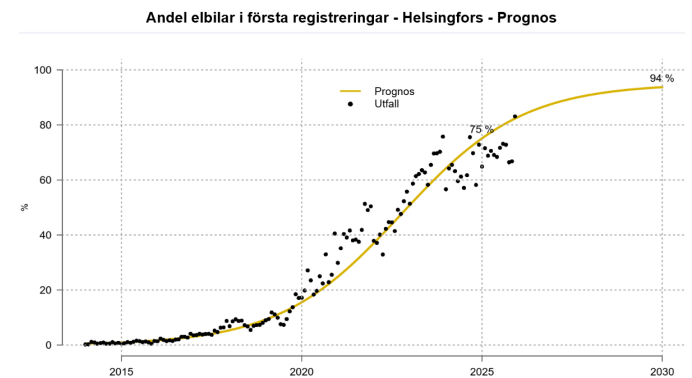


Bild 5. Utveckling av andelen första registreringar av elbilar i Helsingfors. Data: Traficom

Med den förväntade registreringstakten kommer mer än hälften av personbilarna i trafik i Helsingfors att vara elbilar år 2028 och cirka 95 % år 2035.

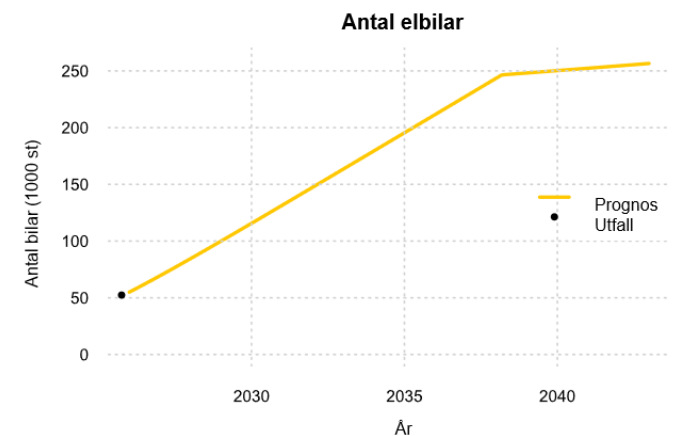


Bild 6. Prognos för antalet elbilar i Helsingfors. Data: Traficom

Antalet offentliga laddstationer förväntas öka. Stadens mål är att ha cirka 8 500 offentliga laddstationer i Helsingfors år 2030, varav cirka 10 procent kommer att ligga på gator och i allmänna områden. Laddningsnätverket kommer att utökas enligt den allmänna planen för laddstationer i Helsingfors. Förutom stadens gator finns laddningsstationer även i köpcentrum, sportanläggningar och parkeringshus.

Elektrifieringen av kollektivtrafiken återspeglas också i kollektivtrafiken. HSL, som är verksamt i Helsingfors-

regionen, har [publicerat](#) information om aktuella siffror och prognoser för elbussar. År 2025 hade HSL 600 elbussar i bruk, vilket motsvarar mer än 35 % av alla bussar. Målet är att ha 733 elektriska bussar till 2026. Elbussar ökar elförbrukningen i Helsingfors, särskilt lokalt, eftersom bussarna vanligtvis laddas centralt vid depåerna och det finns även depåer i Helsingfors.

Ett antal nya spårvägar planeras för Helsingfors under de kommande tio åren:

- Spårjokern började trafikera i slutet av 2023, och spårvagnslinjen från Fiskehamnen till Böle började trafikera sommaren 2024.
- Kronbrosprojektet inkluderar en ny spårvägslinje från Centralstationen via Högholmen till Kronbergsstranden samt en spårvagnslinje från Böle till Uppby. Trafiken förväntas börja 2027.
- Den nya spårvägslinjen i Vanda förväntas börja trafikera 2029 från Mellungsbacka via Dickursby till Aviapolis.
- En ny spårvägslinje kommer att byggas i västra Helsingfors från Glaspalatset via Munksnäs till Gamlas och en ny spårvagnslinje från Eira till Mejlans. Enligt uppskattningar skulle de nya rutterna i Västra Helsingfors tas i bruk i början av 2030-talet.
- Två separata spårvagnslinjer planeras omkring 2035: från Centralstationen via Tusby Boulevard till Baggböle och från Centralstationen via Viksbacka till Malms flygplats.

### 1.3.3. Industriell elektrifiering och datacenter

I Helsingfors kan områden i Nordsjö, Sockenbacka och Hertonäs klassificeras som industriområden. Industrins andel av Helsingfors elförbrukning är relativt liten: cirka 8 % år 2025. Industrin står för mindre än 1 % av stadens koldioxidutsläpp. Eftersom industrins koldioxidutsläpp är mycket låga förväntas ingen betydande ökning av elförbrukningen i Helsingfors på grund av den rena omställningen av den befintliga industrin. Å andra sidan kan det finnas möjligheter att börja producera vätgas industriellt i Helsingfors.

I framtiden kan Helsingfors ha en betydande elförbrukning kopplad till vätgasproduktion. Inom ramen för BalticSeaH2-projektet [utvecklar Helen](#) en 3H2 – Helsingfors vätgashubb-pilotanläggning [i Nordsjö](#), som kombinerar vätgasproduktion med el, värme, transport och energilagring. Projektet kommer att tillföra nöd-

vändig infrastruktur till Östersjöregionen, vilket möjliggör avkarbonisering för flera industrisektorer och ökar energiförsörjningssäkerheten både i Finland och på andra håll i Europa. Finland och Estland är nyckelländerna i projektet.

För närvarande finns det tre datacenter i Helsingfors, varav ett är anslutet till högspänningsnätet och två till medelspänningsnätet. Hittills har datacenters påverkan på den ökade elförbrukningen varit hanterbar, men antalet datacenter förväntas öka. Det finns för närvarande cirka 500–1 000 MW nya förfrågningar år 2035, och antalet förväntas öka. Med Europeiska unionens beslut måste nya datacenter utnyttja avfallsenergi om det är tekniskt och ekonomiskt möjligt.

## 1.4. Förändringar i elproduktionen

### 1.4.1. Utveckling av stora kraftvärmeverk

Det finns för närvarande två kraftvärme- och kraftverk i Helsingfors, vars produktionskapacitet är listad i tabellen 1.

Tabell 1. Helens kraftvärme- och kraftverk i Helsingfors.

Kraftverk	Elproduktion (MW)	Värmeproduktion (MW)
Nordsjö A	165	162
Nordsjö B	510	420

<https://www.helen.fi/helen-oy/energia/energiantuotanto/voimalaitokset/voimalaitosten-tuotantotieto>

[Nedläggningen av kraftverken i Hanaholmen](#) och [Sundholmen](#) har haft en betydande inverkan på elöverföringen i högspänningsnätet och stamnätet. Tidigare har det ofta funnits en situation i Helsingfors där elproduktionen överstiger elförbrukningen, i vilket fall elektricitet har överförts från Helsingfors till stamnätet. Den största överföringen till stamnätet har uppnåtts under sommaren, när kraftvärme- och kraftverken inte används. Situationen har nu förändrats på grund av stängningen av kraftverken i Hanaholmen och Sundholmen samt ökningen av elanvändningen. De största nätöverföringarna sker nu på vintern, och betydligt mer el har överförts till innerstaden i högspänningsnätet än tidigare. I takt med att elförbrukningen fortsätter att öka kommer överföringen från stamnätet och överföringen i högspänningsnätet till innerstaden att fortsätta öka under 2026 och 2027.

## 1.4.2. Utveckling av småskalig produktion

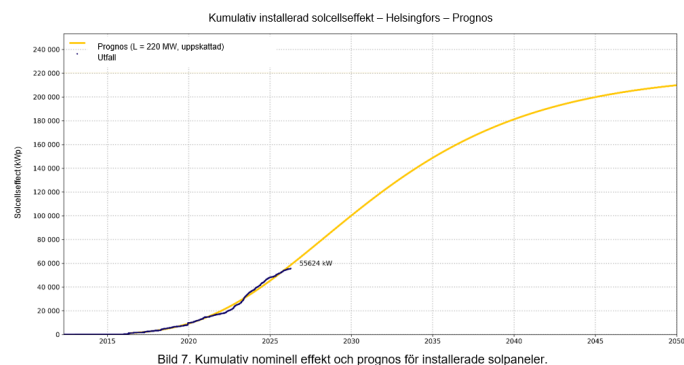


Bild 7. Kumulativ nominell effekt och prognos för installerade solpaneler.

I Helsingfors är småskalig produktion praktiskt taget solproduktion. Cirka 56 MW solpaneler har installerats i Helen Elnät-området. Under det senaste året har cirka 6 MW solproduktion installerats. I denna takt skulle cirka 108 MW ytterligare solproduktionsanläggningar installeras inom tio år, men det låga elpriset kan bromsa installationstakten snabbare än teknikens förbilligning påskyndar den. I Helsingfors har man observerat att högst cirka en fjärdedel av den installerade produktionen syns som el som matas in i distributionsnätet. Andelen installerad el, som syns hela vägen till nätet, har ökat, men större delen av produktionen används fortfarande för eget bruk.

## 1.5. Urbanisering och demografisk utveckling i nätverksområdet

Helsingfors befolkning har vuxit under lång tid, och tillväxten förväntas fortsätta. I slutet av 2025 hade Helsingfors 694 392 invånare. Den senaste [befolkningsprognosen för Helsingfors stad](#) inkluderar tre scenarier: långsamt, grundläggande och snabbt. I varje scenario kommer befolkningen att öka. Om tio år (2036) förväntas befolkningen vara omkring 770 000 personer.

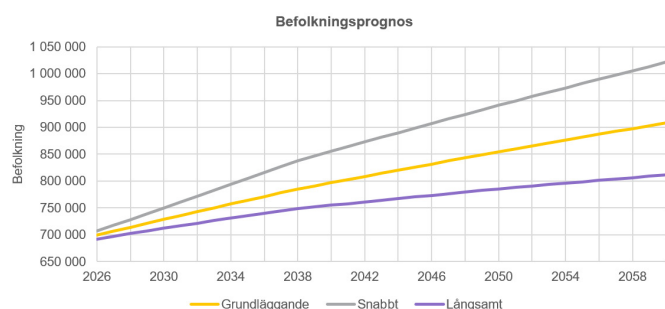


Bild 8. Helsingfors befolkningsprognos för flera år. Data: Helsingfors stad, Stadsverkställande kontor, Stadsinformation

Befolkningsstillväxt innebär mycket ytterligare byggnation. Helsingfors stad har skapat en prognos för bostadsbyggbranschen. År 2020 uppgick den totala bostadsytan till 31 miljoner m<sup>2</sup>. År 2028 förväntas bostadsytan uppgå till 35 miljoner m<sup>2</sup> (+13 %) och 2036 motsvarande 39 miljoner m<sup>2</sup> (+26 %).

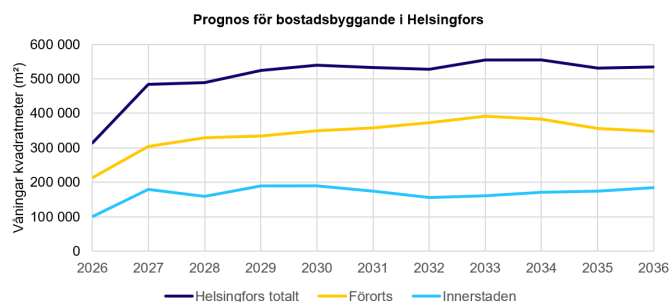


Bild 9. Bostadsbyggnation prognostiserad för hela Helsingfors, förorterna och innerstaden. Data: Helsingfors stad, Stadsverkställande kontor, Stadsinformation

I Helsingfors varierar byggandets omfattning lokalt. I vissa distrikt, särskilt i innerstaden, finns inga planer på nybyggnation, och befolkningen kan till och med minska något i vissa områden. I kontrast förväntas bostadsbyggandet i förorterna öka från nuvarande byggtakt, vilket också innebär en befolkningsökning.

Mot slutet av 2022 upplevde bostadsbyggandet en nedgång. En del av anledningen till detta är ekonomisk osäkerhet och stigande räntor. Effekten av dessa skäl [är också synlig på marknaden för](#) företagslokaler. Minskningen av antalet färdigställda lägenheter varje år är synlig med en försening. På lång sikt kommer det att bli mycket byggnation i Helsingfors, och befolkningen kommer att fortsätta växa.

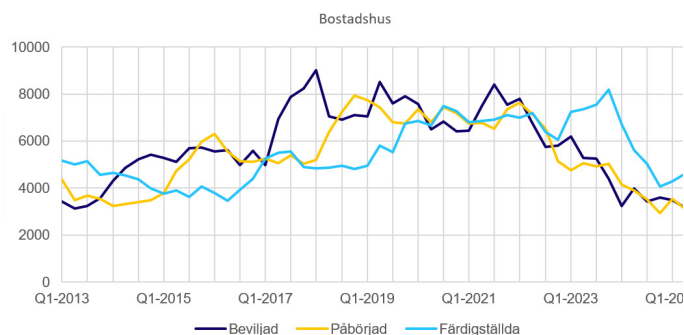


Bild 10. Flyttande årlig summa av beviljade, påbörjade och färdigställda bostadsbyggnader i Helsingfors. Data: Helsingfors stad, Stadsverkställande kontor, Stadsinformation

## 1.6. Förändringar i elförbrukning i bostäder, tjänster och uppvärmningsmetoder

Ungefär en fjärdedel av den elektriska energi som förbrukas i Helsingfors går både till tjänster och bostäder. Tillväxt förutspås i antal befolkningar. Befolkningstillväxten i kombination med förbättrad energieffektivitet i bostäder har hållit den totala mängden el som används i bostäder nästan oförändrad. Elektrifiering av uppvärmning och transport innebär en ökning av elanvändningen. Elbilar laddas huvudsakligen hemma, så den specifika bostadsförbrukningen kommer att öka mest betydligt i detta avseende. Inom tjänstesektorns elförbrukning har den specifika förbrukningen troligen minskat som ett resultat av energieffektivitet, även om beläggningsgraden på fastigheter ökade före pandemin. Med pandemin har mängden distansarbete ökat och legat på en högre nivå än före pandemin. Effekten av distansarbete har återspeglats i en minskning av specifik konsumtion, till exempel i kontorsbyggnader. Solproduktion, som blir allt vanligare i byggnadsbeståndet, förväntas minska mängden energi som överförs i nätet under vår, sommar och höst. På vintern har solproduktionen ännu ingen betydande påverkan. På hela Helsingfors nivå är elförbrukningen som högst på vintern. Hittills har solproduktionen inte lättat på kriterierna för nätdimensionering, även om decentraliserad småskalig produktion vanligtvis innebär en mindre överföring av elektrisk energi från distributionsnätet till kunden. Detta beror på att solproduktionen är säsongbetonad och den största efterfrågan i Helsingfors är på vintern, då det finns mycket lite solproduktion tillgänglig.

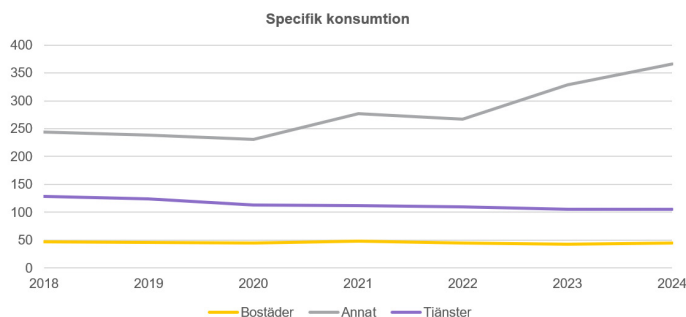


Bild 11. Utveckling av bostäder, tjänster och annan specifik konsumtion.  
Data: Helsingfors regionala serie och Finlands energi

I bostadshus har man också observerat att geotermiska uppvärmningsplatser har ökat i lägenhetshus och radhus. I fristående hus har geotermisk värme varit en populär form av uppvärmning under lång tid. Den främsta

orsaken till övergången har ansetts vara de högre priserna på fjärrvärme och olja. Med stängningen av kolkraftverk har priset på fjärrvärme sjunkit, vilket kan bromsa övergången till geotermisk värme, särskilt i lägenhetsbyggnader. Värmepumpslösningar möjliggör dock också kylning, så priset avgör inte direkt vilken uppvärmningsmetod som väljs. Värmepumpar förväntas öka kundens elförbrukning när de ersätter fjärr- eller oljeuppvärmning. Dessutom används värmepumpar även för frysning, vilket kan vara en av anledningarna till att den specifika elenergianvändningen i bostäder inte har minskat mycket de senaste åren. Majoriteten av lägenhetshus och radhus är anslutna till fjärrvärmesystemet, och andelen oljevärme är fortfarande några procent. Fristående hus har fler oljeberedare än lägenhetshus och radhus.

