Preliminär nätutvecklingsplan
Telge Elnät

Telge

Innehåll

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät 1
2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 3
2.1 Behovet av överföringskapacitet i elnätet 3
2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet 4
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen 5
2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar 7
2.4.1 Planerade investeringar 7
2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser 8
2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet 9
2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet 10

Telge

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät

Uppgifter om företaget

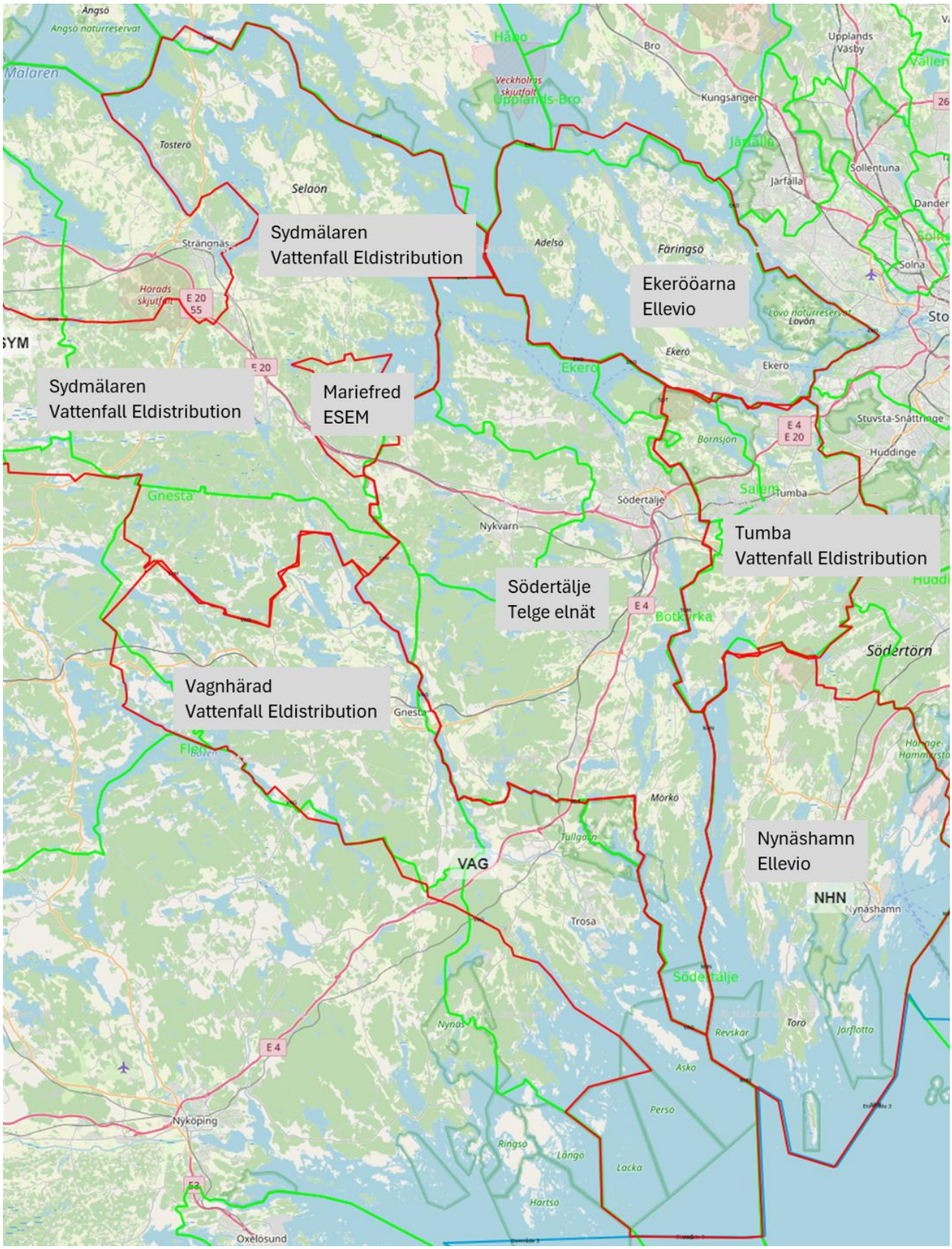
Tabell 1: Uppfifter om Telge Elnät

Företagsnamn	Telge Elnät AB
Organisationsnummer	559463-4999
Kontaktperson	Planeringingenjör: Amjad Abou Alzahab Planeringingenjör: Akkad Chabo
E-post	planering-el@telge.se
Telefonnummer	08-550 233 00
Länk till nätutvecklingsplan som delats inför samråd	
Länk till information om samrådet	
Länk till slutlig nätutvecklingsrapport	
Länk till slutlig samrådsredogörelse	

Uppgifter om företagets elnät

Telge Elnät äger och förvaltar lokalnätet inom sitt koncessionsområde innefattandes Södertälje och Nykvarns kommun med totalt 55 000 kundabonnemang. Elnätet är knutet mot Vattenfalls regionnät på 8 platser där total abonnerad effekt under 2026 uppgick till 236 MW. Gränspunkter mot intilliggande lokalnät saknas. Inom elnätet återfinns driftspänningarna 20 kV, 10 kV och 0,4 kV.

I nedanstående figur redovisas översiktskarta över området där Telge Elnät bedriver nätverksamhet samt omkringliggande elnätsägare.



Figur 1. Koncessionsområde för Telge Elnät

2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet

I detta kapitel beskriver Telge Elnät arbetet med att ta fram en prognos för elnätets behov av överföringskapacitet. Kapitlet innehåller även en analys av det nuvarande systemets förmåga att tillgodose detta behov. I tabell 2 redovisas Telge Elnäts prognos för behovet av överföringskapacitet under perioden 2027–2036.

