

Nätutvecklingsplan

Lerum Nät AB
2025–2034



Ändringsförteckning

Ver	Datum	Ändringsbeskrivning	Orsak till ändring	Ändrad av	Godkänd av
0	24-09-10	Första utgåva		Gabriel Broman	Frida Vänder
1	24-12-16	Samrådsredogörelse	Redovisning av samråd	Frida Vänder	Anders Zetterman

Sweco Sverige AB
Uppdrag

556767-9849
Nätutvecklingsplan Lerum Energi
2025-2034

Kund
Upprättad av

Lerum Energi
Gabriel Broman
Emilie Andersson
Andrea Pettersson
Magnus Linden

Datum

2024-09-10

Innehållsförteckning

1	Uppgifter om företaget och företagens elnät	6
1.1	Uppgifter om företaget	6
1.2	Uppgifter om företagens elnät.....	6
1.2.1	Abonnemang mot överliggande nät.....	7
1.2.2	Översiktskarta.....	7
2	Behov av överföringskapacitet i elnätet.....	9
2.1	Redogörelse för företagens prognosarbete	9
2.1.1	Lerum kommun.....	9
2.1.2	Länsstyrelse samt Region	10
2.1.3	Aktörer inom industri.....	10
2.1.4	Energilagring.....	10
2.1.5	Produktion.....	10
2.1.6	Elektrifiering av trafik	14
2.1.7	Redogörelse för metod vid prognosarbetet	14
2.2	Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034.....	15
2.2.1	Estimerad topplast 2023	15
2.2.2	Prognos för 2030	18
2.2.3	Prognos för 2034	19
2.2.4	Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet.....	20
2.3	Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	21
3	Planerade investeringar och alternativa lösningar	22
3.1	Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder	22
3.1.1	Redogörelse för valet av investeringar	22
3.1.2	Redogörelse av det mest kostnadseffektiva alternativet	22
3.2	Planerade investeringar	23
3.2.1	Kompletterande information om planerade investeringar.....	23
3.3	Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser	24
3.3.1	Förväntat flexibilitetsbehov	24
3.3.2	Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna.	26
3.3.3	Omdirigering	27
4	Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025–2034 möter behovet.....	28
5	Samråd	29
6	Referenser.....	30

Bakgrund

Nätutvecklingsplaner ska skapa transparens vad gäller de flexibilitetstjänster som behövs på medellång och lång sikt och ange planerade investeringar under de kommande fem till tio åren, med särskild tonvikt på den huvudsakliga distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny förbrukning, inklusive laddstationer för elfordon. [1] Detta för att underlätta integreringen av anläggningar som producerar el från förnybara energikällor, främja utvecklingen av energilagringsanläggningar och elektrifieringen av transportsektorn. [2]

Nätutvecklingsplanen skall baseras på Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om nätutvecklingsplaner, EIFS 2024:1. För att ge stöd och harmonisera innehållet i nätutvecklingsplanerna för perioden 2025–2034 har Energimarknadsinspektionen även tagit fram ett vägledande dokument. [3] En viktig del i nätutvecklingsplanerna handlar om att prognostisera framtida lasttillväxt i nätområdet, där hämtas stöd i den lathund för effektprognoser som tagits fram genom Energiforsk "Effektprognos - en lathund för lokalnätbolag". [4]

1 Uppgifter om företaget och företagens elnät

1.1 Uppgifter om företaget

Tabell 1. Uppgifter om företaget

Företagsnamn	Lerum Nät AB
Organisationsnummer	556109-3955
Kontaktperson(er)	Frida Vänder
E-post	natutvecklingsplan@lerumenergi.se
Telefonnummer	0302-558 50
Länk till nätutvecklingsplan som delats inför samråd	https://www.lerumenergi.se/Elnat/Natutvecklingsplan
(preliminär nätutvecklingsplan)	https://www.lerumenergi.se/Elnat/Natutvecklingsplan
Länk till information om samrådet	https://www.lerumenergi.se/Elnat/Natutvecklingsplan
Länk till slutlig nätutvecklingsplan	https://www.lerumenergi.se/Elnat/Natutvecklingsplan
Länk till slutlig samrådsredogörelse	https://www.lerumenergi.se/Elnat/Natutvecklingsplan
Bilagor	Inga bilagor
Kartbilagor	Inga kartbilagor

1.2 Uppgifter om företagens elnät

Lerum Nät AB (LENAB) är ett lokalt elnätsbolag och ett dotterbolag till Lerum Energi AB som ägs av Lerums kommun i Västergötland. LENAB:s elnätsområde täcker i princip hela Lerums kommun utom de nordligaste delarna.