## 1.7. Efterfrågade numeriska data

### 1.7.1. Numeriska värden för den begärda datan

Verbala förklaringar Tabell 2 numeriska värden anges nedan.

Tabell 2. Helen Elnäts nuvarande status och prognosvärden.

	Nuvarande tillstånd (2025)	Prognos (2035)
a. Energi som överförs i nätområdet, MWh		
i. Energi överförd till nätverkskunder	5 396 000	7 372 000
ii. Energi som mottagits från nätverksservicekunder	637 000	170 000
b. Antal användningsplatser, st.	440 400	530 000
c. Decentraliserad produktion		
i. Total nominell effekt, kWp		
a) Ansluten till HS-nätverket	735 000	675 000
b) Ansluten till MS-nätverket	17 700	48 700
c) Ansluten till LS-nätverket	40 500	111 300
ii. Antal delar, st.		
d) Ansluten till HS-nätverket	färre än 5	färre än 5
e) Ansluten till MS-nätverket	140	400
f) Ansluten till LS-nätverket	2 900	7 900
d. Antal prenumerationer som används för offentlig laddning av eltrafik, st.	500	2 000

### 1.7.2. Verbal förklaring av hur ovanstående numeriska värden bildas

#### Nuvarande tillstånd

- Den överförda och mottagna energin har mätts efter användningsplats.
- Antalet mätpunkter är antalet installerade energimätare.
- Data för distribuerad generering kommer från nätverksinformationssystemet. Siffrorna och nominella makterna motsvarar den information som rapporteras av kunderna. En produktionsanläggning markeras som ansluten till MS-nätverket om kundens anslutning där produktionsanläggningen är belägen är en MS-anslutning. Det är

troligt att produktionsanläggningen i kundens interna nätverk är ansluten till LS-nätverket.

- Antalet anslutningar till offentliga laddare är summan av de prenumerationer i kundinformationssystemet som nämner laddning av elfordon (det specificeras inte vilka som är offentliga och vilka som är privata, eftersom nätverksinformationssystemet inte innehåller information om vilka enheter i anslutningens interna nätverk som används privat och vilka som är i offentlig användning). Enligt kundinformationssystemet finns det cirka 600 mätpunkter och 500 prenumerationer som avser laddning av elfordon.

### Prognos

- Den energi som överförs till nätverksskunder är en uppskattning av den årliga energin för framtida elkonsumentpunkter. Detta inkluderar Helsingfors byggnadsprognoser, utveckling av specifik förbrukning, förändringar i uppvärmningsmetoder, eltrafik och effekten av minskad solproduktion.
- Den energi som erhålls från nätverksservicekunderna uppskattar den årliga produktionen av framtida produktionsanläggningar för distributionsnätet. Det inkluderar storskalig produktion och decentraliserad småskalig produktion.
- Antalet mätpunkter är en uppskattning av de mätare som används baserat på historik. Prognosen bygger på antagandet om en snabb korrigerande av ekonomins svaga tillstånd.
- Den totala panelproduktionen är en prognos för den observerade ökningen av produktionen och dess utveckling, samt [solenergipotentialen för hela Helsingfors](#), varav cirka 40 % uppskattas realiseras. Fördelningsandelarna mellan LS- och MS-nätverken antas följa de nuvarande andelarna.
- Antalet prenumerationer som avser debitering när tillväxten fortsätter i samma takt.

## 1.8. Väderfenomen

I Helsingfors är låg- och medelspänningsnäten praktiskt taget stormtåliga på grund av den höga graden av kagedragning. I sällsynta fall kan översvämningar påverka transformatorstationer och distributionsskåp i låg- och medelspänningsnätet. Högspänningsnätet är fortfarande till stor del ett luftledningsnät, vilket är mer känsligt för väderfenomen.

Starka klimatfenomen kan åtföljas av översvämningar. En översvämningssituation kan orsakas av översvämning av havsvatten eller Vanda å, eller av kraftigt regn. Skador på ett stort huvudvattenrör eller fjärrvärmerör kan orsaka en situation som liknar en översvämning lokalt. Översvämningshöjder tas i beaktande i den övergripande planeringen av stadens infrastruktur. Ur eldistributionens synvinkel räcker det inte att skydda komponenterna i det leverantörsförsedda elnätet från översvämningar, eftersom elförsörjningen också måste stängas av i en situation där kundernas elinstallationer är känsliga för översvämningssvatten. Av denna anledning förbereds översvämningar [i enlighet med översvämningstrategin](#) med omfattande regionala tillfälliga eller fasta lösningar (vanligtvis dammar, pumpstationer och förbättring av avlopp). Eftersom översvämningssriskhantering till stor del utförs genom åtgärder utöver de som ingår i elnätets utveckling och av andra parter, har användningspunkterna i riskzoner inte inkluderats i omfattningen av bristande efterlevnad av kvalitetskraven. Dock har hanteringen av riskerna orsakade av stigande havsnivåer beaktats i denna utvecklingsplan.

Baserat på översvämningsskartan över nätverksinformationssystemet är det möjligt att se vilka platser som påverkas av en möjlig vattennivåhöjning. På detta sätt är det möjligt att prioritera platser som hålls aktiva, till exempel i en översvämningssituation, genom att pumpa bort vatten och vilka platser som stängs av ström vid behov. När det gäller fastigheter ligger ansvaret för åtgärderna hos fastighetsägarna. Med detta i åtanke har Helsingfors stad tagit fram [riktlinjer för översvämningar](#) som ger råd om hur invånarna på eget initiativ kan förbereda sig för översvämningar från havsvatten och vattendrag. Instruktionerna har delats ut till alla fastigheter som ligger i ett översvämningssriskområde.

I januari 2005, efter den exceptionella havsnivåhöjningen på Finlands sydkust (som återkommer ungefär vart 110:e år), tillsattes en arbetsgrupp av Helsingfors stad för att ta fram en plan för översvämningssberedskap och översvämningssförebyggande för Helsingfors stad. I samband med planeringen undersöktes även riskområdena för eldistributionsnätet i det översvämningssutsatta området. Som ett resultat av arbetsgruppens arbete skapades Helsingfors stads översvämningstrategi, som prioriterade förebyggande åtgärder i olika områden och reviderade instruktionerna om de längst tillåtna byggnadshöjderna. Dessutom har Nyland

centrum för ekonomisk utveckling, transport och miljö tagit fram en plan för översvämningssituationer [för kustområdena i Helsingfors och Esbo](#) för 2022–2027. De ovan nämnda dokumenten beskriver operatörernas ansvar och åtgärder vid översvämningssituationer.

Med global uppvärmning tas förändringar i extrema temperaturer, ökad nederbörd och förändringar i översvämningssvårigheter i beaktande vid dimensioneringen. När det gäller vindar befinner vi oss i kustförhållanden, och detta tas med i beräkningen vid dimensioneringen av 110 kV kontaktledningsnätet.

## 1.9. Andra faktorer

### 1.9.1. Påverkan av tillsynsmodellen på investeringskapacitet

Kontrollmodellen som trädde i kraft i början av 2024 kommer att avsevärt försvaga Helen Elnäts investeringskapacitet. Helen Elnät har utfärdat mer detaljerade offentliga uttalanden om effekterna av kontrollmodellen i [samrådet](#) ”Samråd om utkast till bekräftelsebeslut om eldistributionsnätoperatörernas kontrollmetoder under regleringsperioderna 2024–2027 och 2028–2031” och i det senaste [samrådet](#) ”Samråd om förändringar i kontrollmetoder för eldistribution och prissättning av högspänningsnät”. Till följd av den historiskt stora försvagningen av kontrollmetoderna kommer lönsamheten i elnätsinvesteringar att försvagas avsevärt, vilket är anledningen till att Helen Elnät tvingats justera sitt investeringsprogram för att säkra sin framtida ekonomiska situation. Justeringen av investeringsprogrammet på grund av kontrollmetoderna diskuteras mer ingående i avsnitt 4.8.

### 1.9.2. Tjänste-/kompetensbehov

I Finland köper distributionsnätoperatörer i stor utsträckning nätbyggande, underhåll och mätning som tjänster från externa tjänsteleverantörer. Bra och välfungerande upphandlingsmodeller och partnerskap är avgörande för högkvalitativ verksamhet och dess kontinuitet. Servicemarknaden måste också vara hälsosam och funktionell så att högkvalitativa verksamheter kan fortsätta i framtiden. När det gäller kompetens måste du se till att du och alla tjänsteleverantörer har nödvändig expertis och att det finns kontinuitet. Det är viktigt att locka unga och studenter vid rekrytering och som möjliggörare av avhandlingar.

### 1.9.3. Teknik och informationsteknologi/säkerhet

Olika teknologiska utvecklingar som påverkar utvecklingsplanerna pågår inom branschen. Här är några av dem.

Med koldioxidneutralitetsmålen kommer beräkning och minimering av koldioxidavtrycket också att ingå i eldistributionsföretagens handlingsplaner. Först måste du beräkna företagets koldioxidavtryck själv för att börja minska det. Utsläpp orsakade av förluster och utsläpp från upphandlingar spelar vanligtvis den mest betydande rollen. Detta ämne är också relaterat till F-gasregleringen, vars uppdaterade version trädde i kraft den 11 mars 2024. Eldistributionsbolag omfattas av ett förbud mot installation av ny SF6-isolerad kopplingsutrustning, förbudet mot medelspänning trädde i kraft den 1 januari 2026 och på 110 kV-nivån träder det i kraft den 1 januari 2028. Särskilt i stadsbolag och på elnät-nivå har SF6-isolerade kopplingsapparater använts mycket. Efter dessa datum kan endast växelutrustning med alternativa gaser, växelutrustning med tryckluft eller med en liten mängd F-gaser installeras om de har ett konkurrenskraftigt koldioxidavtryck. Helen Elnät genomförde en studie om strategier för användning av SF6-alternativa gaser vid medelspänning och 110 kV-spänning. [Den offentliga versionen av rapporten](#) finns tillgänglig på vår webbplats. Redan i slutet av 2024 började Helen Elnät förvärva SF6 gasfria kopplingsanordningar för dessa spänningsnivåer. För 400 kV-spänningsnivån träder SF6-gasförbudet inte i kraft förrän i början av 2032, och alternativa lösningar för denna spänningsnivå är fortfarande delvis under utveckling. Alternativa isoleringsmaterial för transformatorer kan också betraktas som en teknologisk fråga relaterad till koldioxidavtrycket. Istället för mineralolja kan naturliga estrar eller syntetiska ester användas, varav de senare är mer lämpade för den finska miljön. Ester är miljövänliga och har lägre risk för antändning och kan ge möjligheter att minska brandskyddet. Å andra sidan är priset ännu dyrare jämfört med traditionella isoleringsmaterial.

Särskilt eftersom belastningsnivåerna i 110 kV-överföringsnätet ökar kraftigt i Helsingfors, finns det ett behov av att studera lastkapaciteten för kablar och luftledning. Med hjälp av konsulter har Helen Elnät undersökt den kontinuerliga och nödlastkapaciteten hos 110 kV-kablarna och fått klarheter om dem, samt funnit möjligheter till kortsiktiga överbelastningar i undantagsfall.

Den offentliga versionen av [rapporten](#) finns tillgänglig på vår webbplats. Med luftledningarna beror överbelastningsresistansen till stor del på utomhustemperaturen. Temperaturövervakningsutrustning finns tillgänglig för både kablar och luftledningarna, vilka redan används med en av företagets 110 kV dubbla kabelanslutningar.

Utvecklingen och ökningen av automatiseringar är ett kontinuerligt utvecklingsarbete. I den digitala transformatorstationen har all datakommunikation digitaliserats, och mättransformatorsteknologin har också ändrats till att vara sensorbaserad. Automatisering ger ytterligare information om processen och dess tillstånd, samt felhändelser, och hjälper till att minska tidsbaserat underhåll samt förbättra kvaliteten och hastigheten på felutredningar. Sensorerna ger också kostnadsbesparingar. I samband med den digitala transformatorstationen har Helen Elnät genomfört studier och undersökningar om övergången till den allra senaste tekniken. Framsteg har gjorts inom Helen Elnät gällande den digitala transformatorstationen, och det pågående Sockenbacka 110/20 kV-stationsprojektet är ett mål för tillämpning. Användningen av sensorer och en processbuss kommer att implementeras där för första gången i Finland i denna skala. Stationen kommer att tas i bruk 2028. Nästa steg kan sedan vara centraliserat och virtualiserat skydd och automatisering, först vid en mellanspänningsstation.

Automatisering som sträcker sig till distributionsnätet kan kallas nätverks- eller transformatorautomation. Täckningen av transformatorstationsautomation i Helsingfors är redan över 35 %. Automatiseringens täckning utökas inom distributionsnätet och börjar även omfatta lågspänningsnätet. Automatisering djupare in i nätverket måste vara kostnadseffektiv, eftersom volymerna redan är högre. Helen Elnät investerar allt mer i att utveckla hanteringen av lågspänningsnätet och få bättre insyn i det. Med den senaste generationen av fjärravlästa mätare (ett installationsprojekt pågår redan), förbättrade möjligheter till mätning av effektkvalitet samt ett nytt, mer avancerat system för driftövervakning som kommer att introduceras i år, kan denna situation förbättras.

Nätverksunderhåll och övervakning av tillstånd är viktiga delar av nätverksdriften. Helen Elnät beställde en masteruppsats i ämnet 2023. Resultatet av arbetet blev att befintliga data och mätningar för tillståndsövervakning bör användas mer effektivt än idag. Å andra sidan

är det svårt att uppnå kostnadseffektivitet för nya tillståndsövervakningssystem eftersom antalet fel samt mängden och kostnaderna för underhåll redan är låga i Helen Elnät. Varje nytt system måste fungera på en ekonomiskt hållbar grund. I samband med ämnet testas en ny typ av tillståndsövervakningssystem baserat på undersökning av huvudtransformatorernas elektriska modell vid Herttonäs transformatorstation.

Telekommunikation och informationssäkerhet har också blivit en allt viktigare roll inom eldistributionen. Automationssystem behöver kommunikation för fjärranvändning både mellan transformatorstationer och inom transformatorstationer. Telekommunikationsåtgärder har i allt högre grad skiftat till mjukvarurelaterat arbete och uppdateringar. Därför blir informationssäkerheten för operativa informationssystem och relaterade åtgärder också alltmer nödvändig och ökar. Detta arbete kräver ökat samarbete mellan IT-sektorn och OT-sektorn (operativa informationssystem), samt hänsyn till frågan om förhållandena och nätverkskomponenterna i elnätet.

#### 1.9.4. Flexibilitet

Distributionsnätsoperatörer uppmuntras att identifiera och använda flexibilitet som en del av en mer effektiv användning av nätverket, till fördel för både kunden och nätbolaget. Behovet av flexibilitet på nivån för högspänningsdistributionsnätet har snabbt insetts på grund av förändringar i el- och värmeproduktionen i området. Elproduktion från kraftvärme- och kraftverk har upphört och ersatts av en betydande elförbrukning som är betydligt hög för elektrifieringen av fjärrvärme. Dessutom kommer andra förändringar som ökar elförbrukningen (elektrifiering av transport och värme, datacenter) också att genomföras i stora volymer under det nuvarande decenniet. Överföringen av el från stamnätet ökar. Naturligtvis sker en liknande utveckling inom andra nätoperatörer, och denna förändring utmanar också utvecklingen av stamnätet. På grund av restriktionerna på stamnätet måste förbrukningen i Helsingforsområdet upprepade gånger begränsas, särskilt under låga temperaturer och låga elpriser. Dessutom kan flaskhalsar uppstå vid 400/110 kV-omvandlingen för Fingrid och i 110 kV-nätet i företagets område i vissa specifika nätverksdriftssituationer. I den rena övergången och dess genomförande är tidsplanerna strikta, och vi vill ge våra kunder ett schema för att ansluta till nätet så snabbt som möjligt. Tillsammans söker vi lösningar på

möjliga specialsituationer i nätverket som är tidsbegränsade, där kunden är beredd att vara flexibel som önskat. Genom att utnyttja flexibilitet är det möjligt att snabba upp kundernas anslutning till nätverket. I utvecklingsarbete är samordning mellan transmissions- och distributionsoperatören och kunderna särskilt viktig.

Flexibla gränssnitt används som det huvudsakliga flexibilitetsverktyget. För tillfället kommer alla nya storskaliga anslutningar att implementeras som flexibla anslutningar tills nödvändiga nätverksförstärkningar är slutförda. En flexibel prenumeration innebär att kunden åtar sig att minska sin konsumtion när nätverkets tillgängliga kapacitet kräver det. Detta gör att kunder kan anslutas till nätverket redan innan nödvändiga kapacitetsförstärkningar har slutförts.