Tabell 2. Prognosen anges per delområde i MW

År	Progonostiserad förväntad topplast [MW]
2027	293
2028	312
2029	348
2030	355
2031	362
2032	365
2033	364
2034	363
2035	361
2036	361

2.1 Behovet av överföringskapacitet i elnätet

Effektprognosen har tagits fram med hjälp av Energiforsks rapport ”Effektprognos – en lathund för lokalnätsbolag” (2024:1006). I korthet innebär metoden att ett temperaturkorrigerat startvärde, motsvarande det befintliga effektbehovet, fastställs för respektive område. Temperaturkorrigeringen baseras på en glidande medeltemperatur över 72 timmar samt den dimensionerande vintermedeltemperaturen (T15). För att erhålla ett mer representativt mått på det normala effektbehovet har effektuttag under helger exkluderats från analysen.

Prognosarbetet baseras på följande delar:

- Detaljplaner
- Forskningsrapporter, t.ex. nödvändig laddinfrastruktur
- Kommunens övriga planer
- Inkomna förfrågningar/anslutningsärenden från kunder
- Egna analyser i vad/var effektbehovet behöver tillgodoses genom investeringar
- Signerat kontrakt som kommer anslutas till elnätet.

Energiforsks rapport tillhandahåller värden för effektschabloner och sammanlagringsfaktorer som i stor utsträckning har använts i prognosen. I vissa fall har dessa justerats när mer detaljerad lokal information funnits tillgänglig. Tre scenarier har tagits fram vilka kallas lägsta, förväntat och högsta scenario.

Vid en jämförelse mellan effektprognosen i den föregående nätutvecklingsplanen och det faktiska utfallet kan konstateras att den förväntade effektökningen inte har realiserats. En möjlig förklaring är att elpriserna under senare år periodvis har varit höga, vilket sannolikt har påverkat utvecklingen.

Utifrån de olika underlagen görs en separat effektprognos för var och en av Telge Elnäts mottagninstationener, och utpräglat i de olika geografiska huvudstationsområdena, se Figur .

