

Nätutvecklingsplan

Rapport gällande: Härnösand Elnät AB

Innehållsförteckning

1. UPPGIFTER OM FÖRETAGET OCH FÖRETAGETS ELNÄT	3
1.1. UPPGIFTER OM FÖRETAGET	3
1.2. UPPGIFTER OM FÖRETAGETS ELNÄT.....	3
1.3. KARTA ÖVER OMRÅDET DÄR FÖRETAGET BEDRIVER NÄTVERKSAMHET.....	5
2. BEHOV AV ÖVERFÖRINGSKAPACITET I ELNÄTET	6
2.1. REDOGÖRELSE FÖR FÖRETAGETS PROGNOSSARBETE	6
2.1.1. Nuläge F1 Murberget & F2 Kronholmen.....	6
2.1.2. Nuläge F3 Geresta	8
2.1.3. Nuläge F4 Saltvikshöjden 10 kV, F4 Saltvikshöjden 40 kV/F7 Utansjö 40 kV.....	9
2.1.4. Nuläge Delområde 1 & Delområde 2.....	10
2.1.5. Nuläge hela Härnösand Elnät koncessionsområde.....	12
2.2. PROGNOIS FÖR BEHOVET AV ÖVERFÖRINGSKAPACITET I ELNÄTET 2025-2034.....	13
2.3. SYSTEMETS NUVARANDE FÖRMÅGA ATT MÖTA PROGNOSEN.....	16
3. PLANERADE INVESTERINGAR OCH ALTERNATIVA LÖSNINGAR	17
3.1. FÖRETAGETS TILLVÄGAGÅNGSSÄTT VID PLANERING AV ÅTGÄRDER	17
3.1.1. Risk och sårbarhetsanalys.....	17
3.1.2. Kundanslutningar	17
3.1.3. Effektprognos för mottagningsstationerna	17
3.1.4. Lagkrav och föreskrifter.....	17
3.1.5. Regulatorisk värdetillväxt	17
3.2. PLANERADE INVESTERINGAR	18
3.2.1. Kompletterande information om planerade investeringar.....	18
3.3. BEHOV AV FLEXIBILITETSTJÄNSTER OCH ANDRA RESURSER	19
3.3.1. Det förväntade behovet.....	19
3.3.2. Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna.....	19
3.3.3. Omdirigering.....	19
4. FÖRETAGETS BEDÖMNING OM DE PLANERADE ÅTGÄRDerna FÖR PERIODEN 2025-2034 MÖTER BEHOVET	19
5. SAMRÅD	20
6. REFERENSER	22

1. Uppgifter om företaget och företagens elnät

1.1. Uppgifter om företaget

Företagsnamn	Härnösand Elnät AB
Organisationsnummer	556133-3328
Kontaktpersoner	Mårten Lundqvist, Elin Dahlqvist
E-post	marten.lundqvist@hemab.se elin.dahlqvist@hemab.se
Telefonnummer	0611-55 75 00
Länk till nätutvecklingsplan som delats inför samråd	
Länk till information om samrådet	
Länk till slutlig nätutvecklingsplan	
Länk till samrådsredogörelse	
Bilagor	-
Kartbilagor	-

1.2. Uppgifter om företagens elnät

Härnösand Elnät bedriver elnätsverksamhet i Härnösands kommun. Härnösand Elnät har tillstånd att bedriva nätverksamhet upp till 20 kV, men har även linjekoncessioner på 40 kV och 130 kV inom området.

Härnösand Elnät försörjer drygt 14 000 anläggningar, årligen omsätter nätet drygt 330-340 GWh, med en topp effekt om 55-60 MW. Abonnemanget mot överliggande nät är i normalt driftläge fördelat på tre inmatningspunkter och uppgår till 62,5 MW + 10 MW reserv. Merparten av kunderna utgörs av hushåll och mindre verksamheter, men vissa större förbrukare och producenter finns i nätet.

Härnösand Elnät har cirka 1028 km lågspänningsledning, varav 245 km isolerad luftledning och 783 km jordkabel. Avseende högspänningsledningar har företaget ledningar på spänningsnivåerna 10, 20, 40 och 130 kV. Av dessa högspänningsledningar är 55 km oisolerad luftledning, 75 km isolerad luftledning och 542 km jordkabel.

Vi har fem gränspunkter mot överliggande nätägare (EON):

EON 130 kV matar F1 Murberget, vidare till F2 Kronholmen

Inmatningspunkt vid F1 Murberget, transformering till 10 kV samt utgående 130 kV-ledning till F2 Kronholmen som ägs av Härnösand Elnät.

EON 130 kV matar F3 Geresta

Inmatningspunkt F3 Geresta, Härnösand Elnät äger inkommande 130 kV-ledning närmast F3 Geresta.

EON 130 kV matar F4 Saltvikshöjden

Inmatningspunkt F4 Saltvikshöjden, transformering från 130 kV till 10 kV samt 130 kV till 40 kV