Våren 2025 öppnade Helen Elnät och Fingrid Finlands första flexibilitetsmarknad för överföringshantering. Genom marknaden kan både transmissionsoperatörer och distributionssystemoperatörer köpa kundernas flexibilitetskapacitet när de behöver effektbegränsning. Flexibilitet och intresse för kunden måste också erkännas. Denna utveckling riktas mot kunder genom kundkommunikation, tariffutveckling och prenumerationstorlekshandling, bland annat. Genom forsknings- och utvecklingsaktiviteter strävar sektorn efter samordnad och marknadsbaserad flexibilitet. När denna verksamhet etableras kan ett flexibelt alternativ till att stärka högspänningsdistributionsnätet verkligen övervägas.

Flexibiliteten hos både stora och små kunder i deras egen elanvändning har blivit synlig i de kraftiga prisfluktuationerna, som visade sig hösten 2022 och har fortsatt att vara. Vissa kunder reagerade på prisförändringar genom att ändra sin elanvändning enligt spotpriserna för energi, öka elanvändningen under billiga arbetstider och minska elanvändningen vid dyra spotpriser. Kunder har möjlighet att reagera på elkostnaden. I eldistributionsnätet innebär en reaktion på spotpriser på energiförbrukningen en ökning av elförbrukningens samtidighet och en försvagning av den traditionella naturliga icke-synkroniseringen av elförbrukningen (belastningsövergång). I nätverket kan detta återspeglas i perioder med låga spotpriser på energi som en ökning av nätverksbelastningen och, i vissa fall, som ett kundgränssnitt eller nätverksöverbelastning. Att svara på priset på el har belyst kundernas flexibilitet. Att utnyttja denna flexibilitet i distributions-

nätverksdriften är framtida utvecklingsarbete, inklusive t.ex. kundgränssnittstjänster och företagets interna distributionsnätverksstatus- och styrbarhetsutvecklingsprojekt.

Verktyg utvecklas för kundgränssnittet för att främja flexibilitet i elanvändningen. Helen Elnät har utvecklat ett verktyg för elkapacitet för kunders egenanvändningsanslutningar, vilket gör det möjligt för kunder att uppskatta den tillgängliga, oanvända kapaciteten för anslutningen. För tillfället kan verktyget användas för att uppskatta den fria kapaciteten för en befintlig anslutning när kunden planerar den aktuella anslutningen. anslutning till den nya laddningsinfrastrukturen för elbilar. Denna tjänst främjar flexibiliteten i kundens laddningsinfrastruktur och laddningshändelser. Både kunden och företaget gynnas av att den fria kapaciteten används först och det inte finns något behov av att stärka anslutningen eller vidareutveckla lågspänningsnätet. Verktyget kommer till exempel att utvecklas vidare. Att bedöma elförbrukningen och förändringar i uppvärmningsmetoder.

I framtidens strategiska utveckling är flexibilitetslösningar för högspänningsdistributionsnätet för närvarande en akut åtgärd i samarbete med transmissionsoperatören och kunderna. Utvecklingen av kommersiella flexibilitetsmarknadsoperationer kommer att fortsätta, med sikte på den kommande nätverkskoden för flexibilitet. Generellt har den flexibla naturen hos mindre kunders elanvändning också blivit synlig som ett resultat av reaktioner på energipriser. Digitala verktyg kommer att vidareutvecklas vid kundens anslutningspunkt för att utnyttja flexibilitet och stödja både kunders och nätverksföretagets verksamhet. I detta arbete ingår olika projekt för utveckling av kundkommunikation, verktyg, produkter, marknader och styrmekanismer i framtidens strategiska nätverk. Utvecklingsarbetet, inklusive flexibilitet, sträcker sig naturligtvis även till drift av nätet och planering av framtida elnät.

### 1.9.5. Reaktiv effekt

Förutom aktiv effekt överförs reaktiv effekt till nätverket. Reaktiveffekten beror på att fasvinklarna på växelspanningen och växelströmmen skiljer sig åt. Reaktiv effekt orsakar extra belastning och förluster på kraftledningar och andra nätverkskomponenter. Reaktiv effekt påverkar också nätets spänning på ett sådant sätt

att produktionen av reaktiv effekt ökar spänningen och förbrukningen av reaktiv effekt minskar spänningen. Under de senaste tio åren har mängden reaktiv effekt som matas från distributionsnäten till stamnätet ökat under låga belastningar, vilket har ökat spänningarna i stamnätet i vissa områden. Transmissionsoperatören Fingrid har definierat ett reaktivt effektfönster för distributionsoperatörer och andra kunder, som avgör den tillåtna överföringen av reaktiv effekt mellan stamnätet och kunden. Om det reaktiva strömfönstret överskrids måste kunden betala avgifter till Fingrid. Av denna anledning har nätoperatörer investerat omfattande i reaktorer för att förhindra leverans av reaktiv kraft till stamnätet, särskilt under perioder med låg förbrukning. Detta har även gjorts av Helen Elnät.

I Helsingfors är medelspänningsnätet och lågspänningsnätet nästan helt kabelanslutna. En stor del av högspänningsdistributionsnätet är också kabelanslutet. Vid medel- och hög spänning producerar kablarna en betydande mängd reaktiv effekt. Hos kunden har reaktiv effekt förändrats avsevärt under de senaste tio åren. Särskilt har antalet enheter som förbrukar reaktiv effekt vid låg och medelspänning, dvs. induktiv effekt, minskat, och antalet enheter som producerar reaktiv effekt, dvs. kapacitiva enheter, har ökat. Den reaktiva effekt som produceras av nätet och kunderna matas in i stamnätet om den inte kompenseras. Helen Elnät har två 110 kV-reaktorer med en total kapacitet på cirka 86 Mvar vid en typisk nätspänning på 117 kV för att kompensera för reaktiv effekt.

Trenden för reaktiv effekt bland kunder kopplade till låg- och medelspänning har varit cirka 6 Mvar per år på nivå med hela Helsingfors. Detta beskriver den kombinerade effekten av minskningen av induktiv reaktiv effekt och ökningen av kapacitiv reaktiv effekt. Dessutom kommer 110 kV-kablar att öka produktionen av reaktiv effekt. På grund av dessa faktorer måste reaktorkapaciteten ökas ytterligare. För närvarande uppskattas det att det kommer att behövas att öka reaktorkapaciteten med cirka 50 Mvar före 2030.

Ett nytt fenomen som observerades i slutet av 2023 var att spänningarna i stamnätet i södra Finland sjönk till oroande låga nivåer i situationer med hög konsumtion och låg produktion. Med andra ord är det motsatsen till den tidigare observerade spänningsökningen i situationer med låg förbrukning. I en nära framtid kan sänkning av spänningarna i stamnätet begränsa elförbruk-

ningen i storstadsområdet mer än andra tekniska överföringsrestriktioner. Fingrid kommer att göra betydande investeringar i reaktiv effektkompensation för att öka spänningarna vid hög förbrukning. Ett stort antal kondensatorer har redan lagts till stamnätet och kommer att läggas till under de kommande åren för att kompensera för reaktiv effekt. Dessutom planerar Fingrid [att installera en statisk synkronkondensator \(STAT-COM\) på Andersböle -transformatorstationen under 2028](#). Trots detta finns fortfarande behov av reaktorer vid låga belastningar. Helen Elnät har inga planer på att lägga till kondensatorer i nätet, eftersom spänningarna i Helsingfors kommer att förbli inom målområdet om spänningen i stamnätet är på normal nivå. Det är möjligt att kraftverk och kunder kan stödja stamnätets spänning genom att producera reaktiv kraft i situationer med hög förbrukning, om det finns incitament för detta.

#### 1.9.6. Användning

Helsingfors har en relativt stor andel stora låg- och medelspänningsanslutningar, vars dimensionering också är viktig för att reservera kapaciteten i distributionsnätet. Traditionella metoder för anslutningsdimensionering har tagit hänsyn till ökningen av elförbrukningen i själva anslutningen, men under de senaste 10–15 åren har energieffektiviteten tydligt börjat förbättras, särskilt inom kundsegmentet inom tjänstesektorn, och den specifika förbrukningen har minskat. Det har observerats att stora kundabonnemang har gratis kapacitet i Helsingforsområdet som i genomsnitt är upp till 4–5 gånger den uppmätta timeffekten. Dimensioneringsinstruktionerna för kundgränssnitt måste utvecklas och å andra sidan kan kunder erbjudas dimensioneringsverktyg som tjänster baserade på mätdata och sannolikhetslastmodeller härledda från dem. Helen Elnät har nyligen utvecklat ett anslutningsdimensioneringsverktyg baserat på statistisk sannolikhet för eget bruk, och det använder även dimensioneringsverktyg för att ladda anslutningar till elbilar. Nya lastkurvor har byggts in i eldistributionsberäkningsverktyget i nätverksinformationssystemet för nya användargrupper. Sähköinfo Oy har precis uppdaterat ST 13.31-kortet för dimensionering av anslutningar som används av elkonstruktörer (dimensionering av byggnadens elnät och lågspänningsanslutning), och Helen Elnät har tillhandahållit material för att stödja uppdateringen av de aktuella instruktionerna. Med dessa verktyg är det möjligt att moderera prenumerationsstorlekarna i en mer realistisk riktning.

## 2. Startpunkter för utvecklingsplanen för eldistributionsnätet

### 2.1. Definition av utvecklingszoner för eldistributionsnät

#### 2.1.1. Utvecklingszoner

Helen Elnäts distributionsområde kommer att delas in i två utvecklingszoner: område (1) och ett område utanför den lokala detaljerade planen (2). Utbredningsområdet i Helsingfors stadsområde täcks nästan helt av den lokala detaljerade planen, endast några få särskilda områden (t.ex. Sandhamn och Sveaborg) och vissa öar ligger utanför den lokala detaljplanen som visas i figuren nedan. Kartan visar områdena utanför den lokala detaljplanen i rött.

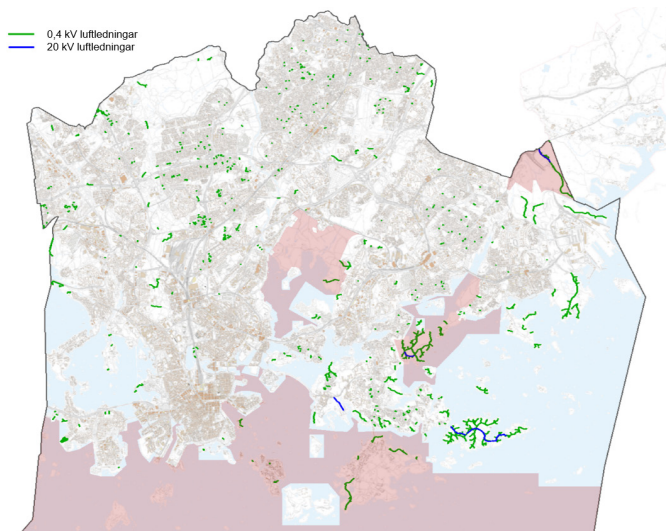


Bild 12. Helen Elnäts utvecklingszoner och karta över luftledningsnätet

#### 2.1.2. Grunderna i indelningen av utvecklingszoner

Indelningen av utvecklingszoner baseras på de kvalitetskrav som anges i elmarknadslagen, det vill säga områden som omfattas av den lokala detaljerade planen och områden utanför den lokala detaljplanen, vilka båda följer enhetliga principer där det är tillämpligt.

Helen Elnäts distributionsnät är nästan helt placerat inom det lokala detaljplanområdet och utvecklas i hela området enligt samma systemsäkerhets-, nätverksplanerings- och byggprinciper. Med andra ord är de tekniska lösningarna desamma i hela det lokala detaljerade planområdet, med mindre undantag. I vissa områden utanför det lokala detaljplanområdet (t.ex. öarna Sandholmen och Sveaborg) har elnätet redan byggts och utvecklats, som i det lokala detaljplanområdet. Den lokala detaljerade planen kommer senare att utvidgas till dessa och eventuellt även andra öar. Efter att de sista utvecklingsplanerna lämnats in har den detaljerade planen utvidgats till Skanslandet och Kungsholmen.

Det ovan nämnda lokala detaljerade planområdet Helen Elnät är ett storstadsområde i sin helhet. Området har hög kund- och befolkningstäthet. Andelen konsumtion inom tjänstesektorn är den största i regionen, och olägenheterna orsakade av avbrott är mycket stora för kunder, staden och, i Helsingfors, till och med för hela Finland. Långa och omfattande strömavbrott måste undvikas. I Helsingfors måste kriterierna för försörjningstrygghet vara betydligt striktare än andan i elmarknadslagen (12-timmars avbrottsersättning och 6-timmars planeringskriterier), och kriterierna för försörjningssäkerhet samt nätstrukturen har utarbetats utifrån kundernas olägenheter orsakade av avbrott.

Nivån av försörjningssäkerhet i eldistributionsnätet mäts med den årliga genomsnittliga avbrottstiden per kund och termen System Average Interruption Duration Index (SAIDI) används. Vid millennieskiftet var SAIDI i Helsingfors cirka 20 minuter, i början av 2000-talet var det 12–15 minuter. Då och då ledde mer omfattande distributionsavbrott till att det var klokt och kostnadseffektivt att sikta på att halvera avbrottsnivån till 6 minuter till 2015. Flera systemtekniska metoder användes för detta, vilka beskrivs mer i detalj i följande avsnitt 2.1.3. Mot slutet av förra decenniet sänktes SAIDI-nivån till cirka 3 minuter som ett femårsmedel, även om låg-

spänningsavbrott också inkluderades efter 2016. Rekordet sattes förra året, 2025, med 1,0 min. Dessa resultat är redan bland de bästa i Europa. Till de ovan nämnda siffrorna måste vi också lägga till de planerade avbrotten av ordföranden, vars effekt är ungefär 1 minut. Man kan säga att i Helsingfors upplever en kund ett strömavbrott på en halvtimme i genomsnitt bara vart tionde år.

Målnivån för planering har ansetts vara de målvärden för försörjningstrygghet som publicerades av Finlands Energi 2010. I dessa är målnivån för planering av stadens miljö till 2030 satt till en kumulativ avbrottstid på 1 timme per kund och år, med en period på tre år. Målet har varit att uppnå detta mål i form av avbrott i 110 kV- och medelspänningsnät, och i lågspänningsnät överskrider reparationstiderna för enskilda fel vanligtvis denna tid. I stor utsträckning har detta mål redan uppnåtts, och för endast några tusen kunder överskrider den årliga avbrottstiden på en timme, vilket är ungefär en procent av det totala antalet kunder.

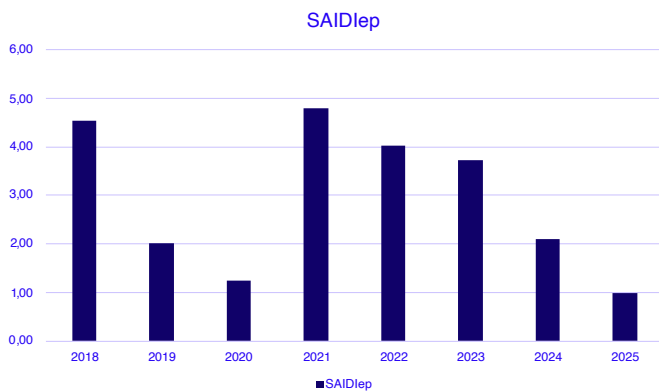


Bild 13. Kundens årliga avbrottstid energiviktad (SAIDIep) 2018-2025

### 2.1.3. Beskrivning av de dominerande faktorerna i utvecklingszonerna

Beskrivningarna gäller båda utvecklingszonerna.

#### a. Tekniska egenskaper hos utvecklingszonen och nätverksstrukturella lösningar

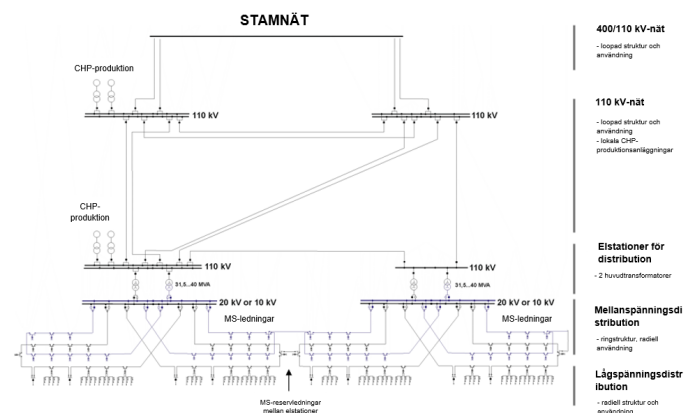


Bild 14. Den grundläggande strukturen för Helsingfors eldistributionsnät i princip

Ändringen av elmarknadslagen den 1 januari 2026 gav också distributionsnätoperatörer möjlighet att bygga sitt eget regionala 400 kV-nät. I Helsingforsområdet skapar nedläggningen av kraftvärme och den stora ökningen av förbrukningen ett behov av ett 400 kV-transmissionsnät. År 2026 kommer Fingrids 400 kV-transformatorstation i Gammelstaden att stå klar, som initialt kommer att matas radiellt med en 400 kV-kabel från Västersundom. Stationen inkluderar en 400/110 kV-konvertering. Hur som helst finns det [planer på ett 400 kV-nät](#) i Helsingfors som en förlängning av Fingrids stamnät. Dessa är 400 kV-kablar och transformatorstationer med 400/110 kV-konverteringar. För Helsingfors 400 kV-nät arbetas fortfarande nätmodellen fram tillsammans med transmissionsoperatören Fingrid, och modellen kommer att specificeras under 2026.