Mot denna bakgrund bedöms det lägsta scenariot i prognosen för närvarande vara det mest sannolika för Telge Elnäts distributionsområde, med undantag för H9 Almnäs. Detta beror på att mottagningsstationen är relativt ny och att den framtida prognosen bör ta hänsyn till de föranmälningar som inkommit. Därför ska det högsta scenariot användas för H9 Almnäs.

Tillkommande behov

Kommunal planering

Telge Elnät verkar i Södertälje och Nykvarns kommuner. En löpande dialog förs med kommunerna för att fånga upp planerad exploatering och andra åtgärder som kräver hantering inom ramen för det kommunala planmonopolet.

Vidare har Telge Elnät regelbunden kontakt med större befintliga kunder för att diskutera deras framtida effektbehov. Dessutom bevakas övergripande förändringar i omvärlden som kan påverka elsystemets utveckling.

Anslutningsärenden

Inkomna anslutningsärenden och aktuella förfrågningar om utökad effekt har inkluderats i prognosen. Bedömningar har gjorts av respektive ärendes mognadsgrad och sannolikhet för genomförande samt av hur det tillkommande effektuttaget påverkar det maximala effektbehovet under en kall vinterdag genom tillämpning av relevanta sammanlagringsfaktorer.

För de flesta anslutningsärenden tillämpas en sammanlagringsfaktor, eftersom många kunder inte fullt ut utnyttjar den tilldelade abonnemangseffekten.

Fordonsladdning

För personbilars och lätta lastbilars bidrag till effektprognosen har Energiforsks rapport ”Effektprognoser för fordonsladdning” (2024:1037) använts som underlag. Elektrifieringen av fordonsflottan har dock utvecklats långsammare i Södertälje än i Stockholms län som helhet. Därför används statistiken för år 2024 som underlag för prognosåret 2026, vilket överensstämmer väl med den publicerade statistiken för andelen elektrifierade fordon år 2025.

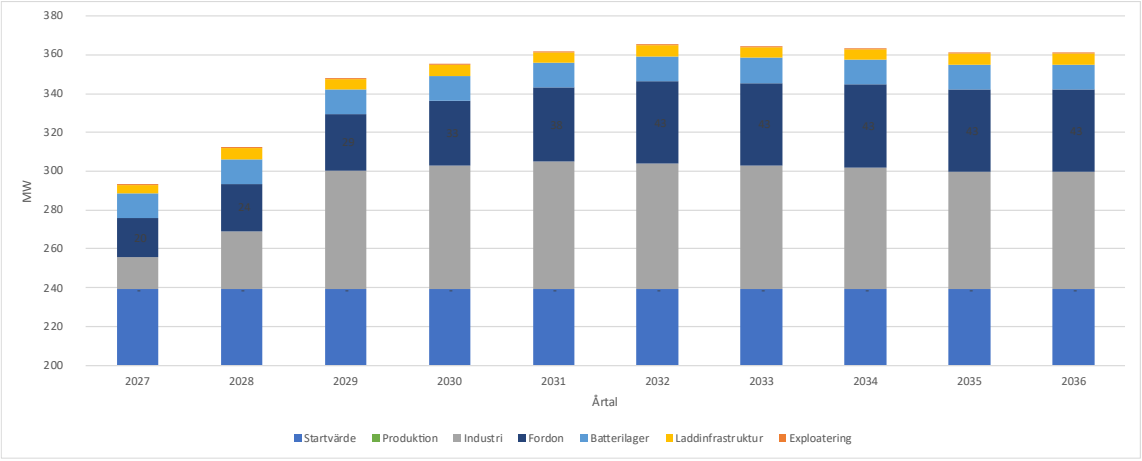
2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

I Tabell 3 redovisas ökning respektive minskning av behov av överföringskapacitet per år

i procent jämfört med startvärde från prognosen.