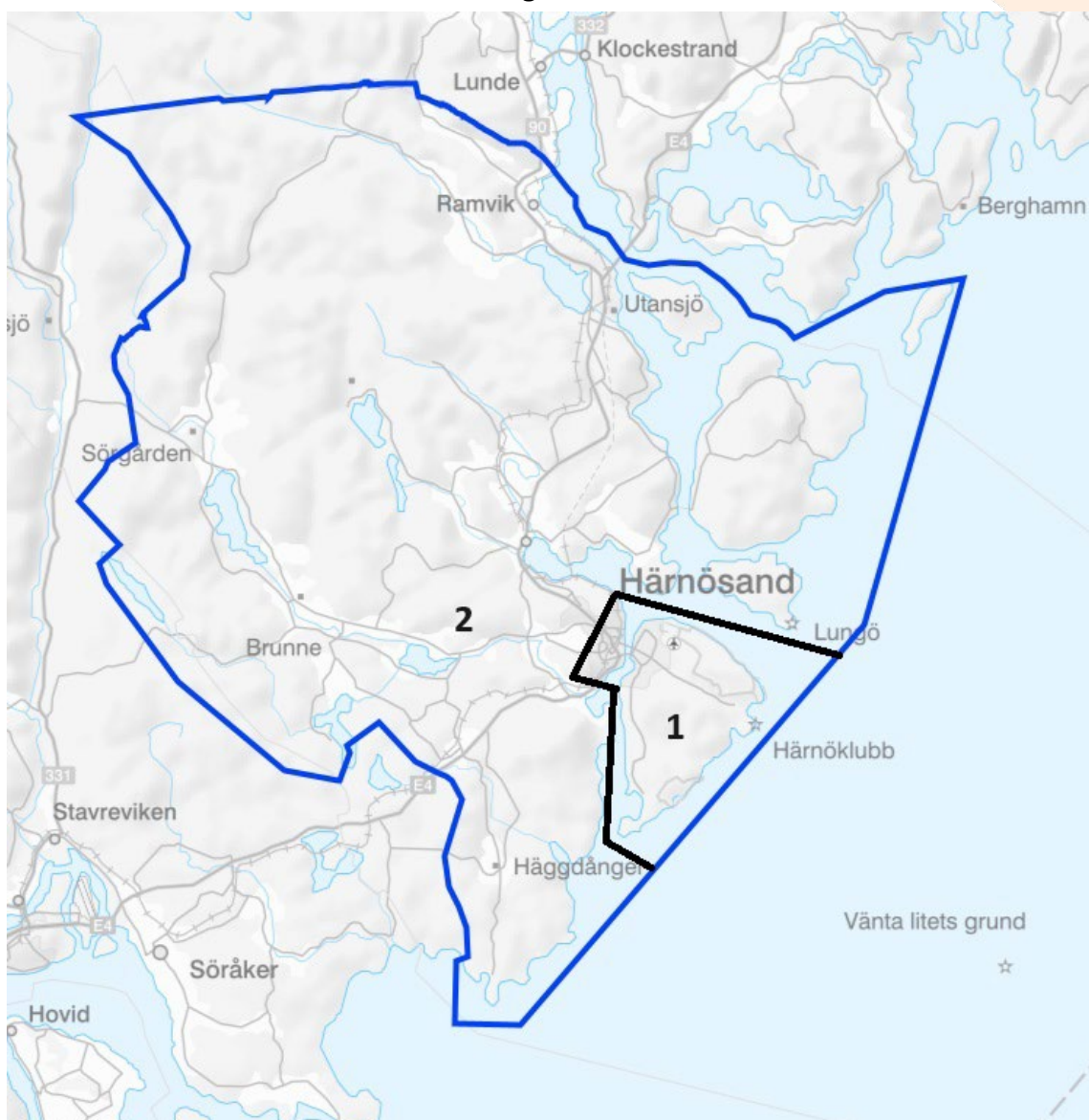
EON 130 kV matar F7 Utansjö

Inmatningspunkt F4 Saltvikshöjden, transformering från 130 kV till 40 kV.

Stormon vindkraftpark ansluten till EONs station Möckelsjö

Inmatningspunkt Möckelsjö, Härnösand Elnät äger kablar mellan vindkraftparken och EONs station.

1.3. Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet



Figur 1. Härnösand Elnäts koncessionsområde, uppdelat i delområden 1 och 2

Delområde 1 utgörs av mottagningsstationerna F1 Murberget, F2 Kronholmen och F3 Geresta. Detta omfattar till störst del stadsnät på 10 kV samt 0,4 kV. Inom området finns även linjekoncession på 130 kV.

Delområde 2 utgörs av mottagningsstationerna F4 Saltvik och F7 Utansjö. Detta omfattar både stads- och landsbygdsnät på 10 kV samt 0,4 kV. Inom området finns även linjekoncession på 40 kV.

Stormon vindkraftpark exkluderas då den är ansluten direkt mot överliggande nätägare.

2. Behov av överföringskapacitet i elnätet

2.1. Redogörelse för företagets prognosarbete

Effektprognoser för nätet har gjorts enligt Energiforsks publikation 2024-1006 [1]. Prognoserna är tänkta att spegla effektutvecklingen till följd av pågående anslutningsärenden, kommunala utvecklingsplaner och elektrifiering av fordonsflottan.

Metoden utgår från historiska effekter för att approximera det högsta förväntade effektbehovet för varje mottagningsstation, exkluderat Stormon vindkraftpark då den är ensam ansluten mot överliggande nät. Denna högsta förväntade effekt blir dimensionerande. Approximeringen är baserad på hur lasten varierar med temperatur, där den dimensionerande temperaturen är satt till -24 grader celsius.

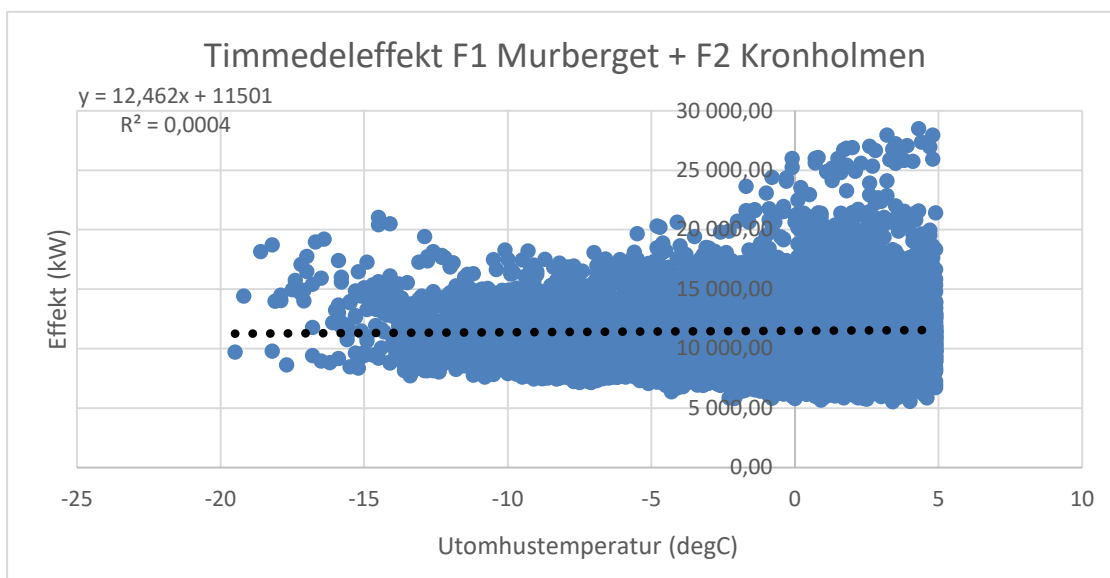
Till denna dimensionerande effekt adderas sedan förväntad utveckling baserat på pågående anslutningar, kommunala utvecklingsplaner och antaganden kring elektrifiering av fordonsflottan. Ökningen av effekt till följd av dessa har delats in i tre scenarion, lägsta scenariot, förväntat scenario och högsta scenariot.