LENAB äger endast lokalnät, som till största delen består av landsbygdsnät om 20/0,4 kV, samt till viss del om 10/0,4 kV. Nätet har två inmatningspunkter från Vattenfall Eldistributions regionnätstationer.

I LENAB:s nät finns det utöver mikroproduktion i form av solceller även mindre produktionsanläggningar i form av vattenkraftverk (totalt 3,6 MW) i Säveån.

Delområden

Elnätet har delats in i två delområden, M1 och M4. Samtliga elnätsområden ligger i Lerums kommun i Västra Götalands län.

1.2.1 Abonnemang mot överliggande nät

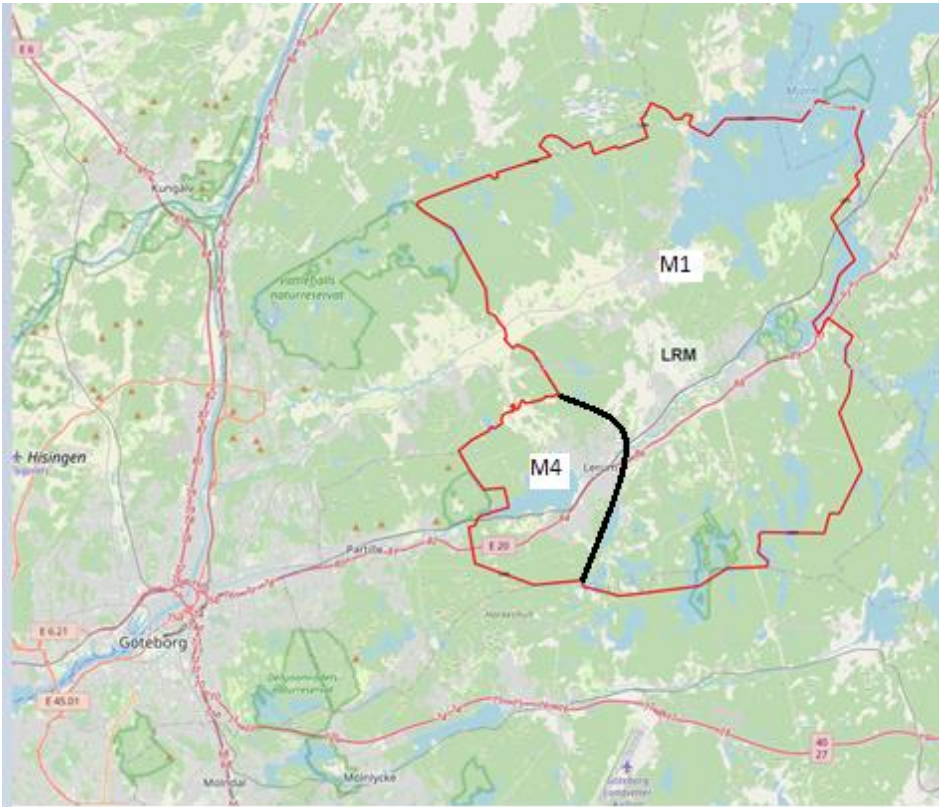
LENAB:s två anslutningspunkter mot överliggande nät är till Vattenfall Eldistributions 130 kV nät. Mottagningsstationerna är båda på 130/20 kV. Uttagsabonnemang mot Vattenfalls överliggande regionnät visas i Tabell 2.

Tabell 2. Uttagsabonnemang mot överliggande regionnät.

Anslutningspunkt	Beskrivning	Abonnerad effekt (uttag) [MW]	Försörjer
Totalt LENAB		70	
M1	20 kV	50	Östra Lerum
M4	20 kV	20	Västra Lerum/Tätort

1.2.2 Översiktskarta

I Figur 1 visas en översiktskarta över LENAB:s koncessionsområde. Området består till majoriteten av det geografiska området för Lerum kommun.