Tabell 3. Prognosen anges per delområde i procent (%)

Årtal	Telge Elnät
2027	23%
2028	30%
2029	45%
2030	48%
2031	51%
2032	53%
2033	52%
2034	52%
2035	51%
2036	51%



Figur 2. Nätutvecklingsprognos exploateringar, industri och laddinfrastruktur

Sektorernas bidrag till prognosens tillkommande effekter i 2036 blir för

- Industri: 49%
- Elektrfiering av fordon: 35%
- Batterilager: 10%
- Laddinfrastruktur: 5%

Den prognostiserade minskningen av effektbehovet år 2034 förklaras av att flera stora tillfälliga bygganslutningar tas ur drift och därmed inte längre belastar elnätet.

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

I Tabell och med geografisk hänvisning till Figur presenterar Telge Elnät en preliminär bedömning av var i elnätet de förändrade behoven av överföringskapacitet i det centrala elnätet kan komma att vara till 2036 jämfört med idag. Genom att kartlägga och kategorisera de större ökade behoven ger det en översikt över var och hur mycket överföringskapacitet som förväntas behövas jämfört med dagens nivåer.

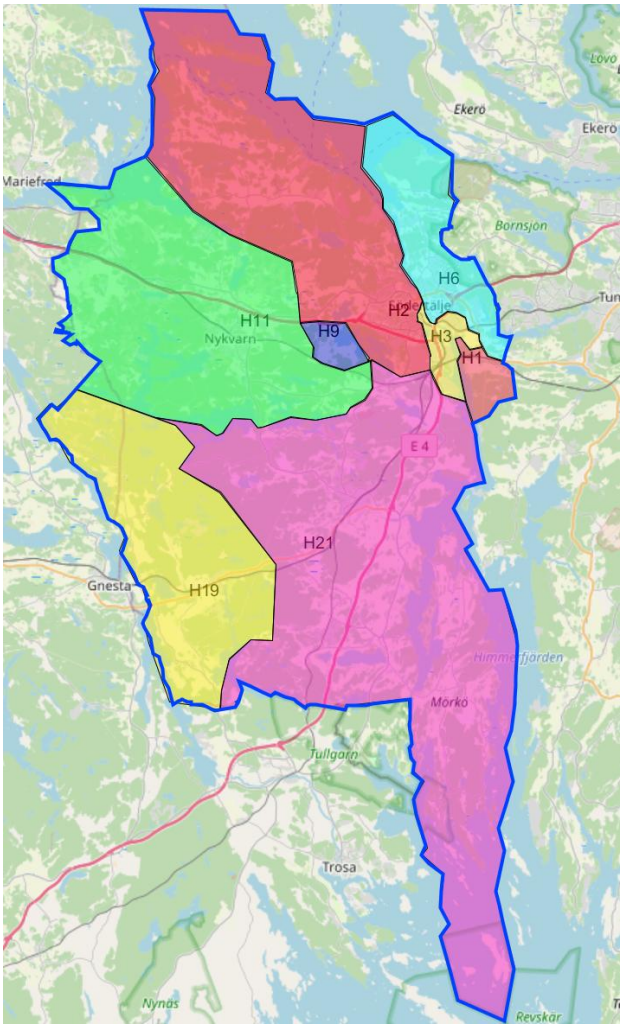
Tabell 4. Relativ belastning av huvudstationerna i nuläget och prognostiserad belastning år 2036 med tillhörande åtgärdsplan

Huvudstations-områden	Nuläge utnyttjad kapacitet	Andel utnyttjad kapacitet prognostiserad 2036	Åtgärdsplan centralt elnät (10 kV & 20 kV)
H1 Östertälje	72 %	79 %	Ingen åtgärd krävs.
H2 Blombacka	118 %	138 %	Lastomfördelning stationer i närområdet (se stationsområde H1, och H3).
H3 Södra	35 %	45%	Ingen åtgärd krävs. Lastomfördelning från H2 till H3
H6 Bockhöjden	57 %	103 %	Lastomfördelning till H1
H9 Almnäs (nybyggd station)	7 %	120 %	Utökad central nätkapacitet, genom dels transformatorer och dels ledningar mellan stationsområde H9, H11 och H2.
H11 Nykvarn	76 %	114 %	Utökad central nätkapacitet (se stationsområde H9). Lastomfördelning till H9
H19 Vårdinge	83 %	94 %	Ingen åtgärd nödvändig.