Större punktlaster som på grund av sin storlek inte kan anslutas till det befintliga nätet exkluderas ur prognoserna då dessa är svåra att förutse. Dessa typer av laster kommer dessutom sannolikt kräva att nya mottagningsstationer byggs, varför de bedöms som olämpliga att inkludera i prognoserna för befintliga mottagningsstationer. Dessa förfrågningar blir ytterst en fråga huruvida det finns kapacitet i överliggande nät snarare än om kapacitet finns i det befintliga nätet vi råder över.

Det övergripande prognosarbetet tar enbart hänsyn till effekter på mottagningsstationsnivå. Att medge en anslutning kan fortfarande kräva betydande investeringar trots att kapacitet finns i aktuell mottagningsstation.

2.1.1. Nuläge F1 Murberget och F2 Kronholmen

Nuläget för denna inmatningspunkt beskrivs enligt nedan:



Figur 2. Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för inmatningspunkt Murberget med trendlinje för att illustrera temperaturberoendet. Data från 2021-2023

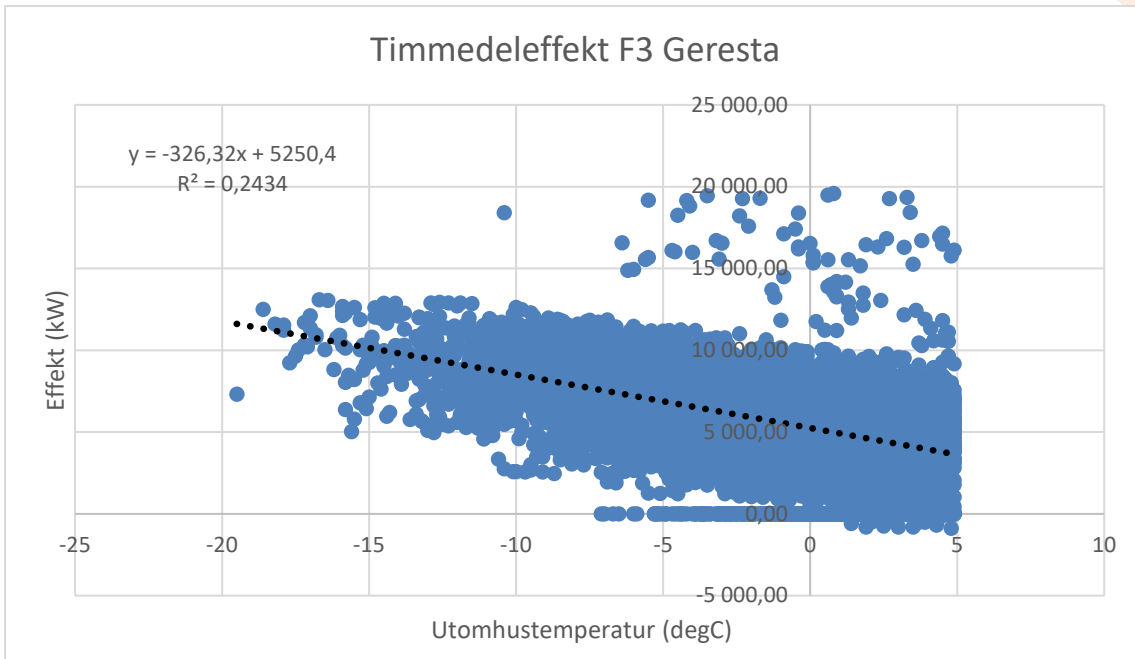
I dagsläget finns bara en mätpunkt mot överliggande för stationen, vilket gör att andelen som tillskrivs F1 Murberget samt F2 Kronholmen har fått approximeras. De dimensionerande effekterna redovisas i Tabell 1.

Tabell 1. Dimensionerande effekter för F1 Murberget och F2 Kronholmen

Högsta uppmätta effekt	28,5 MW
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	4,3 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effektökning	12,5 kW/degC
Dimensionerande effekt F1 + F2	28,8 MW
Dimensionerande effekt F1 Murberget	10 MW
Dimensionerande effekt F2 Kronholmen	18,8 MW

2.1.2. Nuläge F3 Geresta

Nuläget för denna inmatningspunkt beskrivs nedan:



Figur 3. Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för inmatningspunkt Geresta med trendlinje för att illustrera temperaturoberoendet. Data från 2021-2023

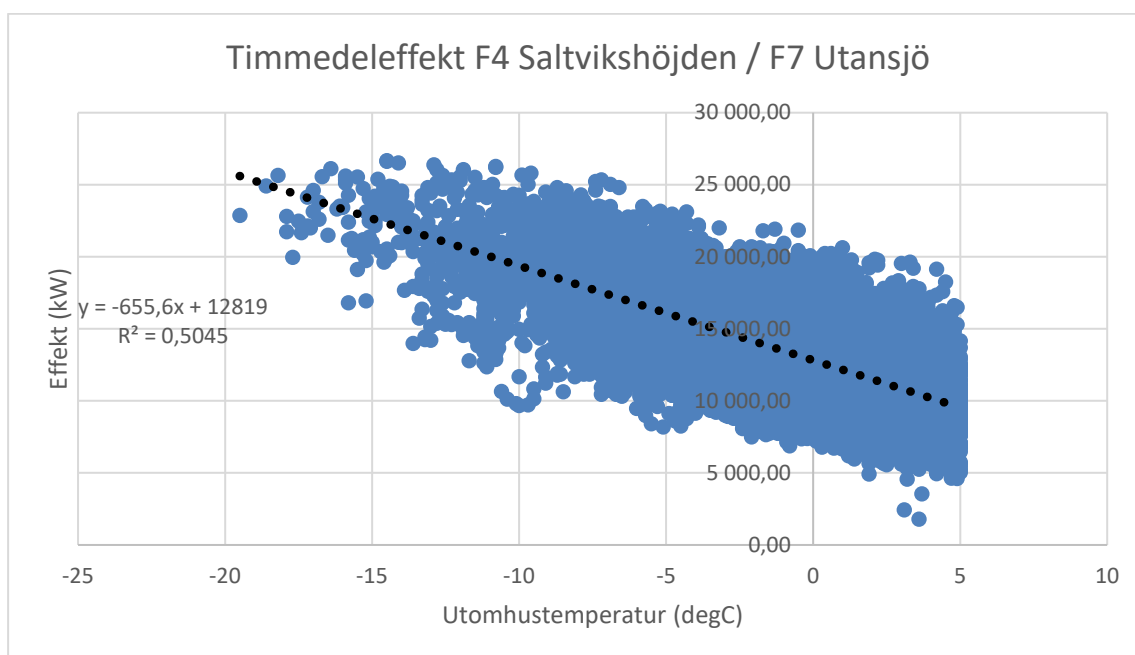
Den dimensionerande effekten redovisas i Tabell 2