Figur 1. Översiktskarta med koncessionsområdet tillhörande Lerum Nät AB

2 Behov av överföringskapacitet i elnätet

Detta kapitel presenterar utfört prognosarbete i samband med framtagande av nätutvecklingsplanen för LENAB.

2.1 Redogörelse för företagets prognosarbete

Effektprognos för LENAB är framtagen baserat på insamlade data från främst kommunen, Region Västra Götaland, regionnåtsägaren Vattenfall samt rapporter som berör samhällets elektrifiering.

Utöver detta har även nationella planer tagits del av, så som Svenska kraftnäts aktuella och planerade projekt, Svenska kraftnäts långsiktiga och kortsiktiga marknadsanalyser samt Energimyndighetens långsiktiga scenarier.

2.1.1 Lerum kommun

Lerum kommun fastställde en ny energiplan i mars 2024 för perioden 2024–2030, vilken har utgjort grunden för insikt i kommunens framtida riktning och målsättningar gällande energi. Energiplanens målsättningar berör exempelvis ökad användning av förnybart bränsle, energieffektivisering, utökat fjärrvärmenät och laddinfrastruktur. Gällande de områden som bedöms ha påverkan på kommunens framtida effektbehov är främst utökat fjärrvärmenät och utveckling av laddinfrastruktur. Målsättningarna avseende dessa områden är dock endast kvalitativa i dagsläget och har därmed inte inkluderats kvantitativt i prognosarbetet.

Kommunen har även deltagit i prognosarbetet genom dialog avseende deras framtida planer och har delgivit data avseende uppskattad bostadsutveckling baserat på nuvarande och planerade detaljplaner. Bostadsutvecklingen inom kommunen förväntas till majoriteten bestå av nya flerbostadshus samt en mindre mängd småhus. En stor del av bostäderna förväntas även anslutas mot fjärrvärmenät eller planeras i områden med befintligt fjärrvärmenät.

Befolkningsmängden uppskattar kommunen kommer öka med 1,7 procent per år inom den aktuella perioden 2025–2034.

2.1.2 Länsstyrelse samt Region

Västra Götaland genomgår en stor energiomställning och både region och länsstyrelse arbetar aktivt för att främja denna omställning. Aktuella målsättningar har därmed tagits del av och tagits i beaktning under prognosarbetet. Regionen upplever både stort intresse för utveckling av energiintensiv industri samt för utveckling av mer lokal energiproduktion. Intresset för energilagring har även varit stort i området de senaste åren.

2.1.3 Aktörer inom industri

LENAB:s koncessionsområde innehåller i dagsläget inga större industrikunder eller andra kommersiella aktörer. LENAB har inga nya förfrågningar om anslutning av större punktlaster.

2.1.4 Energilagring

Flera aktörer har lämnat anslutningsförfrågningar för batterilager i området vilket är en ny företeelse. Anslutningsförfrågningarna är varierande i både storlek och mognadsgrad. Anslutningsärenden pågår i dagsläget för aktörer med större batterilager.

Batterilager antas främst nyttjas på stödtjänstmarknader så som FCR och FFR samt enbart vara aktiva under mycket korta tidsperioder (sekunder). Ett antagande har därför gjorts att dessa inte kommer påverka effektbehovet inom ramen för denna nätutvecklingsplan.