H21 Järna	97 %	117 %	Utökad central nätkapacitet genom dels ledningar och dels transformatorer.
Totalt	68 %	101 %	Totala bilden ok med lastomfördelningar och utökad central nätkapacitet.

Som framgår av Tabell 4 kommer betydande förstärkningar och lastomfördelningar i elnätet att krävas fram till år 2036. H2, H6 och H11 bedöms kunna avlastas genom lastomfördelning till H1, H3 respektive H9. Samtidigt kommer H9 och eventuellt även H21 att behöva förstärkas genom utökad transformatorkapacitet och nätförstärkningar för att kunna möta det prognostiserade effektbehovet.

Prognosen för utnyttjad kapacitet till 2036 baseras på antagandet att alla kundbehov är av prima kraft med full redundans. Lagstiftningen medger att visa typer av laster kan undantagas från funktionskravet, vilket skulle kunna mildra omständigheterna något.



Figur 3. Huvudstationsområdenas försörjningsområden

2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar

I detta kapitel beskriver Telge Elnät planerade investeringar samt behov av flexibilitetstjänster och andra lösningar. Med investeringar avses nyinvesteringar samt reinvesteringar som medverkar till kapacitetshöjning, hädanefter benämnt investeringar.

Telge Elnät beskriver planeringen av vilka åtgärder som behövs för att möta behovet av överföringskapacitet i elnätet.

2.4.1 Planerade investeringar

I Tabell redovisas de investeringar som har direkt bäring mot att möta det effektbehov som prognosen anger.

Tabell 5. Planerade investeringar med stor bäring på hantering av effektprognosen

Projektbenämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
1.1 Mora–Kallfors 20 kV	Ny förbindelse för att betjäna ny kund	Möjliggör ökat uttag i Järna med omnejd	2	2027
1.2 H11 Nykvarn ombyggnad 20 kV	Utbyggnad av antalet ledningsfack	Möjliggör ökat uttag från huvudstationen	5	2028
1.3 Järna ledningsnät 20 kV	Nätförstärkning mellan huvudstationer runt tätorten	Möjliggör ökat uttag i Järna med omnejd	4	2027
1.4 H3 – H2 ledningsnät 20 kV	Nätförstärkning mellan huvudstationer	Möjliggör lastomläggning mellan huvudstationer H1, H2, H3 och H6	4	2027
1.5 Kallfors–Gerstaberg 20 kV	Ny förbindelse för att utöka 20 kV nätet	Möjliggör ökat uttag i Järna med omnejd och förutsättning för exploatering inom ramen för flera större detaljplaner	5	2028
1.6 H6 – H1 ledningsnät 20 kV	Nätförstärkning in mot Moraberg	Möjliggör ökat uttag i Moraberg med omnejd	2	2026
1.7 H11–Taxinge	Ny förbindelse till kund och nätförstärkning	Hanterar framtida prognosticerat behov	4	2027
1.8 H9 Almnäs B20 20 kV	Byggnation av B-skena med tillhörande transformator	Ökad kapacitet i huvudstation möjliggör exloatering i närliggande detaljplaneområden	4	2028
1.9 H11 – H9 ledningsnät 20 kV	Sammankoppling av ledningsnäten mellan huvudstationer	Möjliggör ökat uttag från båda stationerna då de kan agera redundans åt varandra. Möjliggör exploatering inom	3	2028

		ramen av flertalet detaljplaner		
1.10 Gerstaberg Norra 20 kV	Spänninghöjning från 10 kV till 20 kV samt nätförstärkning	Hanterar framtida prognosticerat behov och sammankoppling mellan huvudstationer	5	2028
1.11 Gerstaberg Södra 20 kV	Spänninghöjning från 10 kV till 20 kV samt nätförstärkning	Hanterar framtida prognosticerat behov och förutsättning för exploatering av ett antal detaljplaner	5	2029
1.12 H9 Almnäs – Ekeby 20 kV	Ny 20 kV förbindelse	Sammankoppling mellan huvudstationer som skapar förutsättnignar för lastomläggning mellan H9 – H2 och ökat uttag	3	2028
1.13 Järna huvudstationer 20 kV	Ombyggnation av huvudstationer runt Järna tätort	Möjliggör ökat uttag i Järna med omnejd	4	2029