Tabell 2. Dimensionerande effekt för F3 Geresta

Högsta uppmätta effekt	19,6 MW
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	0,8 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturoberoende effektökning	326 kW/degC
Dimensionerande effekt	27,7 MW

2.1.3. Nuläge F4 Saltvikshöjden 10 kV, F4 Saltvikshöjden 40 kV/F7 Utansjö 40 kV

Nuläget för denna inmatningspunkt beskrivs nedan:



Figur 4. Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för inmatningspunkt Saltvikshöjden med trendlinje för att illustrera temperaturberoendet. Data från 2021-2023

I dagsläget finns bara en mätpunkt mot överliggande för stationen, vilket gör att andelen som tillskrivs F4 Saltvikshöjden 10 kV samt F4 Saltvikshöjden 40 kV har fått approximeras. De dimensionerande effekterna redovisas i Tabell 3. Den dimensionerande effekten för F4 Saltvikshöjden 40 kV är densamma som för F7 Utansjö.

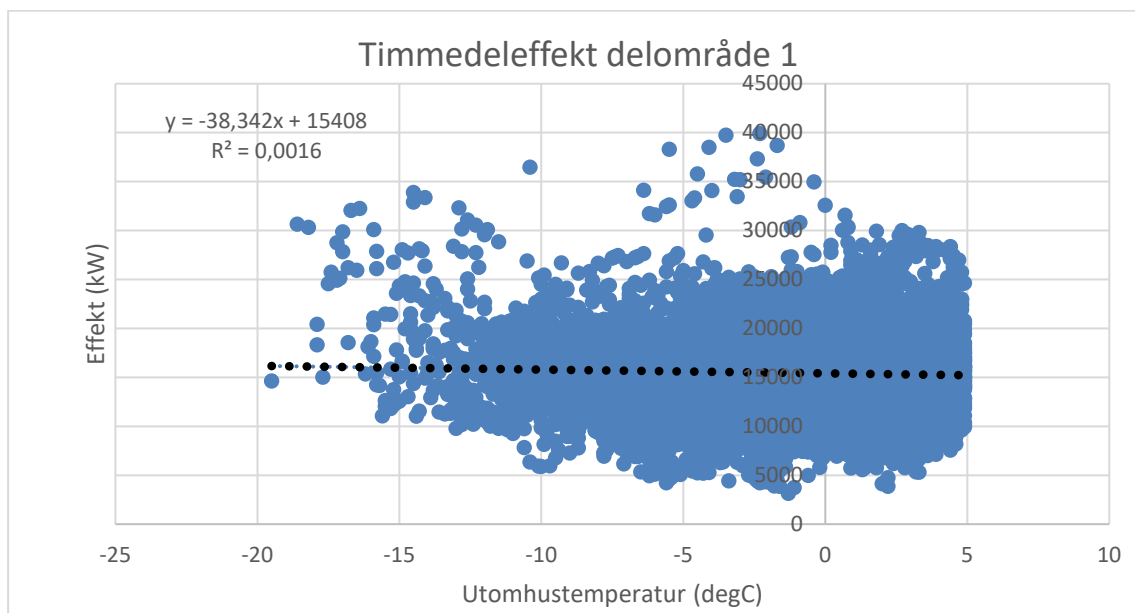
Tabell 3. Dimensionerande laster för F4 Saltvikshöjden

Högsta uppmätta effekt	26,6 MW
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	-14,5 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effektökning	656 kW/degC
Dimensionerande effekt 10 kV + 40 kV	33 MW
Dimensionerande effekt F4/F7 40 kV	21 MW
Dimensionerande effekt F4 10 kV	12 MW

2.1.4. Nuläge Delområde 1 & Delområde 2

Precis som för mottagningsstationerna för sig kan samma prognos göras aggregerat per delområde. Den totala summan för nätet blir något lägre än mottagningsstationerna enskilt på grund av sammanlagringseffekter. Sammanlagringsfaktorer kan uppskattas genom att jämföra de maximala uppmätta värdena för delområdet som helhet med summering av de ingående mottagningsstationernas maximala värden. Dessa sammanlagringsfaktorer kan sedan användas för att approximera hur det totala behovet för delområdena kommer förändras framgent.

Nuläget för delområde 1 presenteras i Figur 5.