Figur 14 visar den grundläggande strukturen för Helsingfors eldistributionsnät i princip utan ett eget 400 kV-nät. Helsingfors elnät har byggts och byggs i enlighet med de systemsäkerhetsprinciper som krävs av storstaden. Från dessa principer har planeringsprinciperna för områdets elnät härletts, liksom mer detaljerade specifikationer för utrustning och system. Utvecklingen av elnätet har genomförts på ett kundorienterat sätt, eftersom långa och långa avbrott är mycket skadliga i huvudstaden. Den höga kundtäteten gör avbrott i eldistributionen mycket betydande. Hanteringen av oväntade och planerade avbrott planeras enligt principen om kundpåverkan orsakad av dem. Som regel bör avbrott i 110 kV-nätet inte påverka kunderna alls; i mellanspänningsnätet tillåts normalt maximal felisolering och anslutningstid, och endast i lågspänningsnät uppstår ett kundavbrott med längst reparationstid eller planerad avbrottstid.

Reparationstiderna i kabelnätet är vanligtvis långa. Av denna anledning behövs nätbaserad redundans i 110 kV- och medelspänningsnät, vilket naturligtvis minskar avbrottens varaktighet till en storleksordning lägre än i ett radiellt nätverk.

Systemsäkerhetsprinciperna och designprinciperna implementeras med följande nätverksprinciper, bland andra:

- 110 kV och mellanspänningsnätverksskarvning samt utbytbarhet vid fel
- Redundans och uppdelning av växelutrustning, gasisolerad 110 kV kopplingsutrustning
- Mellan- och lågspänningsnätverkskablar, mellanspänningsnätverksbytesanslutningar
- Användning av automation i alla transformatorstationer och i allt högre grad i transformatorstationer
- Utnyttjande av larmförkastningsskydd vid medelspänning
- Typisk struktur för lågspänningsnätet (anslutningslinje och stamkabelnät)

I framtiden måste en 400 kV loppad nätanslutning och ett säkrat 400 kV-nät läggas till ovanstående. Principerna för 400 kV-nätverket måste vara minst på nivån för 110 kV-nätet eller striktare.

Helsingfors har ett starkt lokalt högspänningsnät på 110 kV, som överför el till kunderna och å andra sidan kraften från lokala stora kraftvärme- och kraftverk till stamnätet. Hittills har det funnits mer produktionskapacitet än konsumtion i distributionsområdet under vintersäsongen. 110 kV-nätet är starkt loppad. I innerstadsområdet är en stor del av 110 kV-nätet kabelanslutet. I förorter är 110 kV-nätet huvudsakligen ett luftledningsnät. Det underjordiska kabelnätet expanderar, men inga nya luftledningar byggs. Nätverket inkluderar större 110 kV-nodstationer och mindre linjestationer. Förutom eldistribution har nodstationer uppgiften att överföra elektricitet genom, och deras växelutrustning har alltid två räls och minst två grupper, ofta fler, av säkerhetsskäl. Sedan slutet av 1970-talet har 110 kV-kopplingsutrustning använt gasisolerade kopplingsanläggningar, som är mindre, mer pålitliga och kräver mindre underhåll än luftisolerade kopplingsapparater. 110 kV-nätet är förberett för N-1-felsituationer i alla avbrottsituationer. Där det är möjligt görs även beredskap för ledfel.

Syftet med konstruktionsprincipen för medelspänningsnätet är att implementera ett allmänt medelspänningsdistributionsnät som ett radiellt styrt ringnät som loppar till räknestationer. Distributionsringarna och slingorna är implementerade så att lasten från den servicestation som ska bytas ut kan kopplas till fördelningen av räknarstationen via distributionsnätet.

Transformatorstationerna har dubblerats vad gäller kapacitet för huvudtransformatorn, mellanspänningsräls och gruppering. Mellanspänningsnätverket är också sammankopplat i sin struktur och används med öppna ringar. Minst två kabelanslutningar har alltid byggts för transformatorstationerna. Mellanspänningsnätet har dimensionerats så att en hel transformatorstation kan ersättas helt från närliggande transformatorstationer. Mellanspänningsnätet är praktiskt taget helt kabelförbundet och dess kapacitet är densamma överallt i nätverket. Av historiska skäl är distributionsspänningen i innerstaden 10 kV, medan distributionsspänningen på andra håll är 20 kV. Transformatorstationer är antingen transformatorstationer belägna på fastigheten eller separata transformatorstationer. Gasisolerade Ring Main Unit-brytare har använts länge. Många mellanspänningskunder har anslutit sig till mellanspänningsnätet.

Urbana transformatorstationer är särskilt stora och innehåller många funktioner. Det är därför betydande investeringar har gjorts i automatiseringen av transformatorstationer. Nästan varje transformatorstation idag har antingen IEC 61850-kommunikation eller seriell kommunikation baserad på apron-kommunikation. Fältanordningar är numeriska och inkluderar många skydds- och kontrollfunktioner. Investeringar har också gjorts i telekommunikation mellan fjärrdrift och transformatorstationer: strukturellt redundanta fiberoptiska anslutningar och företagets interna processkommunikationsnätverk används. Investeringar har gjorts i automatisering av transformatorstationer i mer än 15 år. För närvarande är mer än 30 % av transformatorstationerna automatiserade med fjärranslutningar, fellokalisering för medelspänning, larm och lågspänningsmätningar. Transformatorstationsautomation är fördelaktig både vid normal drift och vid fel. I framtiden kommer utrustning av nya transformatorstationer med transformatorstationsautomation att övervägas från fall till fall.

I ett kabelbundet och urbant medelspänningsnät med ett stort jordningsnätverk är det möjligt att använda larmningsfelyskydd, det vill säga att fortsätta använda

nätverket vid jordfel. Kontaktpänningar under ett jordfel är inget problem, eftersom jordningsförhållandena är goda och felströmmarna främst går till jordningen. Felplatsen isoleras utan kundavbrott eller högst genom korta kopplingsavbrott om detta gäller för ungefär hälften av felsituationerna i mellanspänningsnätet. Larmande jordfelskydd har använts i 10 kV-nätet i årtionden. Detta implementerades även i 20 kV-nätet med ett jordfelskompensationsprojekt efter att projektet slutfördes 2018.

Lågspänningsnätverket är radiellt i sin struktur. Dock har reservanslutningar naturligt bildats i samband med byggandet av nätverket till närliggande transformatorstationer. Vissa kunder är direkt anslutna till transformatorstationens lågspänningsväxel, medan andra är kopplade till distributionsskåpen längs lågspänningsnätets huvudledningar. Det finns också reservanslutningar mellan transformatorstationerna, som ofta kan användas för att kompensera för belastningen på transformatorstationen vid fel eller underhåll. Anslutningarna tillhandahåller också de jordningsanslutningar som krävs för ett omfattande jordningsnätverk.

Det finns inga transformatorstationer utanför det lokala detaljerade planområdet, endast ett ringformat/radiellt medelspänningsnätverk och ett lågspänningsnät. Det finns ett 110 kV-nät i båda utvecklingszonerna, men utanför det lokala detaljplanområdet är 110 kV-nätet endast tillgängligt som genomgående linjer. I takt med att detaljerad planering utökas kommer elnätet också att utökas som en del av infrastrukturbyggandet.

#### **b. Elkonsumtionspunkter i utvecklingszonen och särskilda behov för elanvändning**

De tekniska egenskaperna och strukturella lösningarna för utvecklingszonen beskrivs i föregående kapitel.

Det finns för närvarande några stora punktlaster anslutna till 110 kV-nätet, men deras antal kommer att öka under de närmaste åren och effektnivån kommer att stiga till upp till 200 MW för enskilda anslutningar.

Den privata och offentliga tjänstesektorn är betydande kunder inom det lokala detaljplanområdet och använder cirka 25 % av områdets elenergi. En del av denna kundbas är mycket kritisk konsumtion, och toleransen för även korta strömavbrott är dålig. Viktig förbrukning finns vid varje transformatorstation och en stor del av

medelspänningsutgångarna. I genomsnitt har varje medelspänningsutgång minst en medelspänningsövergång. En annan betydande kundbas är samhällsservice (t.ex. elektrisk värmeproduktion), som använder cirka 25 % av områdets elenergi.

Utanför stadsplanen finns det mestadels fritidshus och bosättningar på öar.

#### **c. Miljöförhållanden och jordmån i utvecklingszonen**

CLC (Corine Land Cover)-materialet har använts som källmaterial för definitionen av nätverksbyggmiljön.

I utvecklingszon 1, som täcker området som täcks av en detaljerad plan, består elnätets lägesmiljö huvudsakligen av bebyggda områden, som täcker cirka 70 % av utvecklingszonens yta, när vattendrag inte räknas med. De övriga delarna av området består huvudsakligen av öppna hedar, stenig terräng, skogar och jordbruksområden, men dessa områden har ingen betydande elförbrukning och därför knappt något elnät. I utvecklingszon 1 lyfts både den höga eltätheten och tätheten av annan infrastruktur fram, vilket medför betydande kostnader för byggandet av elnätet, särskilt vad gäller asfaltering och markanvändningskostnader. Det finns också flera betydande och kritiska elanvändare i området. De fem största CLC-datakategorierna (Corine Land Cover Land Use Data 2018) för bebyggda områden i utvecklingszon 1 är:

1. Tätt bebyggda bostadsområden (CLC klass 111) - 21 %
2. Glest byggda bostadsområden (CLC klass 112) - 27 %
3. Industriella eller tjänsteområden (CLC kategori 121) - 23 %
4. Trafikområden (CLC kategori 122) - 15 %
5. Urbana grönområden och parker (CLC klass 141) - 4 %

Tätt bebyggda bostadsområden, industri- eller serviceområden samt trafikområden utgör ungefär två tredjedelar av de bebyggda ytorna i utvecklingszon 1. I dessa områden är grävningssarbetet ofta begränsat och elnätet tvingas ofta placeras på gång- och cykelvägar eller vägar på grund av stadens regler eller annan infrastruktur. Dessa områden är huvudsakligen asfalterade och mycket trafikerade, vilket medför betydande kostnader för design och byggnation av elnätet, till exempel i form av asfaltering och trafikregleringskostnader. Dessutom

är kabelsträckningar i utvecklingszon 1 ofta sårbara för skador vid grävningen på grund av tät infrastruktur och tung konstruktion, vilket ökar behovet av underhåll och kostnader.

I elbolagens övervakningsmetoder beräknas grävningsskostnader baserat på grävplatsen, och energimyndigheten har specificerat grävningssområdena för de kommande åren. Även om definitionerna av grävområden har blivit mer precisa, beskriver de fortfarande inte byggkostnaderna för elnätet i Helsingfors stadsområden tillräckligt. Detta innebär att till exempel i Helsingfors flerfamiljsområden kan elnätet inte byggas till en kostnadsnivå enligt regleringsmetoderna. Enligt Helen Elnät skulle en beräkning av tätbebyggda bostadsområden (CLC kategori 111) i schaktkostnader förbättra övervakningsmetodernas kostnadseffektivitet och möjliggöra en hållbar och lönsam utveckling av elnätet i Helsingfors även i framtiden.

Utvecklingszon 2, som huvudsakligen omfattar ett område som inte omfattas av en detaljerad plan, är maritim och ödominerad till sin natur. Ungefär 96 % av området är vatten. När vattendrag inte tas med i beräkningen är de fem största CLC-kategorierna följande:

1. Barrskogar (CLC klass 312) - 29 %
2. Blandskog (CLC klass 313) - 13 %
3. Steniga jordar (CLC klass 332) - 9 %
4. Industriella eller serviceområden (CLC klass 121) - 8 %
5. Åkermark (CLC klass 211) - 13 %

I utvecklingszon 2 är avstånden långa, kundtätheten låg och byggandet av elnätet mellan öarna kräver särskilda lösningar, såsom vattenkablar, vilket gör byggandet dyrt. Dessutom ökar utmaningarna med att underhålla elnätet på grund av avstånd och tillgänglighet. Det finns dock inte lika många kritiska kunder i området som i utvecklingszon 1.

Helen Elnäts 110 kV högspänningsdistributionsnät är huvudsakligen beläget i utvecklingszon 1, där elförbrukningens eltäthet är hög och elförbrukningen är kritisk på grund av till exempel många viktiga och kritiska elanvändare. Kritiskheten i elförbrukning och försörjningstrygghet har krävt att högspänningsdistributionsnätet har implementerats för att vara så tillförlitligt som möjligt vad gäller dess struktur. Kritikaliteten i Helsingfors högspänningsdistributionsnät kommer att bli ännu mer påtaglig i framtiden i takt med att fjärrvärme

elektrifieras, vilket innebär att fjärrvärmeproduktionen i allt högre grad kommer att vara beroende av el. Denna utveckling ökar elförbrukningen och gör den tillförlitliga driften av högspänningsdistributionsnätet i alla situationer ännu viktigare.

Strukturen på Helsingfors 110 kV luftledningsnät tar hänsyn till havets närhet och intensifiering av extrema klimatförhållanden, till exempel vid maximal vindlast enligt standarder. På grund av de många korsningarna med viktiga trafikleder finns det ett exceptionellt stort antal spännstolpar i 110 kV luftledningsnätet, så att skadorna på stolparna vid en olycka kan begränsas till så liten yta som möjligt. Fristående stålstolpar av exceptionell höjd med korta spann måste användas som stolpar för att smalna av kraftledningarna och säkerställa säker drift för stadens invånare. På grund av den växande staden är det ofta nödvändigt att göra korta kabelöverföringar till linjerna, vilket innebär några stolpavstånd.

110 kV-kabelnätet används främst för tungt skydd (betongkanoner och rör) på grund av många anslutningar och närliggande byggnationer. För vissa av kabelanslutningarna finns det inte längre något utrymme ovan mark, vilket är anledningen till att kablarna har placerats i stentunnlar. Ansökningar har gjorts för de mest betydande överföringskabelrutterna genom att återlösa åtkomsträttigheter och restriktioner

#### **d. Påverkan av prognosen för förändringar i driftsmiljön som beskrivs i avsnitt 1 i utvecklingszonen**

Som beskrivs i avsnitt 1 förväntas en ökning av elförbrukningen i Helsingfors i samband med regional och kompletterande byggnation, elektrifiering av transporten och energiomställningen. Tillväxt sker överallt inom det lokala detaljerade planområdet, i vissa områden mer och i andra mindre.

Redan under 2024 och 2025 har Helsingfors högspänningsdistributionsnät fått stora punktlaster i form av nya 110 kV-anslutningar. Under en period av några år talar vi om flera hundra megawatt elpannor och värmepumpslaster. Dessa kommer att säkra stadens värmekapacitet för fjärrvärmenätet när mottryckskraftverk som använder fossila bränslen stängs. Hanaholmen-kraftverket stängdes våren 2023 och Sundholmen B-kraftverket våren 2025. Som ett resultat togs en betydande mängd av nästan 400 MW elproduktion bort

från nätet och ersattes med hundratals megawatt elektricitet. Detta kommer till och med att mer än fördubbla elöverföringskapaciteten i 110 kV-nätet och utmana stamnätets nuvarande transmissionskapacitet. Under det kommande året eller så kommer det att finnas nästan 400 MW punktbelastning kopplad till 110 kV-nätet. Dessutom finns det många frågor om t.ex. datacenteranslutningar, där toppeffekten fortfarande är något osäker.

#### **2.1.4. Grundläggande numeriska data för utvecklingszonerna och siffror som beskriver nätverket**

##### **a) Nätverket i utvecklingszonen**

###### **i) Medelålder**

Utvecklingszon 1: 26 år

Utvecklingszon 2: 35 år

###### **ii) Genomsnittlig teknisk livslängd**

Den genomsnittliga tekniska livslängden för utvecklingszon 1 är cirka 55 år.

Den genomsnittliga tekniska livslängden för utvecklingszon 2 är cirka 56 år.

##### **b) Volymer av eldistributionsnät**

###### **i) MS**

Området för utvecklingszon 1 har totalt cirka 1643 km MS-nätverk.

Området för utvecklingszon 2 har totalt cirka 56 km MS-nätverk.

###### **ii) LS**

Området för utvecklingszon 1 har totalt cirka 4630 km LS-nätverk.

Området för utvecklingszon 2 har totalt cirka 65 km LS-nätverk.

##### **c) Kvantiteter av ett nätverk som uppfyller de operativa kvalitetskraven**

###### **i) MS**

Från utvecklingszon 1 MS-nätet uppgår kvalitetskraven för drift av eldistributionsnätet till cirka 1 643 km.