Kompletterande information om planerade investeringar

Som framgår av Tabell är 20 kV-nätet i fokus. Flera områden i elnätet planeras för spänningshöjning från 10 kV till 20 kV i syfte att kunna överföra mer effekt i ledningsnätet. Näten mellan huvudstationerna knyts samman allt mer, i syfte att skapa flexibilitet i lastfördelningen stationområden emellan samt utgör en extra dimension av redundans i händelse av fel. Vilket sammantaget gör att elnätet i normalfallet kan belastas tyngre och därmed ger bättre utväxling på investeringen.

2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

I följande avsnitt beskrivs behov och åtgärder avseende flexibilitetstjänster och andra resurser.

Det förväntade behovet

Tabell anger prognosticerat behov av flexibilitetstjänster och andra resurser under perioden 2025–2034.

Tabell 6. Prognosticerat behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i MW per huvudstationsområde

Delområde	0–5 år	6–10 år
H1 Östertälje	0	0
H2 Blombacka	4,7	8,7
H3 Södra	0	0
H6 Bockhöjden	0	0
H9 Almnäs	0	0

H11 Nykvarn	0	0
H19 Vårdinge	0	0
H21 Järna	0	0

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

Telge Elnät har idag kostnadsriktiga och tidsdifferentierade effekttariffer (enligt EIFS2022:1), som motiverar utjämning av lasten under höglastsäsongen. För att lyckas bra i denna elektrifieringsomställning och utjämna lasten än mer, behöver det erbjudas ersättning till de kunder som har möjlighet att avvara kapacitet när elnätet ser behov av det.

Uppfattningen är idag att regleringen inte motiverar flexibilitet i samma grad som förstärkning av elnätet. Med det sagt undersöks möjligheterna för en lokal flexibilitetsmarknad, med antagandet att regleringen eller omvärldsförutsättningarna förändras så att ersättningen till kund kan bli mer konkurrensmässig. Konkurrerande marknader som Svenska kraftnäts frekvensmarknad (som i dagsläget ger mycket högre ersättningsnivåer än vad lokalnätet kan erbjuda) och energiarbitrage, gör att intresset för en kapacitetsmarknad på lokalnätsnivå är avhängigt hur ersättningen står sig mot de alternativa intäktskällor dessa resursägare har åtkomst till. Det är av högsta intresse att se hur flexibla resurser kan erbjudas mot flera marknadsplatser samtidigt.

Telge Elnät ser att det finns en nytta av lokala flexibilitetsresurser, som knyts till en lokal flexibilitetsmarknad, för att avropas vid behov. Någon lokal flexibilitetsmarknad använder sig inte Telge Elnät av ännu, men planer för skapa en sådan finns. Dock behövs förberedelser innan detta kan realiseras. För att kunna veta med god säkerhet var och när kapacitetsbegränsningar uppstår (räknat i MW) i elnätet, behöver nätinformationssystemet utvecklas, så att bl.a. högupplösta lastvärden och spänningsvariationer (från nya generationens elmätare) kan bidra till analysen. Koppling behöver även ske mot Nordpool, då en del av elnätskundernas abonnemang är knutna och styrs utefter timprissättningen på elmarknaden. Samma koppling behöver göras mot Svenska kraftnäts frekvensmarknad. Likaså behöver varje regeländring på elmarknaden bevakas, exempelvis om skattereduktionen för produktion förändras, skulle analyserna behöva justeras.