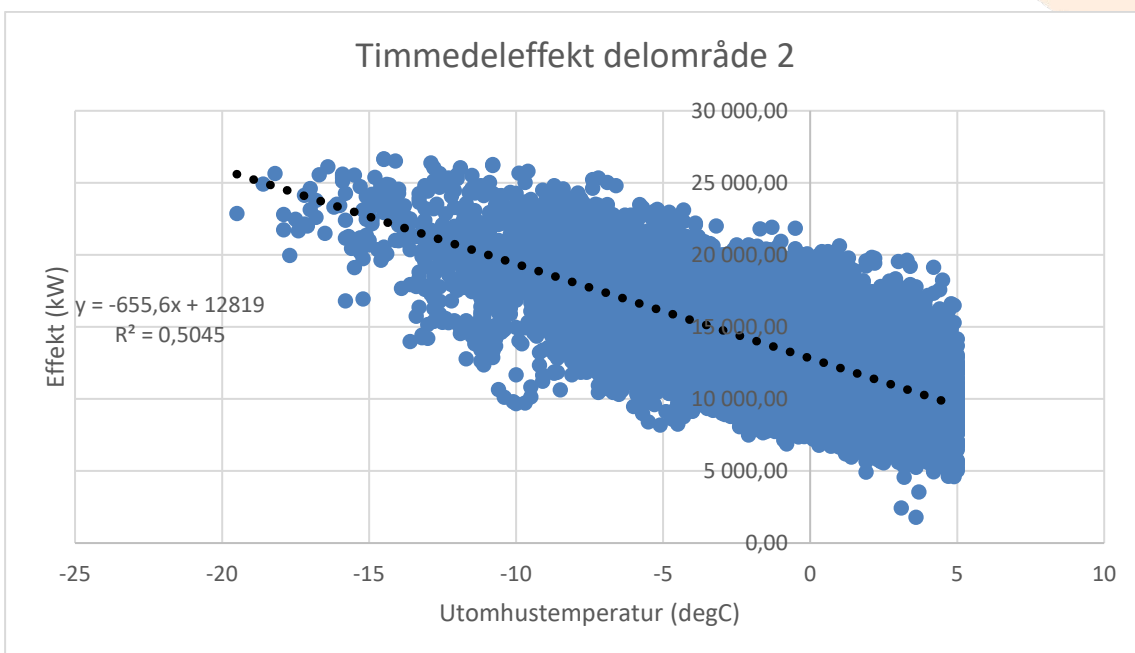
Figur 5. Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för delområde 1 med trendlinje för att illustrera temperaturberoendet. Data från 2021-2023

Den dimensionerande effekten för delområde 1 presenteras i Tabell 4.

Tabell 4. Dimensionerande effekt för delområde 1 samt sammanlagringsfaktor för underliggande mottagningsstationer

Högsta uppmätta effekt	39,9 MW
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	-2,3 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effektökning	38,3 kW/degC
Dimensionerande effekt delområde 1	40,7 MW
Sammanlagd dimensionerade effekt mottagningsstationer	56,1 MW
Sammanlagringsfaktor underliggande mottagningsstationer till delområde 1	0,73

Nuläget för delområde 2 presenteras i Figur 6.



Figur 6. Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för delområde 2 med trendlinje för att illustrera temperaturberoendet. Data från 2021-2023

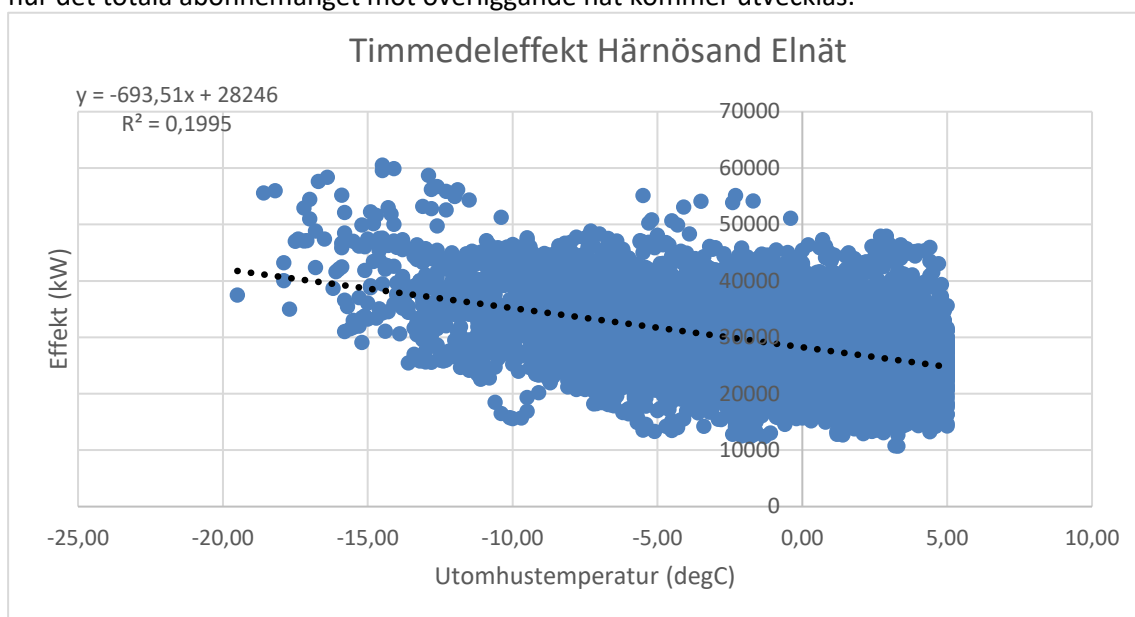
Den dimensionerande effekten för delområde 2 presenteras i Tabell 5.

Tabell 5. Dimensionerande effekt för delområde 2 samt sammanlagringsfaktor för underliggande mottagningsstationer

Högsta uppmätta effekt	26,6 MW
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	-14,5 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effekttökning	656 kW/degC
Dimensionerande effekt delområde 2	33 MW
Dimensionerande effekt F4/F7	33 MW
Sammanlagringsfaktor underliggande mottagningsstationer till delområde 2	1

2.1.5. Nuläge hela Härnösand Elnät koncessionsområde

Precis som för områdena kan nätet som helhet prognosticeras aggregerat. Detta ger en bild av hur det totala abonnemanget mot överliggande nät kommer utvecklas.