Från utvecklingszon 2 MS-nätet uppgår kvalitetskraven för drift av eldistributionsnätet till cirka 56 km.

###### **ii) LS**

Utvecklingszon 1 i LS-nätet Kvalitetskraven för drift av eldistributionsnätet uppgår till cirka 4 611 km.

Utvecklingszon 2 i LS-nätet Kvalitetskraven för drift av eldistributionsnätet uppgår till cirka 65 km.

##### **d) Antal prenumerationer**

###### **i) I det lokala detaljerade planområdet**

Det finns 37 269 korsningar i det lokala detaljerade planområdet.

###### **ii) Utanför det lokala detaljerade planområdet**

Det finns 340 korsningar utanför det lokala detaljplanområdet.

##### **e) Antal elförbrukningspunkter**

###### **i) I det lokala detaljerade planområdet**

Det finns 439 391 parkeringsplatser i det lokala detaljerade planområdet.

###### **ii) Utanför det lokala detaljerade planområdet**

Det finns 981 parkeringsplatser utanför det lokala detaljerade planområdet.

##### **f) Antal elanvändningspunkter som uppfyller de operativa kvalitetskraven**

###### **i) I det lokala detaljerade planområdet**

Det finns 439 234 mätpunkter i det lokala detaljerade planområdet som uppfyller kvalitetskraven för drift av eldistributionsnätet.

###### **ii) Utanför det lokala detaljerade planområdet**

Det finns 959 mätpunkter utanför det lokala detaljplanområdet som uppfyller kvalitetskraven för drift av eldistributionsnätet.

**g) Antal jordkablar**

**i) MS**

Området för utvecklingszon 1 har cirka 1 640 km MS-kabelnät.

Området för utvecklingszon 2 har cirka 55 km MS-kabelnät.

**ii) LS**

Området för utvecklingszon 1 har cirka 4 570 km LS-kabelnät.

Området för utvecklingszon 2 har cirka 49 km LS-kabelnät.

**h) Antal luftledningar i skogen**

**i) MS**

I området för utvecklingszon 1 finns cirka 2,9 km MS-luftledningsnät i skogen.

I området för utvecklingszon 2 finns cirka 0,4 km MS-kontaktledningsnät i skogen.

**ii) LS**

I området för utvecklingszon 1 finns cirka 19 km LS-luftledningsnät i skogen.

I området för utvecklingszon 2 finns cirka 14 km LS-kontaktledningsnät i skogen.

**i) Antal luftledningar längs vägar**

**i) MS**

I området för utvecklingszon 1 finns 0 km MS kontaktledningsnät längs vägarna.

I området för utvecklingszon 2 finns cirka 0,6 km MS-kontaktledningsnät längs vägarna.

**ii) LS**

I området för utvecklingszon 1 finns 0 km LS-kontaktledningsnät längs vägarna.

I området för utvecklingszon 2 finns cirka 3 km LS-kontaktledningar längs vägarna.

**j) Antal kontaktledningar som uppfyller kvalitetskrav**

**i) MS**

I området för utvecklingszon 1 finns cirka 2,8 km MS luftledningsnät som uppfyller kvalitetskraven.

I området för utvecklingszon 2 finns cirka 0,4 km MS luftledningsnät som uppfyller kvalitetskraven.

**ii) LS**

I området för utvecklingszon 1 finns cirka 41 km LS luftledningsnät som uppfyller kvalitetskraven.

I området för utvecklingszon 2 finns cirka 16 km LS luftledningsnät som uppfyller kvalitetskraven.

**k) Andra nätverkskomponenter**

Förutom LS- och MS-kontaktledningar och markkablar finns det många andra komponenter i elnätet som bidrar avsevärt till att uppfylla kvalitetskraven. Dessa inkluderar transformatorstationer utrustade med automation och kopplingsutrustning i transformatorstationer med sina säkringar och gruppseparatorer, vilka kan användas för att snabbt koppla bort felaktiga delar av nätverket från nätverket. Effekten av dessa komponenter på kvaliteten på eldistributionen betonas särskilt i ett stadsnätsföretag som Helen Elnät, där det finns relativt många av de ovan nämnda komponenterna jämfört med kabel- och luftledningslängder.

## **2.2. Strategi för utvecklingen av nätet som ligger i eldistributionsnätets utvecklingszon**

Utvecklingsstrategin gäller båda utvecklingszonerna.

### **2.2.1. Designkriterier som uppfyller operativa kvalitetskrav**

#### **a. 6 timmars kvalitetskrav**

Distributionsnätet ska utvecklas i enlighet med designkriterierna som beskrivs i avsnitt 2.1.3. Det största utvecklingsbehovet är inriktat på 110 kV-nätet, eftersom det kräver hundratals megawatt ny värmelast. Eftersom mycket last kommer till den södra delen av innerstaden, till exempel, kommer detta att skapa behov av nya transformatorstationer och 110 kV-överföringsanslutningar samt deras förstärkning. Dessutom behöver vi utveckla 400 kV-anslutningar till stamnätet och i framtiden utveckla vårt eget 400 kV-nät.

Mellanspänningsnätet kommer att utvecklas enligt anslutningsbehov, regional byggnation och utveckling av transformatorstationer. Dessutom utförs utveckling av nätverkstopologi. Inom en snar framtid kommer de primära områdena för utveckling av skarvning att vara utbredningsområdena Mejlans, Degerö och Nordsjö.

#### b. 36 H kvalitetskrav

Distributionsnätet ska utvecklas i enlighet med designkriterierna som beskrivs i avsnitt 2.1.3. Området för 36-timmars kvalitetskrav kommer att minska i takt med att den detaljerade planen utökas. Även inom 36-timmarsområdet är målet att till stor del uppfylla storstadsområdets 6-timmarskvalitetskrav.

### 2.2.2. Att ta hänsyn till specialfunktioner i nätverksdesign

#### a. Sambyggande och anslutningar till nätverk hos andra nätverksoperatörer

Helen Elnät är involverat i Helsingfors stads gemensamma koncept för kommunal byggarbetsplats, enligt vilket de som bygger infrastrukturnät samarbetar enligt avtalet. Parterna upprätthåller sina framtida byggprojekt i den gemensamma Louhi-tjänsten på ett geografiskt och tidsbegränsat sätt, vilket gör det möjligt för de andra parterna att anpassa sina egna projekt till en gemensam byggarbetsplats. Nätverksbyggprojekt inom Louhi-tjänsten är också synliga i Nätverksinformationspunkt-tjänsten. Dessutom kartläggs infrastruktureoperatörernas byggbehov i stadens regionala byggprojekt (KTÖ, kommunalteknisk översiktsplan).

#### b. Flexibla tjänster

Utvecklingen av flexibla tjänster övervakas aktivt i Helen Elnät. Tillfälliga flexibla anslutningsavtal har gjorts med några 110 kV-anslutningar. Mer detaljerad information om flexicitytjänster samt de experiment och studier som genomförts och pågår finns i sektionerna 5 och 6 i utvecklingsplanen.

#### c. Objekt som är avgörande för samhällets funktion

Helen Elnät samarbetar regelbundet med operatörer som verkar i dess distributionsområde och som är samhällsviktiga. Operatörerna har grupperats i enlighet med regeringens dekret om prioriteringsordningen för

elförbrukningspunkter som ska inkluderas i beredningsplanen.

#### d. Energieffektivitetsåtgärder

Att kontrollera och minska förluster har varit ett långvarigt mål för att minimera både ekonomiska och miljömässiga påverkan. Den relativt låga belastningshastigheten som möjliggörs och krävs av distributionsnätets redundans, liksom lågförlustkomponenter, såsom transformatorer, har säkerställt låga förlustnivåer. Totalt är förlusterna i Helen Elnäts distributionsnät bara något över 2 %. Som en del av Helen Ab:s [energieffektivitetsavtal rapporterar Helen Elnät](#) årliga åtgärder för att förbättra energieffektiviteten. År 2024 introducerades ett verktyg för att granska och optimera kunders anslutningskapacitet, vilket gör det möjligt för kunder att noggrant se den fria kapaciteten för sin egen prenumeration, vilket därmed undviker onödiga anslutningsutvidgningar och möter kundens behov på ett optimerat sätt. Ett verktyg har också utvecklats för Helen Elnäts interna användning för att uppskatta anslutningsstorleken på nya anslutningar med hjälp av befintliga typiska lastkurvor. Med hjälp av detta verktyg erhålls till exempel en statistiskt baserad vy. 99% sannolikhet att falla under maxeffekten.

### 2.3. Beräkning av nätverkslivscykelkostnader i utvecklingszonen

Livscykelkostnaderna för en utvecklingszon avser kostnader som uppstår vid exempelvis investeringar och olika kostnader under användningen under granskningsperioden.

#### a. Definierar livscykelkostnadsfaktorer

Kostnadseffektivitetsjämförelsen gjordes i enlighet med Energimyndigheten utvecklingsplan vilket tar hänsyn till följande i termer av livscykelkostnader:

- Investering (design och byggnation)
- Driftkostnader (tillståndsinspektioner, underhåll och felreparationer)
- Olägenhet orsakad av avbrott (OOA) med Energimyndigheten OOA-värden (energipriset levereras inte)

#### b. Gemensam konstruktion vid beräkning av livscykelkostnader

Investeringarna syftar till gemensam byggnation i enlighet med Helsingfors stads koncept för gemensam kommunal byggarbetsplats. Fördelarna med gemensam konstruktion kan ses som en del av investeringskostnaden.

#### **c. Andra nätverkslösningar vid beräkning av livscykelkostnader**

Som förklaras i avsnitt 3, i det geografiskt täta distributionsområdet i Helen Elnät, till exempel, finns det inget 1 kV eldistribution eller ellagring är inte verkliga alternativ till de nätverksbygglösningar som normalt an-

vänds. Den lokala flexibilitetsmarknaden, som öppnades förra året, är också fortfarande svag vad gäller likviditet, och har hittills inte erbjudit något verkligt alternativ för att hantera flaskhalsar eller utveckla nätverket.

#### **d. Övervakning av livscykelkostnader**

Realiseringen och kostnadseffektiviteten av livscykelkostnader övervakas som en del av rapporteringen av företagets finansiella och andra nyckelsiffror. Att förbättra kostnadseffektiviteten ingår också i långsiktiga partnerskapsavtal för nätverksbyggande och underhåll.

## 3. Kostnadsjämförelse av lösningar som används i eldistributionsnätsutvecklingszoner

### 3.1. Lösningar i utvecklingszonen

#### a. Använda lösningar

I båda utvecklingszonerna används markkablar, luftledningar och luftledningarna som lösningar. Den bredare linjekorridoren kommer att användas i 110 kV-nätverk. Flexibla anslutningskontrakt används som en efterfrågehanteringstjänst vid hantering av överföringskapacitet. Den mest betydelsefulla lösningen är utan tvekan användningen av en jordkabel.

#### b. Lösningar som uteslutits från jämförelsen

I praktiken är underjordisk kabeldragning det enda nätverksbyggandet i de flesta lokala detaljerade planområden, eftersom gatuplaner bestämmer möjliga platser för underjordiska infrastrukturnät och det inte är möjligt att använda luftledningslösningar. Kravet på 6-timmars kvalitet i elmarknadslagen i lokala detaljerade planområden innebär i praktiken också användning av underjordisk kabling.

Belagd luftledning används inte, eftersom luftledningen kräver mindre underhåll och är mer hållbar i en blåsig ögrupp.

Inget behov av 1 kV eldistribution eller 1,5 kV likströmssystem har setts i Helen Elnäts distributionsområde, eftersom spänningsfallet i lågspänningsnätet fortfarande är acceptabelt i täta stadsområden med hög densitet av transformatorstationer.

På grund av Helens omfattande elnät och ringnätets reservförsörjning kommer fördelarna med ellagringsanläggningar i form av förbättrade kvalitetskrav att vara begränsade och ineffektiva. Besparingspotentialen för exempellösningen i form av OOA (olägenhet på grund av avbrott) kostnader är liten jämfört med kostnaden för de nödvändiga batteripaketerna.

Vi utvecklar flexibilitetstjänster genom att utnyttja den lokala flexibilitetsmarknaden. Helen Elnät och Fingrid etablerade tillsammans Finlands första lokala flexibilitetsmarknad. Denna marknad öppnades i april 2025. Genom marknaden erhålls flexibilitet för hantering av flaskhalsar tillsammans med flexibla anslutningsavtal. Att öka likviditeten på den nya marknaden har visat sig vara en utmanande uppgift. År 2025 förvärvades ingen marknadsbaserad flexibilitet från marknaden. Därför har marknadsvärdet på flexibiliteten ännu inte fastställts. Arbetet med att öka likviditeten fortsätter. Eftersom marknaden fortfarande är svag vad gäller likviditet har den hittills inte erbjudit något verkligt alternativ för att hantera flaskhalsar eller utveckla nätverket.

Flexibla anslutningsavtal kommer att användas parallellt med utvecklingen av den flexibla marknaden. Dessa avtal omfattar en justerbar kapacitet på mer än 200 MW. Med dessa avtal har kunderna kunnat ansluta sig till nätverket snabbare. Flexibla anslutningsavtal kan användas för att hantera nätverksflaskhalsar.

### 3.2. Beskrivning av eldistributionslösningarna som presenteras för utvecklingszonerna

#### a. Den lägsta lösningen sett till livscykelkostnader

Helen Elnäts nätområde består huvudsakligen av stadsnätet som ligger inom det område som täcks av en detaljerad plan, och samma lösningar används främst för byggandet av elnätet i hela nätområdet och därmed även i båda utvecklingszonerna. Det stora antalet lågspänningsanslutningar i Helen Elnäts nätområde uppmanar användning av flera transformatorstationer och distributionsskåp. Låg- och medelspänningsnätet kommer att byggas med jordiska kablar, med undantag för särskilda platser, på grund av den tätbebyggda stadsmiljön. Under tidigare år har Helen Elnät studerat den optimala nätstrukturen lämplig för stadsmiljön i flera avhandlingar och under senare år i följande publi-

kationer, till exempel: [Distribution Automation and Self-Healing Urban Medium Voltage Networks](#), [Optimering av Urban Medium Voltage Network](#).

För att säkerställa nätverkets kapacitet vid fel byggs distributionsnät som liknar ett ringnät. Vid felsituationer kan leveransen till kunder huvudsakligen styras från andra transformatorkretsar genom förändringar i distributionsgränserna. Vid behov är målet att använda reservkraftsgeneratorer vid genomförandet av investeringsprojekt om lågspänningsnätet inte kan ersättas genom angränsande transformatorkretsar.

Majoriteten av lösningens investeringskostnader består av design och konstruktion av distributionsnätet. Helen Elnäts investeringsprojekt använder både fastigheter och separata transformatorstationer, där kostnaderna för lösningen även består av anläggningsersättningar för fastighetstransformatorstationer samt tillstånds- och placeringsersättningar för separata transformatorstationer. I vissa investeringsprojekt avsätts kostnaderna endast för renovering av kablarna i det befintliga distributionsnätet. Driftskostnaderna för lösningen är mycket små jämfört med investeringskostnaderna, bestående av förebyggande (tillståndsinspektioner, underhåll) och korrigerande underhåll samt kompensation för OOA (olägenheter orsakade av avbrott).

#### **b. Alternativ för den mest prisvärda lösningen**

Alternativen till investeringar som ska genomföras i Helen Elnäts nätområde är underjordiska kabelnät med distributionsskåp (lösning 1, den mest prisvärda), ett distributionsnät utan distributionsskåp (lösning 2), nya kabelanslutningar direkt från lågspänningsdistributionscentralerna i transformatorstationer eller användning av så korta kabeldrag som möjligt (lösning 3). I alternativet som implementeras utan distributionsskåp är det nödvändigt att bygga lågspänningsanslutningar mellan transformatorerna i vilket fall som helst på grund av ett omfattande jordningsnät och kompensation vid felsituationer.

I lösningsalternativ 2 implementerades mellanspänningskablagen på samma sätt som i den mest prisvärda lösningen 1. Skillnaden från den implementerade lösningen är konstruktionen av ett lågspänningsnät utan distributionsskåp. Denna implementeringsmetod ökade kostnaderna för kablar och jordarbeten i investeringsprojektet, på grund av det större antalet kablar från

transformatorstationen till lågspänningsanslutningarna. Lösningsalternativ 1 är också mer förnuftigt ur nätverksutvecklingssynpunkt. I lösningsalternativ 2 fylls transformatorns lågspänningsväxel med anslutningskablar för lågspänningsanslutningar, och det finns inget utrymme för nätverksutvidgning.