För att kunderna ska bli medvetna om deras möjlighet ställa sin flexibilitet till förfogande, behöver Telge Elnät kommunicera ut möjligheterna och värdet av denna tjänst.
Sammanfattningsvis finns planer på att realisera en lokal flexibilitetsmarknad inom den redovisade 10-års perioden

2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Telge Elnät hanterar nya effektbehov genom att bygga ut och förstärka elnätet. Med varje investering eftersträvas att nå så stora och mångfacetterade nyttor som möjligt. Samordning med andra aktörer är ofta en nyckelingrediens. Utmaningen ligga ofta i att dimensionera tillräckligt för att kapaciteten ska räcka ur ett 50 års-perspektiv men samtidigt inte överdimensionera för mycket och skapa onödiga mängder nätförluster och kapitalkostnader.

Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat

Telge Elnät investerar både i transformatorkapacitet i befintliga och nya stationer (H9) samt i ledningskapacitet mellan stationerna, för att mildra behoven av nya stationer. Ledningar mellan stationerna kan vidare hålla tillbaka investeringsbehoven under en tid och skapar även en förbättrad redundans i elnätet.

Utöver detta planeras för en rad spänningshöjningar. Här kombineras behoven av att ersätta stora föråldrade nät strax utanför tätort där det samtidigt planeras för stora exploateringar inom nära framtid. Spänningshöjning från 10 kV till 20 kV möjliggör också att kunna knyta samman de olika huvudstationsområdena flexiblare vis och kunna fördela lasten effektivare. Därmed kan kapacitet enklare frigöras på den plats där det finns behov av den.

Det mest kostnadseffektiva alternativet är olika från fall till fall och påverkas av både lokalnätets- och regionnätets beskaffenhet. En viktig aspekt är de längre ledtiderna vid anläggning av nya inmatningspunkter från regionnätet, då ett alternativ många gånger är att förlägga ledningar mellan stationsområdena för att möjliggöra lastförflyttningar över en viss tid.

Vid en förnyelse av elnätet utförs generellt sett en samtidig nätförstärkning. Förnyelsen samordnas i så hög utsträckning som möjligt med uppkomna kundbehov och/eller att infrastrukturprojekt (i t.ex. vägnät) genomförs. Inför en investering genomförs en översyn av kringliggande nätdelar och dess framtida behov, så att dessa behov kan samordnas med ifrågavarande investering.

2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet

För att hantera den effekt som prognosen föreskriver kommer vissa delar av nätet att behöva förstärkas. De arbeten som fordras för att möta upp prognosen speglas av Tabell , och arbetet med dessa är dessa är redan igång i någon form. Om dessa genomförs enligt plan bedöms förutsättningarna för att möte det prognosticerade framtida behovet som goda i största del. Enligt Tabell 6 finns ett behov av flexibilitetsresurser inom H2. Behovet drivs huvudsakligen av den prognostiserade lastökningen till följd av elektrifieringen av fordonsflottan. Prognosen kan dock överskatta det framtida effektbehovet, eftersom andelen elektrifierade fordon har antagits vara proportionell mot antalet kunder anslutna till huvudstationsområdet. Detta speglar inte nödvändigtvis de lokala förutsättningarna, då H2 försörjer ett tätortsområde med en hög andel flerbostadshus och god tillgång till kollektivtrafik, vilket kan innebära ett lägre behov av privat fordonsladdning. En fördjupad analys av effektbehovet kopplat till elfordon per huvudstationsområde pågår därför.

Kundbehoven i exploateringsområdena Mörby, Almnäs och senare Södertuna är svåra att prognosticera. Beroende på vilka verksamheter som väljer att etablera sig kan analysen av nätets förmåga att möta kommande behov (Tabell 2) förändras, och därmed behov av nätinvesteringar. Telge Elnät följer därför utvecklingen noga.

Flexibla resurser förväntas i dagsläget spela en begränsad roll i förmågan att möta effektprognosen till 2034.

Hela ovanstående analys baserar sig på att fjärrvärmenäten i kommunerna består och tjänar sitt syfte. Fjärrvärmen bär under vintertid en värmelast som, elektriskt, bedöms uppgå 70 MW. Om denna effekt skulle behöva bäras av elnätet förändras förutsättningarna drastiskt.