Figur 7. . Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för Härnösand Elnäts koncessionsområde med trendlinje för att illustrera temperaturberoendet. Data från 2021-2023

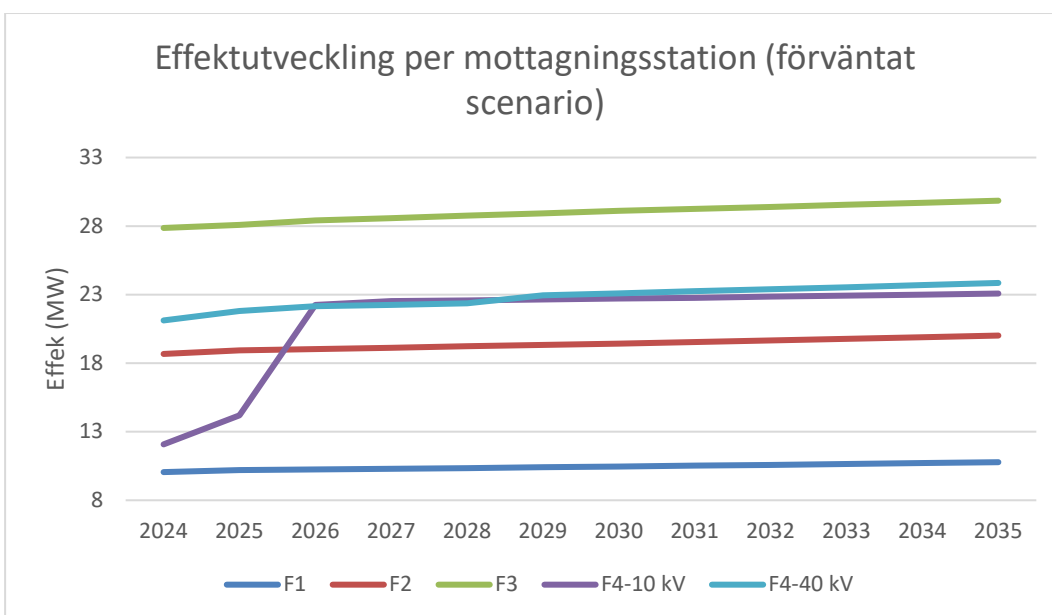
Den dimensionerande effekten för det totala abonnemanget mot överliggande nät redovisas i Tabell 6.

Tabell 6. Dimensionerande effekt för Härnösands Elnäts koncessionsområde samt sammanlagringsfaktor för underliggande mottagningsstationer.

Högsta uppmätta effekt	60,5 MW
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	-14,5 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effektökning	694 kW/degC
Dimensionerande Effekt	67,1 MW
Summerad dimensionerande effekt mottagningsstationer	89,4 MW
Sammanlagringsfaktor underliggande mottagningsstationer till koncessionsområde	0,75

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

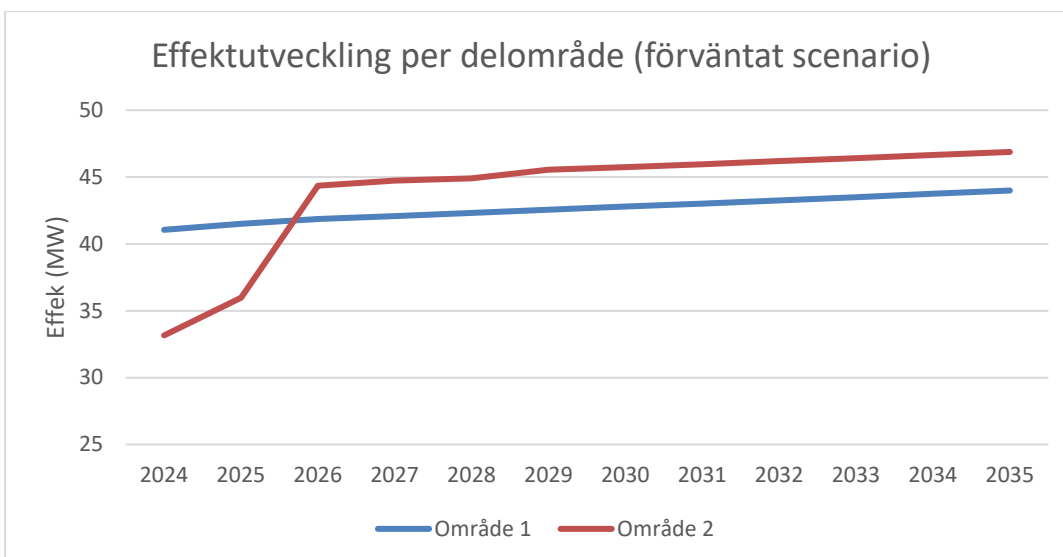
Den prognosticerade effektutvecklingen per mottagningsstation i det förväntade scenariot visas i Figur 8.



Figur 8. Prognosticerad effektutveckling per mottagningsstation i förväntat scenario

Prognosen visar en försiktig ökning av effekt för samtliga mottagningsstationer undantaget F4-10 kV där en större ökning är prognosticerad.

Den prognosticerade effektutvecklingen aggregerat per område i det förväntade scenariot visas i Figur 9.



Figur 9. Prognosticerad effektutveckling per delområde i förväntat scenario.

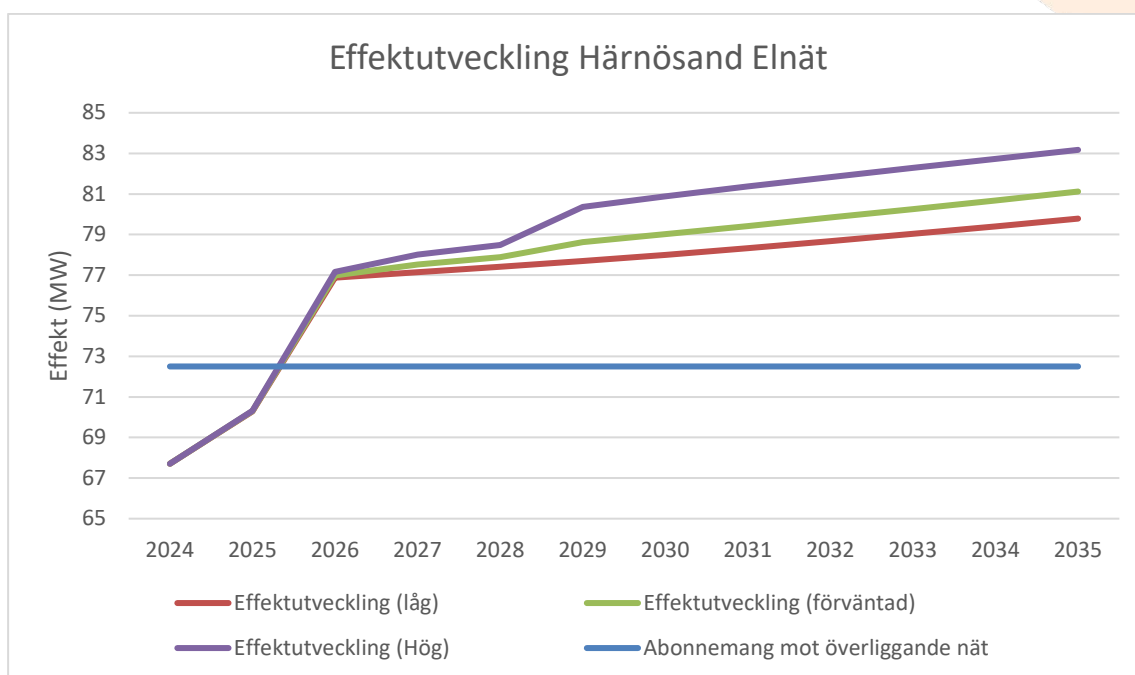
Prognosen visar att utvecklingen i område 2 är stor i närtid, därefter förväntas ökningen plana ut.