Kabeldragningar i Helsingfors påverkas av flera olika faktorer, såsom placeringen av annan infrastruktur i gatuumrådet, detaljerade planer och deras ändringar samt stadens egna riktlinjer och regler för placering av infrastrukturinfrastruktur. Som regel placeras elnätets kablar under gång- och cykelvägen så att reparationer kan utföras utan att fordonstrafiken störs på grund av fel. I vissa situationer är det inte heller möjligt att bygga den mest direkta rutten, eftersom den skulle passera genom till exempel ett parkområde som ägs av staden, där kablar inte kan placeras. På samma sätt kan kablar inte placeras nära träd, eftersom rotsystemen skadas vid grävning och vid fel rekommenderas inte mekanisk grävning i röttområden. Kostnaderna för en lösning som använder de kortaste möjliga kabeldragningarna kommer att öka avsevärt, eftersom den kortaste sträckan för mellanspänningskabeln mellan transformatorstationer inte följer samma sträckning som lågspänningskablarna. Kostnaden för två separata kabelgravar är högre än för en, även om längden på mellanspänningskabeln ökar. Den mest kostnadseffektiva lösningen är därför att koppla både låg- och medelspänning till samma kabelränna.

### **3.3. Jämförelse av livscykelkostnader för utvecklingszoner**

#### **a. Beskrivning av den projektenhet som vanligtvis används i kostnadsjämförelsen för utvecklingszonen**

I den valda lösningen 1 genomfördes förnyelsen av distributionsnätet med hjälp av ett jordkabelbundet medium- och lågspänningsnät, med lågspänningskåp installerade på lämpliga platser. Lösningens ruttval implementerades med hjälp av rutterna från det befintliga distributionsnätet. Genom att använda distributionskåp förkortas anslutningskablarnas längder avsevärt och färre transformatorstationer behövs, eftersom flera anslutningar kan matas från samma fördelningskåp och lågspänningsväxlarna i transformatorstationerna kan utnyttjas bättre.

b. Jämförelse av en typisk projektenhet i en utvecklingszon

De totala kostnaderna för de olika lösningarna blir:

- Lösning 1 (optimal nätverksstruktur): 141 000 €
- Lösning 2 (utan distributionsskåp): 142 000 €
- Lösning 3 (den kortaste möjliga sträckan för MS-kabeln, i en annan dike än LS-kablarna): 183 000 €

## 4. Långsiktig plan

I enlighet med Helen Elnäts långsiktiga plan uppgår investeringarna i nätets tillgångar för 2026–2035 till mer än 500 miljoner euro. Investeringarna inkluderar betydande förändringsinvesteringar som möjliggör stadens utveckling och ren omställning samt ökar nätverkets kapacitet, inklusive byggandet av ett nytt 400 kV-nät och förnyelsen av det åldrande elnätet. En stor del av dessa investeringar kommer att riktas mot högspänningsdistributionsnätet och transformatorstationer. Under de kommande tio åren kommer nästan 20 miljoner euro att spenderas på underhåll och inspektioner av nätverkstillgångar.

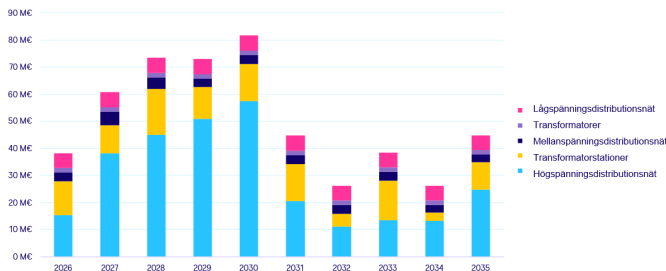


Bild 15. Helen Elnäts planerade investeringar i elnätet under 2026–2035

### 4.1. Spendera pengar under olika tidsperioder

#### a. Högspänningsdistributionsnät

##### i. Investering

- a) 2014–2021 24,8 M€
- b) 2022–2028 31,7 M€
- c) 2029–2036 29,8 M€

##### ii. Underhåll

- a) 2014–2021 0,59 M€
- b) 2022–2028 0,57 M€
- c) 2029–2036 1,0 M€

#### b. Transformatorstationer

##### i. Investering

- a) 2014–2021 49,8 M€
- b) 2022–2028 46,9 M€
- c) 2029–2036 60,9 M€

##### ii. Underhåll

- a) 2014–2021 3,6 M€
- b) 2022–2028 9,45 M€
- c) 2029–2036 9,82 M€

#### c. Mellanspänningsdistributionsnät

##### i. Investering

- a) 2014–2021 30,5 M€
- b) 2022–2028 22,2 M€
- c) 2029–2036 13,1 M€

##### ii. Underhåll

- a) 2014–2021 0,05 M€
- b) 2022–2028 0,08 M€
- c) 2029–2036 0,14 M€

#### d. Transformatorstationer

##### i. Investering

- a) 2014–2021: 22,8 M€
- b) 2022–2028 7,7 M€
- c) 2029–2036 6,2 M€

##### ii. Underhåll

- a) 2014–2021: 0,29 M€
- b) 2022–2028 1,02 M€
- c) 2029–2036 1,26 M€

#### e. Lågspänningsdistributionsnät

##### i. Investering

- a) 2014–2021 38,0 M€
- b) 2022–2028 29,3 M€
- c) 2029–2036 22,9 M€

##### ii. Underhåll

- a) 2014–2021 0,25 M€
- b) 2022–2028 0,74 M€
- c) 2029–2036 1,22 M€

## 4.2. Mätpunkter som uppfyller kvalitetskraven vid de tidpunkter som anges i avsnitt 119 i elmarknadslag

### a) I det lokala detaljerade planområdet

#### i) 31.12.2023

Den 31 december 2023 fanns 428 873 elförbrukningsställen inom det lokala detaljerade planområdet inom kvalitetskraven.

#### ii) 31.12.2028

Per den 31 december 2028 finns det cirka 460 000 elförbrukningsställen inom det lokala detaljerade planområdet inom ramen för kvalitetskraven.

### b) Utanför det lokala detaljerade planområdet

#### i) 31.12.2023

Utanför det lokala detaljerade planområdet fanns det elförbrukningsställen inom kvalitetskraven den 31.12.2023 i situation 959.

#### ii) 31.12.2028

Utanför det lokala detaljerade planområdet finns det cirka 1 000 elförbrukningsställen inom kvalitetskravens omfattning per den 31 december 2028.

## 4.3. Eldistributionsnät som uppfyller kvalitetskraven vid de tidpunkter som anges i avsnitt 119 i elmarknadslag

### a) MS, km

#### i) 31.12.2023

Ungefär 1 695 km av MS-nätet uppfyllde de operativa kvalitetskraven per 31.12.2023.

#### ii) 31.12.2028

Ungefär 1 732 km av MS-nätet uppfyller de operativa kvalitetskraven per den 31.12.2028.

### b) LS, km

#### i) 31.12.2023

Cirka 4 651 km av LS-nätverket uppfyllde de operativa kvalitetskraven per 31.12.2023.

#### ii) 31.12.2028

Cirka 4 700 km av LS-nätverket uppfyller de operativa kvalitetskraven per 31.12.2028.

## 4.4. Graden av underjordisk kablering i eldistributionsnätet vid olika spänningsnivåer efter åtgärderna vid de tidpunkter som anges i avsnitt 119 i elmarknadslagen

### a) MS, %

#### i) 31.12.2023

Den underjordiska kabeldragningsgraden i MS-nätverket var cirka 99,8 % per den 31.12.2023.

#### ii) 31.12.2028

Den underjordiska kabeldragningsgraden i MS-nätverket är cirka 99,8 % per den 31.12.2028.

### b) LS, %

#### i) 31.12.2023

Den underjordiska kabeldragningsgraden i LS-nätverket var cirka 98,3 % per den 31.12.2023.

#### ii) 31.12.2028

Den underjordiska kabeldragningsgraden i LS-nätverket är cirka 98,7 % per den 31.12.2028.

## 4.5. Ny produktion och nya laster som beräknas vara relaterade till och kräver betydande investeringar i distributionsnätverket under de kommande tio åren

Som lyfts fram i avsnitt 1 och 2 kommer energiproduktionen i framtiden att skifta avsevärt från nuvarande fossila källor till elintensiv energiproduktion (värmepumpar, elektriska pannor, vätgasproduktion), vilket kommer att kräva betydande investeringar i högspänningsnätet. Under de senaste fem åren har elbaserade

värmeproduktionsanläggningar ökat elförbrukningen med cirka 300 MW. De elbaserade värmeproduktionsanläggningar som ska färdigställas inom de närmaste 0–5 åren kommer att öka elförbrukningen med ytterligare 300–400 MW. Förutom flera värmeproducerande produktionsanläggningar kommer datacenter sannolikt också att ansluta sig till högspänningsdistributionsnätet under en tioårsperiod. Dessutom kräver landbase-rad elektrifiering av kryssningsfartygstrafik i enlighet med EU-direktivet och lösningarna som möjliggör elektrifiering av fartygstrafik en anslutning till ett högspänningsdistributionsnät. Förutom att förstärka det 110 kV högspänningsnätet kräver de ovan nämnda anslutningarna även [byggandet av ett 400 kV-nät](#) i innerstaden.

Enligt befolknings- och bostadsproduktionsprognosen som publicerades av [Helsingfors stad i början av 2026, vilken utgör grunden för expansionsinvesteringsprogrammet i utvecklingsplanen](#), kommer 5,0 miljoner v-m<sup>2</sup> ny bostadsyta att färdigställas i Helen Elnäts verksamhetsområde under de kommande tio åren. Detta är ungefär 9 % mindre än i den tidigare prognosen för två år sedan. Det officiella målet för bostadsbyggandet i Helsingfors har varit 7 000 nya lägenheter per år sedan 2024. I den nuvarande marknadssituationen kommer detta mål också att falla kort under 2026. Antalet lägenheter som färdigställdes 2025 var 4 186, och vid årets slut var 4 700 lägenheter under uppförande. Befolkningsprognoser visar dock att Helsingfors befolkningstillväxt har varit hög och att 700 000-gränsen sannolikt kommer att överskridas år 2026. Detta skapar ett behov av den bostadsproduktion som presenteras i prognosen.

Den något lägre bostadsproduktionen under de kommande åren beror mestadels på marknadssituationen, även om stadens prognos inte direkt tar hänsyn till ekonomiska trender. Projekt under de kommande åren kan bedömas genom bygglov, tomtreservationer och områdesbyggprojekt. Baserat på dem ser den sannolika realiseringen nu lägre ut och har överförs till den senaste prognosen. Andra utmaningar inom bostadsbyggandet under de kommande åren inkluderar: Att överge Hitas och regeringens åtgärder för att upphöra med produktion av rätt till ockupation. Staden skulle ha planerat byggnation för båda dessa förvaltningsformer.

Staden har inte tagit fram någon prognos på denna nivå för byggandet av affärslokaler, tjänster och kommersiella lokaler. Byggandet av dessa har antagits utvecklas

parallellt med bostadsbyggandet.

#### 4.6. Betydande investeringar i distributionsnät för att koppla ihop ny produktion och nya laster under de kommande tio åren

##### a. Under de följande 0–5 åren

För att koppla samman ny värmeproduktion och nya laster uppskattas det att totalt cirka 210 M€ kommer att investeras i högspänningsdistributionsnätet och distributionsnätet under den aktuella perioden, varav andelen till transformatorstationer och medelspänningsnätet är cirka 25 M€.

##### b. Under de följande 6–10 åren

För att koppla ihop ny produktion och nya laster uppskattas totalt cirka 90 M€ investeras i högspänningsdistributionsnätet och distributionsnätet under den aktuella perioden, varav andelen till transformatorstationer och medelspänningsnätet är cirka 25 M€.

#### 4.7. Illustration av kopplingen mellan ny generation och nya laster i ett nätverksområde

##### a. Geografisk placering av investeringar

Värmen som produceras till fjärrvärmenätet med industriella värmepumpar och elektriska pannor kommer att distribueras över hela staden. Större, centraliserade lösningar kommer att byggas nära värmeförbrukningen i de nuvarande energiproduktionsområdena (Sundholmen, Hanaholmen och Nordsjö) och i närheten av toppvärmeverk. Stora kompressorer för kylning är vanligtvis placerade vid havet nära fjärrskylningssystemet.

Möjliga datacenter kommer att finnas runt om i staden.

Den möjliga platsen för kärnkraftverket i områdena Nordsjö och Sundholmen samt i Norrberget i Östersundom [undersöks](#). Om anläggningen kommer att vara ett kraftvärme- och kraftkraftverk kommer elproduktionen främst att kopplas till stamnätet.

Enligt Helsingfors stads [prognos för bostadsproduktionen 2025–2039](#) kommer hälften av den nya bostadsbyggnationen att vara klar i de nya områdena och boulevarderna (Tusbyleden och Vichtisvägen) under de kommande tio åren. Byggandet av boulevarder kommer

dock inte att bli synligt förrän under andra halvan av tioårsperioden och därefter. Nya områden i Helsingfors inkluderar Fiskehamnen, Björkholmen, Kronbergsstranden, Kungseken-Hongasmossa, Västra hamnen, Malms flygplats och Böle.

Förortsförnyelse är ett nytt sätt för Helsingfors stad att utveckla bostadsområden. Stadsförnyelsen genomförs för att öka invånarnas bostadsnöjdhet och för att locka nya invånare till området. Malmgård, Gamlas, Malm, Mellungsbacka och Havsrastböle har valts ut som områden för förortsförnyelse. Stadens mål är att bygga en tredjedel fler lägenheter i dessa områden till 2035.

Infill-byggnation av lägenheter har möjliggjorts i Helsingfors i hela Helen Elnäts verksamhetsområde längs goda kollektivtrafikförbindelser. Under detta decennium kommer lika mycket bostadsbyggnation att byggas längs Spårjokern som på byggarbetsplatserna i Västra hamn eller hela Böle-området.

Elanslutningarna som betjänar fartygstrafiken kommer att vara placerade i Helsingfors stads hamnar.

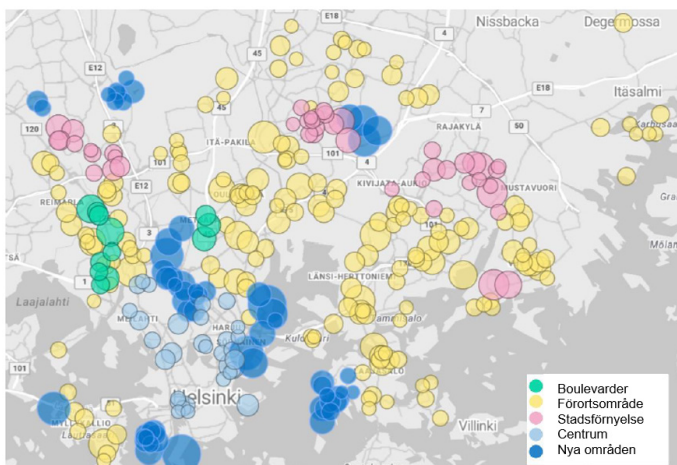


Bild 16. Helsingfors stad, prognos för bostadsproduktion 2025-2039, bostäder färdigställda enligt zonplan 2025-2039

## b. Gratis kapacitet i nätet för att koppla ny produktion och nya laster

I karttjänsten för Helen Elnäts fria kapacitet är det möjligt att se den fria kapaciteten för distributionsnätet (medel- och lågspänning) och högspänningsnätet (110 kV eller mer) per area inom Helen Elnäts distributionsområde. Värdena skiljer sig åt för olika år och tar hänsyn till Helen Elnäts investeringsplan. För närvarande är spänningsnivån i högspänningsnätet 110 kV, men i

framtiden, enligt investeringsplanen, kommer högspänningsnätet även att omfatta ett 400 kV-nät. I praktiken beskriver kapacitetskartan den fria kapaciteten för 110 kV-anslutningar. Beräkningen av fri kapacitet tar också hänsyn till kapacitetsgränserna för högspänningsnätet på mer än 110 kV, men inte begränsningarna i stamnätet. Möjliga anslutningar till det framtida 400 kV högspänningsnätet kommer att granskas separat från fall till fall.

I princip finns det för närvarande en stor mängd reservkapacitet i det orala spänningsdistributionsnätet, om vi ser till nätets normala situation, där det inte finns några fel eller planerade avbrott. Överföringskapaciteten i en normal situation där det inte finns några fel eller avbrott i nätverket kallas N-0-kapacitet. Helen Elnät förbereder sig för fel i högspänningsdistributionsnätet så att normalt det värsta enskilda felet inte orsakar ett överföringsavbrott för kunderna. I de värsta fel- eller avbrottsituationerna är nätverkets överföringskapacitet avsevärt lägre än i en normal situation. Överföringskapaciteten vid ett värsta fall kallas N-1-kapacitet.