Effektökningen beskrivs även i Tabell 7

Tabell 7. Prognosticerad effektutveckling per delområde i förväntat scenario

År	Effekt delområde 1	Effekt delområde 2
2025	42	33
2026	42	36
2027	42	44
2028	42	45
2029	43	45
2030	43	46
2031	43	46
2032	43	46
2033	43	46
2034	44	47

Prognoserna för effektutvecklingen i nätet som helhet visas i Figur 10.



Figur 10. Prognosticerad effektutveckling för Härnösand Elnäts koncessionsområde i scenarion låg, förväntad respektive hög

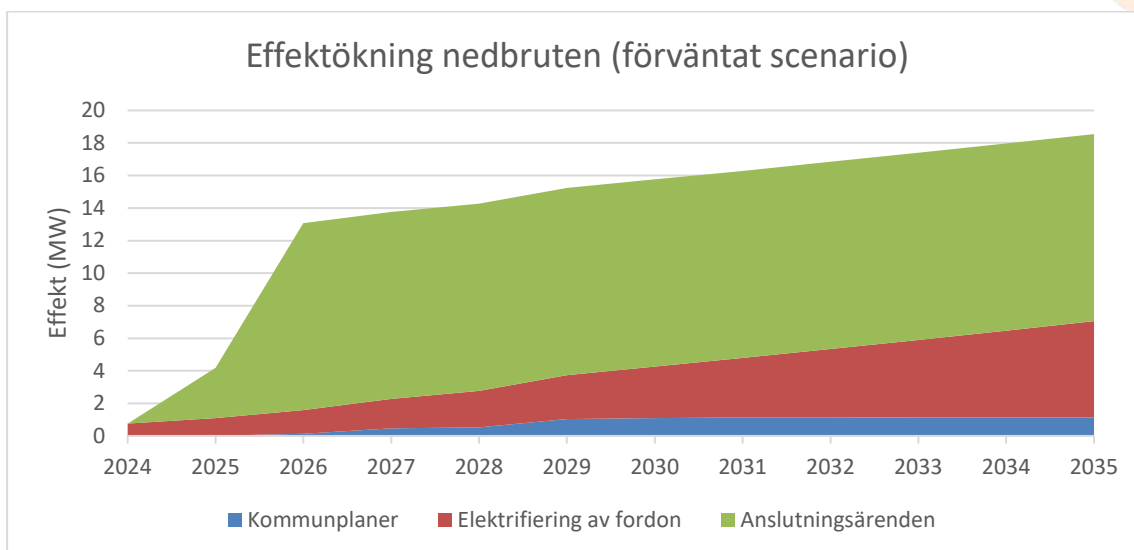
Prognosen visar att abonnemanget mot överliggande nät behöver utökas betydligt i närtid. Därefter bedöms effektutvecklingen vara långsammare.

Den prognosticerade effektökningen beskrivs även i Tabell 8

Tabell 8. Prognosticerat effektbehov för Härnösand Elnäts koncessionsområde perioden 2025-2034 för tre scenarion

År	Effekt (låg), MW	Effekt (förväntad), MW	Effekt (hög), MW
2025	68	68	68
2026	70	70	70
2027	77	77	77
2028	77	78	78
2029	77	78	78
2030	78	79	80
2031	78	79	81
2032	79	79	81
2033	79	80	82
2034	79	81	82

Hur den prognosticerade effektökningen fördelas mellan pågående anslutningsärenden, kommunala planer samt elektrifiering av fordonssflottan visas i Figur 11.



Figur 11. Ackumulerad effektökning på grund av anslutningsärenden, elektrifiering av fordon samt anslutningsärenden i det förväntade scenariot

Figuren visar att den största förväntade effektökningen finns i redan pågående större anslutningar.

2.3. Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

På mottagningsstations-nivå så ser det nuvarande systemet ut att kunna möta prognosen, förutsatt att utökning av abonnemang mot överliggande nät medges. Dock så bedömer vi att åtgärder kommer krävas i underliggande nät för att hantera lokala variationer. Anslutning av större punktlaster är både svåra att förutse och kommer sannolikt betyda att nya mottagningsstationer behöver byggas. Därför har dessa inte inkluderats i prognosen.

3. Planerade investeringar och alternativa lösningar

3.1. Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder

3.1.1. Risk och sårbarhetsanalys

Nätets samtliga risker sett till leveranssäkerhet sammanställs i en Risk- och sårbarhetsanalys enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter. Dessa risker blir, beroende på hur allvarliga de bedöms vara, föremål för investeringsprojekt av olika slag.

3.1.2. Kundanslutningar

Kunder som önskar ansluta sig till vårt nät leder ofrånkomligen till att vi måste bygga nytt elnät. Omfattningen varierar givetvis med önskad effekt och anslutningens geografiska läge. Större anslutningar kan även påverka möjligheterna till reservmatning för befintliga anslutningar, vilket kan föranleda till att investeringar i 10 kV-nätet blir nödvändiga för att bibehålla leveranssäkerheten och leveranskvaliteten i samband med att anslutningen medges.

3.1.3. Effektprognos för mottagningsstationerna

Effektprognoser på mottagningsstationsnivå görs för att planera eventuella byten av större transformatorer och utökningar av abonnemang mot överliggande nätägare.

3.1.4. Lagkrav och föreskrifter

Nya lagkrav och/eller föreskrifter kan leda till att vi behöver göra investeringar. Exempelvis har samtliga elmätare hos slutkunder bytts ut på grund av krav gällande mätarens funktion och införandet av kvartsavräkning.

3.1.5. Regulatorisk värdetillväxt

Vid samtliga planerade investeringar tas hänsyn till nätets ålder. Syftet med detta är att bibehålla vår intjäningsförmåga. Vår ambition är dock aldrig att byta ut nätdelar enbart på grund av detta, men det är en faktor som vägs in i varje investeringsbeslut.

3.2. Planerade investeringar

Tabell 9. Planerade investeringar till och med år 2034

Delområde	Projektbenämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
1	Slingförstärkningar under F2 Kronholmen	Utbyte av 10 kV-kablar samt lågspänning i samma stråk	Lokal kapacitetshöjning	4 - Påbörjad	2025-2026
1	Slingförstärkningar under F3 Geresta	Utbyte av 10 kV-kablar samt lågspänning i samma stråk	Lokal kapacitetshöjning	4 - Påbörjad	2024-2025
2.	Transformatorbyte F1 Murberget	Utbyte av 130/10 kV-transformator F1 Murberget	Kapacitetshöjning, byte av föråldrad utrustning.	1 - Planerad	2027
2	Slingförstärkningar under F4 Saltvikshöjden	Utbyte av 10 kV-kablar samt lågspänning i samma stråk	Lokal kapacitetshöjning	1 - Planerad	2025/2026
2	Anslutning av större förbrukare	Anslutning av större förbrukare till befintlig mottagningsstation F4 Saltvikshöjden	Anslutning av ny kund	4 - Påbörjad	2025
2	Anslutning av större batterilager	Anslutning av större batterilager till befintlig mottagningsstation F4 Saltvikshöjden	Anslutning av ny kund	1 - Planerad	2025-2026
2	Transformatorbyte F7 Utansjö	Utbyte av 40/10 kV transformator	Lokal kapacitetshöjning	1 - Planerad	2026

3.2.1. Kompletterande information om planerade investeringar

3.3. Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

3.3.1. Det förväntade behovet

Tabell 10. Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i MW per delområde

Delområde	0-2 år	3-5 år	6-10 år
1	0	0	0
2	0	0	0

Då vi inte har fått indikationer om begränsningar från överliggande nät kring abonnemangsutökning, undantaget större punktlaster, så ser vi idag inget behov av flexitjänster på kort och medellång sikt. De flaskhalsar som förväntas uppstå är av mer lokal karaktär än hos fördelningsstationerna.

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

3.3.3. Omdirigering

Härnösand Elnät använder sig inte av omdirigering och har inga planer att göra det.

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

Vår bedömning är för närvarande att de planerade åtgärderna kommer möta det prognosticerade behovet.

5. Samråd

Enligt bestämmelserna i ellagen ska distributionsnätsföretag (elnätsföretag), ta fram en plan för hur nätverksamheten ska utvecklas, en så kallad nätutvecklingsplan. Denna plan ska offentliggöras och lämnas in till Energimarknadsinspektionen (Ei). Bestämmelserna om att elnätsföretag ska ta fram en nätutvecklingsplan är en del av genomförandet av det europeiska elmarknadsdirektivet.

Vad är nätutvecklingsplaner?

I elmarknadsdirektivet finns angivet att elnätsföretag ska offentliggöra och lämna in nätutvecklingsplaner till tillsynsmyndigheten minst vartannat år. Planerna ska bland annat innehålla information om elnätets utveckling på kort och lång sikt, med särskild tonvikt på infrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny last.

Nätutvecklingsplanen ska också omfatta användningen av efterfrågeflexibilitet och andra resurser som nätägaren kan använda som ett alternativ till att bygga nya ledningar. Elnätsföretag ska ta fram planerna i samråd med berörda systemanvändare och transmissionsnätsföretag. Berörda systemanvändare kan exempelvis vara, men är inte begränsat till, kommuner, regioner, elproducenter, slutkunder, leverantörer av flexibilitetstjänster och angränsande nätföretag.

Omständigheterna kan ändras och nätutvecklingsplanerna kan därför inte alltid följas som planerat. Det är därför motiverat att planerna inte är juridiskt bindande. Det kommer även vara möjligt att ändra nätutvecklingsplanen

Syftet med nätutvecklingsplaner

- Underlätta integreringen av anläggningar som producerar el från förnybara energikällor, främja utvecklingen av energilagringsanläggningar och elektrifieringen av transportsektorn samt ge systemanvändarna tillräcklig information om planerade utbyggnader och uppgraderingar av elnätet.
- Bidra till transparens om var det finns möjlighet att ansluta för att tidigt fånga upp om elnäten behöver utvecklas för att möta behoven framåt.
- Säkerställa att distributionsnätsföretagen gör en långsiktig och transparent planering samt att samarbete sker mellan företagen och transmissionsnätsföretag respektive berörda systemanvändare.
- Vara ett verktyg i arbetet med elektrifieringen och energiplaneringen för att uppnå Sveriges energi- och klimatmål. Elektrifieringen förutspås innebära en betydande ökning av elanvändningen och det är angeläget att nätutvecklingsplanerna bidrar med nytta för de aktörer som är mottagare av planerna, exempelvis kopplat till regeringens satsning på regional energiplanering.
- Vara ett viktigt verktyg för elnätsföretagen att uppskatta sitt behov av flexibilitetstjänster på medellång och lång sikt, samt att transparensen hjälper dem som kan bidra med dessa tjänster att veta i vilken utsträckning den här typen av tjänster kommer att efterfrågas.
- Omfatta användningen av efterfrågeflexibilitet, energieffektivitet, energilagringsanläggningar och andra resurser som distributionsnätsföretaget planerar att använda som ett alternativ till en utbyggnad av systemet.

Härnösand Elnät AB:s handlingar till samrådet:

Härnösand Elnät AB:s Preliminära nätutvecklingsplan

Frågor eller synpunkter

Mottages via mail till marten.lundqvist@hemab.se

6. Referenser

- [1] Energiforsk, "Effektprognos - En lathund för lokalnätbolag," Energiföretagen Sverige, Stockholm, 2024.