Kapacitetskartan beskriver tillgänglig kapacitet för flexibla och oflexibla prenumerationer:

- Flexibel = fri kapacitet för prenumerationer som kan vara flexibla i sällsynta felsituationer
- Inflexibel = fri kapacitet för prenumerationer som inte kan vara flexibla i sällsynta felsituationer

Vid bestämningen av oflexibel kapacitet har konsumtionen jämförts med N-1-kapacitet, det vill säga överföringskapacitet vid det värsta enskilda felet. Vid bestämningen av flexibel kapacitet har konsumtionen jämförts med N-0-kapacitet, det vill säga överföringskapaciteten i ett intakt nätverk. Men i fallet med flexibel kapacitet har en marginal tillämpats till gränsen så att belastningen på nätverket inte skulle vara vid sina gränser under normala driftsförhållanden. Tanken är att vid sällsynta och allvarliga fel kommer användningen av den flexibla anslutningen att begränsas, om det behövs. Fel i högspänningsdistributionsnätet som gör att flexibilitet behövs uppstår ungefär bara ungefär en gång vart 30:e år, vilket innebär att behovet av flexibilitet är mycket sällsynt i flexibla anslutningar.

Oflexibel kapacitet kan också vara negativ. Detta innebär att den maximala förbrukningen överstiger N-1-kapaciteten. Denna situation kan vara möjlig tillfälligt tack vare flexibla prenumerationer.

Kapacitetskartan undersöker endast överföringskapaciteten för Helen Elnäts högspänningsdistributionsnät och de därav följande begränsningarna. För närvarande begränsar stamnätets transmissionskapacitet elförbrukningens tillväxt mer än överföringskapaciteten i Helen Elnäts högspänningsdistributionsnät. Kapaciteten hos de 400/110 kV-transformatorer som matar Helsingfors och Vanda och ingår i stamnätet är för närvarande otillräcklig. Konsumtionen har behövt begränsas då och då på grund av detta. Fingrid siktar på en betydande ökning av konverteringskapaciteten till slutet av 2026. För närvarande är det inte säkert känt hur mycket el som kommer att överföras från stamnätet från och med 2027.

Helen Elnät uppskattar att, trots förstärkningarna av stamnätet, kommer stamnätet sannolikt att begränsa överföringen mer än högspänningsdistributionsnätet åtminstone under 2027–2029. Högspänningsdistributionsnätet förväntas inte begränsa överföringen under dessa år i nätets normala drift. Potentiella nätbegränsningar kan baseras på den termiska kapaciteten hos 400/110 kV-transformatorer, lågspänningen i 400 kV-nätet under toppbelastning eller back-end-nätets kapacitet. Dessa möjliga begränsningar har inte tagits med i kapacitetskartan för Helen Elnät.

På grund av de begränsningar som uppstår från stamnätet kräver Fingrid att kopplingen av ny konsumtion till nätet är villkorad av flexibiliteten i konsumtion eller produktion. I praktiken gäller villkoret för nya anslutningar till högspänningsdistributionsnätet. Detta innebär att anslutningsavtal måste ingås flexibelt, även om begränsningarna i Helen Elnäts högspänningsdistributionsnät inte kräver det. Fingrid kräver [en utredning av anslutningsavtal](#) för konsumtionsplatser på minst 10 MW och för ellagringsanläggningar på minst 5 MW.

Utvecklingen av fri kapacitet som presenteras i [karttjänsten](#) speglar Helen Elnäts nuvarande investeringsplan. När det gäller de nya 110 kV kundanslutningarna tar tabellerna endast hänsyn till de där det finns ett beslut och ett anslutningsavtal. Dessutom finns det undersökningar och projekt som delvis befinner sig i ett avancerat planeringsstadium, värda flera hundra megawatt. Vid behov kommer Helen Elnät att uppdatera sina investeringsplaner för att möta kundernas behov. Det bör dock noteras att onlineverifieringar vanligtvis tar flera år att slutföra. Helen Elnät kan inte direkt påverka Fingrids investeringsplan, men vi kommunicerar

tydligt om kundernas behov och lyfter fram behovet av att stamnätet stärks så snart som möjligt i alla sammanhang.

Mängden reservkapacitet varierar i olika delar av högspänningsdistributionsnätet. För att illustrera detta har olika överföringsgränssnitt definierats, vilka presenteras i den bifogade figuren och i [karttjänsten](#).

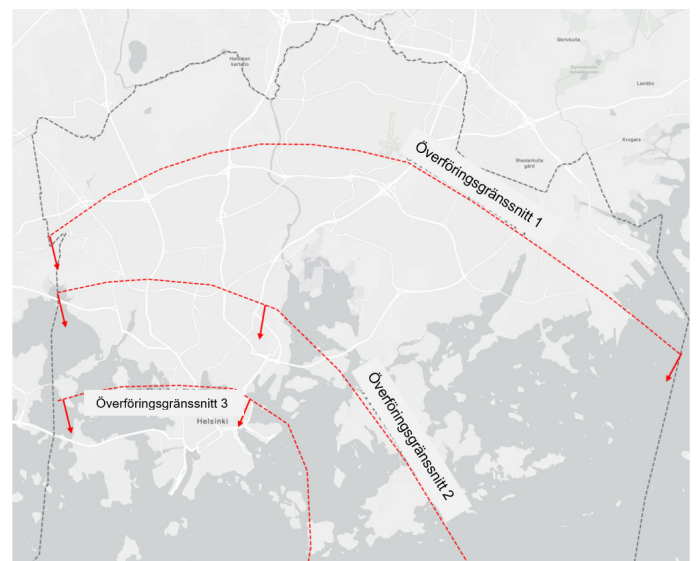


Bild 17. Överföringsgränssnitt för Helsingfors 110 kV-nätverk

Tabellerna över fri kapacitet som presenteras i kapacitetskartan beskriver den fria kapaciteten för elförbrukning. Studierna har fokuserat på detta, eftersom elproduktionen har eliminerats och håller på att elimineras avsevärt i Helsingfors, och det har knappt förekommit några förfrågningar om nya storskaliga elproduktionsanläggningar kopplade till 110 kV-nätet. Med stängningen av Sundholmen- och Hanaholmen-kraftverken kommer det att finnas flera hundra megawatt fri kapacitet för elproduktion i södra Helsingfors, det vill säga inom överföringsgränssnitten 2 och 3. Men i fallet med nya, storskaliga elproduktionsanläggningar måste effekterna på kortslutningsströmmar också undersökas. En stor mängd elproduktion kommer att finnas kvar i Nordsjö-området, och det är för närvarande inte möjligt att avsevärt öka elproduktionen där.

Den fria kapaciteten i distributionsnätet (medel- och lågspänning) presenteras i [karttjänsten](#) per understationsförsörjningsområde. Fri kapacitet beskriver transformatorstationens försörjningsområdesspecifika fria kapacitet, som tar hänsyn till den faktiska toppbelastningen i distributionsområdet under de senaste 12 må-

naderna samt den uppskattade totala andelen av huvudtransformatorkapaciteten som kan kompenseras i felsituationer enligt systemsäkerhetsprinciper. Denna totala andel uppskattas vara i genomsnitt 60 % av stationernas kapacitet för huvudtransformatorer om transformatorstationen har mer än en huvudtransformator. Om alla transformatorstationer hade 100 % belastning skulle närliggande transformatorstationer och andra huvudtransformatorer i samma transformatorstation inte kunna leverera den avbrutna lasten tillräckligt länge, vilket kan orsaka potentiella problem med elkvaliteten. Generellt kan man säga att det finns mycket fri kapacitet i elnätet i Helsingfors distributionsnät. Naturligtvis orsakar den fria kapaciteten i högspänningsdistributionsnätet som beskrivs ovan begränsningar av de extra lasterna i distributionsnätet. Decentraliserad småskalig elproduktion kan kopplas till distributionsnätet i hela nätområdet.

#### 4.8. Effekter av förändringar i övervakningsmetoden för elnätets drift på Helen Elnäts investeringsprogram för 2024–2036

Prissättningen av elnätets drift regleras strikt av Energimyndigheten, och regleringen baseras bland annat på elmarknadslagstiftning. Energimyndigheten definierar metoderna för att övervaka elnätets drift i ett bekräftelsebeslut, som bekräftar metoderna för att fastställa nätoperatörens inkomster från nätverksamheten och avgifterna för överföringstjänster (inklusive värderingskriterier för använt kapital, metoden för att fastställa acceptabel avkastning på använt kapital och olika incitament för nätverksdrift). Baserat på metoderna beräknas nätverksbolagets tillåtna årliga omsättning, som övervakas under fyraåriga kontrollperioder. Bekräftelsebeslutet gäller i åtta år, det vill säga två kontrollperioder på fyra år. I slutet av den regulatoriska perioden utfärdar Energimyndigheten ett tillsynsbeslut till varje nätverksföretag för att avgöra om nätverksbolagets prissättning har överensstämmt med regler och föreskrifter under perioden. Eventuella överdebiterade avgifter, dvs. överskottet, återbetalas till kunder under nästa period till lägre priser och därmed kan eventuella underskott återbetalas från kunder retroaktivt under efterföljande perioder till högre priser.

#### Investeringsfinansiering

Kontrollmetoderna för eldistributionsnätets drift för den sjätte och sjunde regleringsperioden (2024–2031) bekräftades i slutet av 2023. [De förstärkta kontrollmetoderna](#) skiljer sig avsevärt från de tidigare och försvagar lönsamheten i elnätsinvesteringar, särskilt på lång sikt. Metoderna begränsar den tillåtna omsättningen och därmed nätverksföretagens möjlighet att finansiera investeringar på ett hållbart sätt. Som en följd måste Helen Elnät anpassa sin investeringsnivå och verksamhet efter de finansiella gränsvillkor som regleringsmodellen fastställer. Utan tillräcklig lönsamhet i investeringarna kommer finansieringen av elnätets drift inte att vara hållbar på lång sikt.

Den historiskt stora försvagningen av kontrollmetoder har sammanfallit med en tid då investeringsbehoven för eldistribution i Helsingfors har ökat avsevärt. Framstegen i den rena övergången, elektrifieringen av uppvärmning och den starka ökningen i elförbrukningen kräver betydande investeringar, särskilt i högspänningsdistributionsnätet och transformatorstationer.

Ändringen av elmarknadslagen, som trädde i kraft 2026, har utökat distributionsnätets roll i utvecklingen av elöverföringsnätet och överfört uppgifter som tidigare var transmissionsoperatörens ansvar till lokala distributionsnätoperatörer. I Helsingfors innebär detta också förutsättningar för att utveckla lokala och regionala högspänningslösningar på 400 kilovolt för att säkra den ökande elförbrukningen. De investeringsbehov som uppstår från dessa nya och utökade åtaganden riktas mot en tidpunkt då kontrollmodellen för elnätsdrift begränsar den ekonomiska genomförbarheten av investeringar.

Dessa ytterligare investeringsbehov återspeglades inte fullt ut i de tidigare elnätsutvecklingsplanerna som lämnades in 2024, eftersom elnätets investeringsbehov för att möjliggöra en ren övergång har ökat ytterligare i Helsingfors efter deras inlämning. Enligt Helen Elnät utgör den aldrig tidigare skådade skärpningen av kontrollmetoder i en situation där investeringsbehoven har ökat avsevärt en betydande risk för framstegen i den rena omställningen och för försörjningstryggheten i Helsingfors elnät i en instabil global situation. Kontrollmodellen bör främja den gröna omställningen och samtidigt uppmuntra ansvar för byggande och underhåll av elnät samt minskning av utsläpp.

Som ett resultat av förändringen i styrmetoden var Helen Elnät tvunget att anpassa sitt investeringsprogram till en ekonomiskt möjlig nivå. I praktiken innebär detta särskilt att skjuta upp och schemalägga investeringar i ersättning och underhåll av elnätet längre fram i tiden, vilket naturligtvis leder till en ökning av reparationsbacksläpet i elnätet. På lång sikt kommer ökningen av reparationsbackloggen i elnätet att öka behovet av underhåll och öka risken för försämring av försörjnings- och försörjningstryggheten.

På kort sikt är Helen Elnäts nät gott och de kvalitetskrav som ställts för distributionsnätets drift uppfylls. På lång sikt möjliggör dock den nuvarande kontrollmodellen inte utveckling och underhåll av elnätet i den omfattning som krävs av både de långvariga och de nya lagstadgade skyldigheter som fastställts under de senaste åren. Vikten av säkerheten i leverans och leverans av eldistribution kommer att fortsätta att betonas i Helsingfors i takt med att elens roll inom uppvärmning, transport och kritiska samhällsfunktioner ökar. Även ett kort avbrott i eldistributionen kan få betydande sociala och ekonomiska konsekvenser.

Enligt Helen Elnät är långsiktig utveckling av övervakningsmetoder nödvändig för att stödja genomförandet av en ren övergång, möjliggöra uppfyllandet av skyldigheter enligt Electricity Market Act och säkra försörjningstryggheten för elnät i en växande och elektrifierande urban miljö. I sin nuvarande form möjliggör styrmodellen inte hållbar och behovsbaserad utveckling av elnätet på lång sikt. Helen Elnät har uttryckt denna uppfattning i samarbete med andra elnätsbolag och söker aktivt förändringar i övervakningsmetoderna.

En driftmodell baserad på kontinuerlig uppskjutning av ersättnings- och underhållsinvesteringar kan inte fortsätta på lång sikt, och kontrollmodellen måste utvecklas så att nätbolagen har verkliga driftsvillkor för att uppfylla alla sina lagstadgade skyldigheter, både vad gäller att koppla ny konsumtion till nätet och underhålla elnätet. På lång sikt försvagar ökningen av reparations- eftersläpningen i elnätet försörjnings- och försörjnings-säkerheten, behovet av korrigerande underhåll ökar riskerna för större störningar. Även om tillståndet för Helen Elnäts nätverk är bra på kort sikt och risken för långsiktiga större störningar är låg, kommer det att bli allt svårare att upprätthålla denna nivå över tid inom ramen för den nuvarande styrmodellen.

Det uppenbara behovet av att förbättra övervakningsmetoden understryks av att vikten av elnätets försörjnings- och försörjningssäkerhet kommer att öka avsevärt i framtiden. Med elektrifieringen av uppvärmningen i Helsingfors och andra elektrifieringsprojekt kan även ett kort avbrott i eldistributionen få betydande sociala konsekvenser. Helen Elnät har analyserat de långsiktiga effekterna av avbrott i eldistributionen i Helsingfors och funnit att de faktiska nackdelarna i Helsingfors tydligt är större än det nationella genomsnittet, vilket bland annat beror [på det stora antalet kritiska elanvändningsplatser enligt regeringens dekret](#). I framtiden skulle de ekonomiska olägenheterna orsakade av möjliga större störningar i eldistributionen i Helsingfors bli ännu större, eftersom även ett kort avbrott i eldistributionen skulle kunna orsaka avbrott i värmedistributionen på ett stort område. Figuren nedan visar förändringen i värdet av avbrottsbesväret som kunderna av Helsingfors eldistribution upplever vid en möjlig större störning med olika varaktigheter 2023 och 2034.

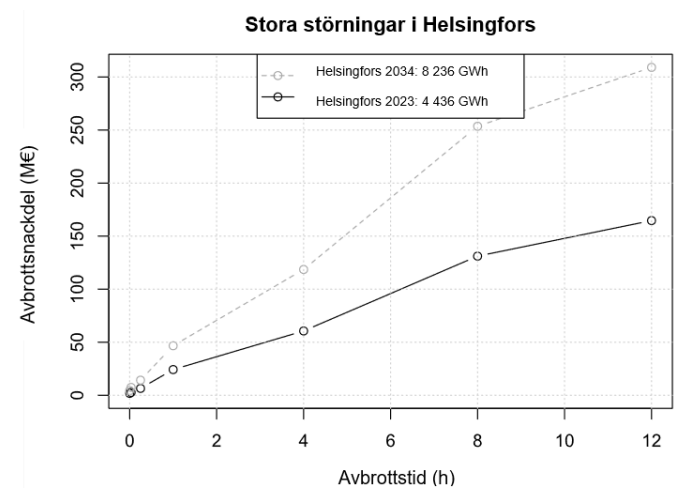


Bild 18. Störning av en möjlig större störning i Helsingfors 2023 jämfört med 2034

Tidsfönstret för genomförandet av det grundläggande målet för den rena omställningen, det vill säga koldioxidneutralitet, är begränsat både i Finland och Helsingfors. Helen Elnät vill inte fördröja den pågående övergången, vilket innebär att det framtida investeringsprogrammet kommer att fokusera på att möjliggöra denna övergång. Särskilt kommer investeringsnivåerna i högspänningsnätet att vara betydligt högre i framtiden än de investeringar som företaget gjort under de senaste åren. Ökningen av investeringsbehovet är ett resultat av den betydande ökningen av elöverföringsbe-

hovet under en kort tidsperiod och ändringarna i elmarknadslagen. Därför har elnätets investeringsbehov ökat avsevärt samtidigt som investeringsmiljön har stramats åt. På grund av försvagade kontrollmetoder har investeringar i underhåll av elnätet fått skjutas upp. På kort sikt är den resulterande försörjningsrisken hanterbar, men på lång sikt tillåter den nuvarande kontrollmodellen inte hållbar verksamhet. Helen Elnät, tillsammans med andra elnätsbolag, ansöker om en förändring av kontrollmetoderna så att de möjliggör lönsam utveckling och underhåll av elnät i den omfattning som krävs i framtiden.

## 5. Utvecklingsåtgärder för eldistributionsnätet under innevarande och kommande år

### 5.1. Investeringar och underhåll för att möta och upprätthålla nätverkskvalitetskrav samt för att upprätthålla kapacitetsbehoven för innevarande och kommande år

#### a. Högspänningsdistributionsnät

- i. Investeringar 23,8 M€
- ii. Underhåll 0,25 M€

#### b. Transformatorstationer

- i. Investeringar 20,5 M€
- ii. Underhåll 2,74 M€

#### c. Mellanspänningsdistributionsnät

- i. Investeringar 5,6 M€
- ii. Underhåll 0,04 M€

#### d. Transformatorstationer

- i. Investeringar 1,6 M€
- ii. Underhåll 0,31 M€

#### e. Lågspänningsdistributionsnät

- i. Investeringar 5,5 M€
- ii. Underhåll 0,30 M€

### 5.2. Elförbrukningsställen inom ramen för kvalitetskraven efter genomförandet av nuvarande och nästa års åtgärder

#### a. I det lokala detaljerade planområdet

Per den 31 december 2027 omfattas 453 000 elförbrukningsställen av kvalitetskraven.

#### b. Utanför stadsplanen

Från och med 31.12.2027 täcker kvalitetskraven 1 000 användningspunkter.

### 5.3. Åtgärder under innevarande och kommande år

Under innevarande och nästa år kommer åtgärderna nästan uteslutande att riktas mot utvecklingszonen för det lokala detaljerade planområdet.

I utvecklingszonen för det lokala detaljplanområdet planeras ett 400 kV högspänningsdistributionsnät och byggandet av kabelsträckor påbörjas. I samband med 110 kV-nätet och transformatorstationer kommer 110 kV-kabelöverföringar och 110 kV-kontaktledningar att genomföras i samband med stadens utveckling, 110 kV-transmissionsledningar kommer att förnyas, säkerhetssystemen i transformatorstationerna kommer att förnyas och transformatorstationer kommer att förnyas och utvidgas.

I utvecklingsområdet för den lokala detaljerade planen kommer cirka 25 km nytt mellanspänningskabelnät att byggas och cirka 20 km av det gamla nätet kommer att förnyas. Cirka 80 km nytt lågspänningskabelnät kommer att byggas och cirka 15 km av det gamla nätet kommer att förnyas. Cirka 25 nya transformatorstationer kommer att byggas och cirka 10 gamla kommer att renoveras.

I utvecklingsområdet för det lokala detaljplansområdet består underhållskostnaderna enligt planen nästan uteslutande av underhåll av transformatorstationernas fastigheter samt primär och sekundär utrustning. Den näst största kostnaden genereras vid underhåll av högspänningsnät, den tredje största vid underhåll av transformatorstationer och resten vid underhåll av medel- och lågspänningsnät.

I utvecklingszonen utanför det lokala detaljplanområdet utförs förebyggande underhåll av distributionsnätet.

### 5.3.1. Ett eldistributionsnät som uppfyller kvalitetskraven efter nuvarande och nästa års åtgärder

#### a) MS, km

Kvalitetskraven för drift av eldistributionsnätet för MS-nätet uppfylls med cirka 1 730 km per den 31.12.2027.

#### b) LS, km

Kvalitetskraven för drift av eldistributionsnätet för LS-nätet uppfylls med cirka 4 700 km per 31.12.2027.

### 5.3.2. Graden av underjordisk kablering i eldistributionsnätet på olika spänningsnivåer efter nuvarande och nästa års åtgärder

#### a) MS

Per den 31 december 2027 är MS-nätverkets underjordiska kabeldragningsgrad cirka 99,8 %.

#### b) LS

Per den 31.12.2027 är den underjordiska kabeldragningsgraden i LS-nätverket cirka 98,5 %.

### 5.3.3. Andelen planerad gemensam byggnation

Den planerade andelen av gemensam byggnation är cirka 20 km, vilket motsvarar cirka 19 % av all byggnation.

### 5.3.4. Åtgärder för att främja gemensam konstruktion

Helen Elnät är involverat i Helsingfors stads gemensamma kommunala byggarbetsplatskoncept, enligt vilket parterna som bygger infrastrukturnätverk samarbetar enligt avtalet. Parterna upprätthåller sina framtida byggprojekt i den gemensamma Louhi-tjänsten på ett geografiskt och tidsbegränsat sätt, vilket gör det möjligt för de andra parterna att anpassa sina egna projekt till en gemensam byggarbetsplats. Samtidigt är nätverksbyggprojekt inom Louhi-tjänsten också synliga i den nationella Nätverksinformationspunkten-tjänsten. Tidsperioden för investeringsplanerna som publiceras i Louhi-tjänsten varierar från cirka ett år till flera år. Utöver Louhi-tjänsten kommer Helen Elnäts nätverks-

byggpartner att informera infrastrukturbyggare i Helsingfors stadsområde om framtida investeringsprojekt via e-post för möjlig gemensam byggnation. Tidsperioden för implementering i dessa projekt är från några veckor till några månader.

### 5.3.5. Betydande investeringar i distributionsnätet för att koppla ihop ny produktion och nya laster under innevarande och kommande år

Under innevarande och nästa år kommer 36,5 M€ att investeras i nätverket i form av ny produktion och ny produktion för att koppla ihop laster.

I utvecklingszonen för det lokala detaljplanområdet planeras ett 400 kV högspänningsdistributionsnät och byggandet av kabelsträckor påbörjas. Under innevarande och nästa år kommer nya värmeproduktionsanläggningar att kopplas till 110 kV-nätet, vilket kommer att kräva expansionsinvesteringar i transformatorstationen.

Nya laster relaterade till distributionsnätet kräver expansionsinvesteringar i mellanspänningskabelnätet och transformatorstationer i olika delar av staden.

### 5.3.6. Användning av flexibla tjänster under innevarande och kommande år

#### a. Studier och pilotprojekt om användning av flexibla tjänster

Studier relaterade till flexibilitet har sökt modellering av flexibilitet och information om flexibilitetens effekter på anslutningar samt vidare på belastningsnivåer och dimensionering av nätverket. Rollerna för användningen av flexibilitet mellan olika aktörer och möjliga framtida flexibilitetsprodukter har undersökts. Syftet med utvecklingsarbetet är att utnyttja den nuvarande överföringskapaciteten mer effektivt.

I Helen Elnäts verksamhetsområde, till exempel vid elektrifiering av fjärrvärme och efter slutet på storskalig lokal elproduktion, har elöverföringen från stamnätet ökat och fortsätter att växa i en aldrig tidigare skådad volym. Tidsplanerna för genomförandet av den rena övergången är strikta, och vi vill ge våra kunder ett schema för att ansluta till elnätet så snabbt som möjligt. Tillsammans söker vi lösningar för möjliga specialsituationer i nätverket som är tidsbegränsade, där kun-

derna är flexibla i situationer med strömbegränsningar. Denna arbetsmetod påskyndar kundernas anslutning till nätverket. I utvecklingsarbetet är samordning mellan transmissionsnätoperatören, distributionsnätets operatör och kunder särskilt viktig. Denna typ av behov av effektbegränsning/flexibilitet har snabbt blivit verklighet. Helen Elnät utvecklar prognoser för kortsiktig elförbrukning kombinerat med kontinuerliga eldistributionsberäkningar, uppdaterar belastningsgränserna för nätverkskomponenter, identifierar elbegränsningssituationer och flexibilitetsbehov i nätet samt utvecklar samarbete mellan nätbolaget, transmissionsoperatören och kunderna för att framgångsrikt hantera effektbegränsningar. Akuta åtgärder måste vidtas omedelbart.

Helen Elnät och Fingrid öppnade Finlands första lokala flexibilitetsmarknad i slutet av april 2025. Genom marknaden kan både distributionsoperatören och transmissionsoperatören köpa flexibilitet, det vill säga reglering av konsumtion eller produktion för att hantera nätflaskhalsar. Erfarenheter från marknaden kan användas i utvecklingen av en nationell flexibilitetsmarknadslösning.

Som regel söker nätbolaget ett verktyg för att hantera belastningar med flexibilitet, men å andra sidan kommer det att ske en förändring i elanvändningen, vilket kommer att orsaka nya belastningstoppar genom att använda elektricitet samtidigt. Generellt behövs mer information om mängden, priset och flexibilitetens kapacitet för att utveckla flexibla tjänster.

#### **b. Användning av flexibla tjänster**

Helen Elnät planerar inte att införa nya flexibla tjänster under 2026–2027. Helen Elnät kommer att fortsätta att utnyttja och utveckla den lokala flexibilitetsmarknaden.

#### **c. Uppskattade kostnader för att använda flexibla tjänster?**

- i. Genomförandekostnader 0 €
- ii. Årliga driftskostnader Upp till 1 400 000 euro/per år
- iii. Livscykelkostnadsfördelar 0 €

## 6. Utvecklingsåtgärder för eldistributionsnätet under de föregående två åren

### 6.1. Investeringar och underhåll för att möta och upprätthålla nätverkskvalitetskrav samt kapacitetsbehov under de föregående två åren

#### a. Högspänningsdistributionsnät

- i. Investeringar 1,3 M€
- ii. Underhåll 0,14 M€

#### b. Transformatorstationer

- i. Investeringar på 5,9 M€
- ii. Underhåll 2,69 M€

#### c. Mellanspänningsdistributionsnät

- i. Investeringar på 5,9 M€
- ii. Underhåll 0,01 M€

#### d. Transformatorstationer

- i. Investeringar 1,9 M€
- ii. Underhåll 0,25 M€

#### e. Lågspänningsdistributionsnät

- i. Investeringar 6,8 M€
- ii. Underhåll 0,22 M€

### 6.2. Elförbrukningsställen som omfattas av kvalitetskraven efter mätningarna under de föregående två åren

#### a) I det lokala detaljerade planområdet

Per den 31.12.2025 fanns det 439 234 elförbrukningsställen i det lokala detaljerade planområdet inom ramen för kvalitetskraven.

#### b) Utanför stadsplanen

Utanför den lokala detaljerade planen fanns det 959 elförbrukningsställen inom kvalitetskravens omfattning per 31.12.2025.

### 6.3. Åtgärder som vidtagits under de föregående två åren

Under de föregående två åren har cirka 99 % av åtgärderna genomförts i utvecklingszonen för det lokala detaljerade planområdet och cirka 1 % i utvecklingszonen utanför det lokala detaljplanområdet.

I utvecklingsområdet för den lokala detaljplanen genomfördes 110 kV-kabel- och transmissionsledningsöverföringar i samband med 110 kV-nätet och transformatorstationer tack vare stadens utveckling, 110 kV-kundanslutningar, förnyelser av transformatorstationer och en ny transformatorstation byggdes.

I utvecklingsområdet för den lokala detaljerade planen byggdes cirka 15 km nytt mellanspänningskabelnät och cirka 32 km av det gamla nätet förnyades. Cirka 53 km nytt lågspänningskabelnät byggdes och cirka 79 km av det gamla nätet förnyades. Totalt byggdes 13 nya transformatorstationer och 39 gamla renoverades.

I utvecklingsområdet för den lokala detaljerade planen bestod underhållskostnaderna enligt planen nästan uteslutande av underhåll av transformatorstationernas fastigheter samt primär och sekundär utrustning. De näst största kostnaderna genererades genom underhåll av transformatorstationer, och resten från underhåll av hög-, medel- och lågspänningsnät.

I utvecklingszonen utanför det lokala detaljplanområdet förnyades cirka 2 km av det gamla mellanspänningskabelnätet. En av de gamla transformatorstationerna byttes ut. Underhållsarbetet inkluderade underhåll av luftledningsnät.

#### 6.3.1. Ett eldistributionsnät som uppfyller kvalitetskraven efter mätningarna under de föregående två åren

##### a) MS

Kvalitetskraven för drift av eldistributionsnätet uppfyller cirka 1 699 km av MS-nätet.

#### b) LS

Kvalitetskraven för drift av eldistributionsnätet uppfyller cirka 4 695 km av LS-nätet.

### 6.3.2. Användning av skarvkonstruktion

Gemensam byggnation användes i investeringar över en sträcka av cirka 15 km, vilket stod för cirka 17 % av all byggnation.

### 6.3.3. Betydande investeringar i distributionsnät har gjorts under de föregående två åren för att koppla ihop ny produktion och nya laster.

Under de senaste två åren har 27 M€ investerats i nätverket för ny produktion och nya laster. Anslutning.

Under de senaste två åren har en ny elstation byggts på högspänningssidan tack vare nya fjärrvärmeproduktionslösningar och landbaserade elanslutningar för sjötrafik, och de nuvarande anslutningarna som används för produktion har modifierats för konsumtionsbruk.

De nya lasterna som anslutits till distributionsnätet under de senaste två åren krävde expansionsinvesteringar i mellanspänningskabelnätet och transformatorstationer i hela staden.

### 6.4. Användning av flexibla tjänster under de föregående två åren

#### a. Studier och pilotprojekt om användning av flexibla tjänster

Under 2024 och 2025 har studier och pilotprojekt om användningen av flexibla tjänster fokuserat på efterfrågehantering och flexibilitetsprissättning. Följande är omnämningen av de flexibilitetsprojekt och studier som genomförts eller deltagit i av Helen Elnät: Ökad flexibilitet

Genom elforskningspoolen har Helen Elnät varit involverat i ett projekt som lanserades av LUT University hö-

sten 2023, där prisvolatiliteten på elmarknaden analyserade effekterna av prisvolatilitet på elmarknadens efterfrågerespons för lågspänningskunder och effekterna på eldistributionssystemet. Resultaten från detta projekt erhöles i slutet av 2024. Samtidigt undersökte vi effekterna av prisvolatilitet på konsumtionen hos hög- och medelspänningskunder.

Dessutom förvärvade och etablerade Helen Elnät Finlands första lokala flexibilitetsmarknad 2024 och 2025 tillsammans med Fingrid. Flexibilitet som förvärvas på marknaden används för att hantera flaskhalsar samt flexibla anslutningsavtal.

#### b. Användning av flexibla tjänster

Tillsammans med Fingrid etablerade Helen Elnät Finlands första lokala flexibilitetsmarknad i april 2025. Under 2025 förvärvades ingen flexibilitet från marknaden på grund av brist på likviditet. Arbetet med att bygga likviditet började redan innan marknaden öppnades och pågår fortfarande. Dessutom använder vi flexibla anslutningsavtal tillsammans med marknaden. Helen Elnät har mer än 200 MW flexibel kapacitet till sitt förfogande, vilket har gjort det möjligt för kunder att ansluta sig till nätet snabbare.

#### c. Realisering av den marknadsbaserade karaktären hos flexibla tjänster

Helen Elnät använder en lokal flexibilitetsmarknad som är öppen för alla, genom vilken operatörer kan erbjuda sin flexibilitet till oss på marknadsvillkor. I detta sammanhang kommer vi att delta i diskussioner med intressenter och utforska deras möjligheter att erbjuda flexibilitet.

#### d. Faktiska kostnader för att använda flexibla tjänster

- i. Genomförandekostnader 225 497 €
- ii. Årliga driftskostnader 78 902 €/år
- iii. Kostnadsfördelar uppnådda av flexibla tjänster under de föregående två åren 0 €

### 6.5. Faktiskt jämfört med den tidigare utvecklingsplanen

De faktiska investeringskostnaderna för transformatorstationerna och 110 kV-näten har varit lägre än investeringskostnaderna som anges i utvecklingsplanen för

2024, eftersom projektscheman har specificerats för både 110 kV-näten och transformatorstationerna. Investeringarna som gjorts under de senaste två åren har fokuserat på investeringar i utbyggnad och modifiering av transformatorstationer och 110 kV-nät. Dessutom har fördelningen av investeringar mellan ersättnings- och expansionsinvesteringar tolkats olika i utvecklingsplanen för 2024 och i fördelningen av investeringarna som gjorts under 2024–2025. Med 400 kV-planen har utvecklingen av 110 kV-nätet också lättats, och vissa av de planerade investeringarna har inte genomförts.

Under de senaste två åren har antalet nätverk som uppfyller kvalitetskraven varit något lägre än förväntat. Byggekostnaderna för medel- och lågspänningsnäten har stigit jämfört med situationen för två år sedan, så byggandet per kilometer eller antal enheter har varit dyrare. Användningen av fogkonstruktion skiljer sig avsevärt från prognosen, eftersom prognosen baseras på antalet kablar och den faktiska mängden på grävvolymen, vilket beskriver byggandet mer detaljerat.



[www.helensahkoverkko.fi/sv](http://www.helensahkoverkko.fi/sv)