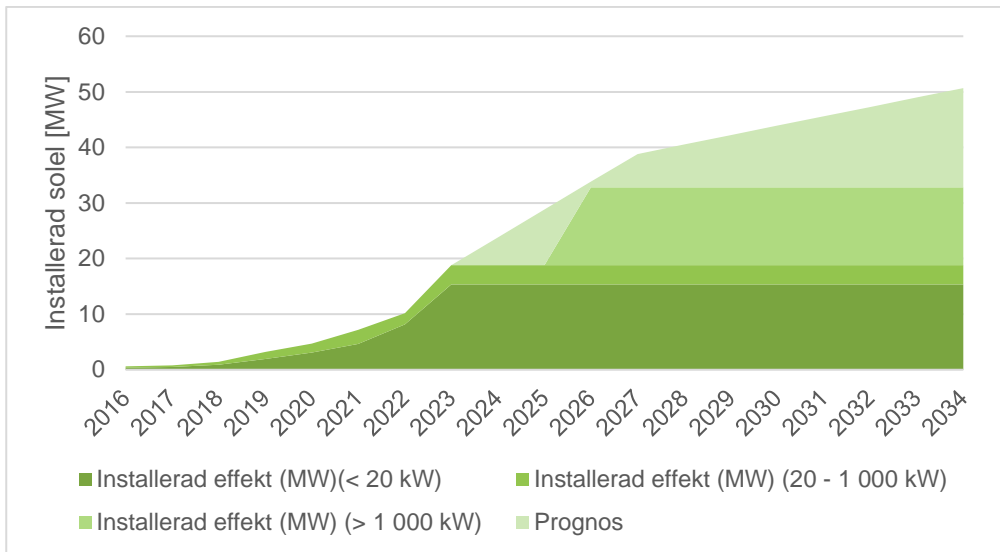
2.1.5 Produktion

En ökad andel distribuerad elproduktion är en tydlig trend och ett faktum som behöver hanteras av lokalnäten när gamla sanningar om flödesriktning och sammanlagring utmanas. Den långsiktiga trenden är svår att sia om då den fortsatta utbyggnaden och inmatningen i lokalnäten kan pågå längre än vad som vore rationellt, pådrivet av investeringsstöd och skattereduktion.

Baserat på historiska data för Lerum kommun och prognostiserad utveckling av solkraftsproduktionen har en övergripande prognos gjorts.

Utifrån Energimyndighetens prognos förväntas solkraftsproduktionen i landet öka med 450% från 2022 till 2027. [5] LEAB har antagit en lägre installationsakt än energimyndigheten (i absoluta tal), detta innebär 75% av energimyndighetens prognos fram till 2027 och 25% av utvecklingstakten fram till 2034. Detta ger en total produktion om totalt 51 MW år 2034, eller 430% från 2022 års nivåer.

Det viktiga är dock inte att prognostisera exakta utvecklingstakten utan att belysa att detta är något som behöver hanteras i lokal- och regionnät.

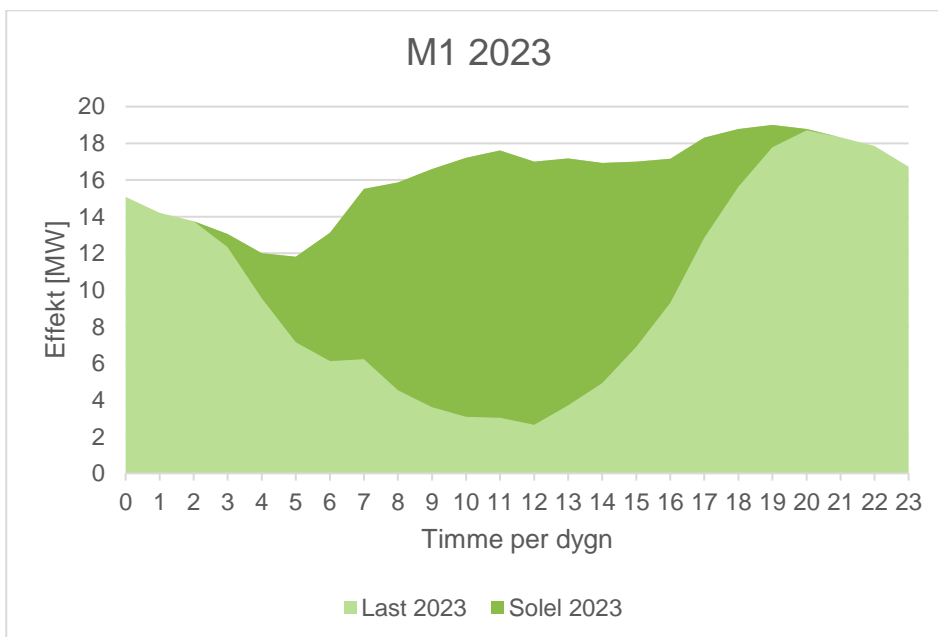


Figur 2. Prognos för installerad solcellseffekt i Lerum

Nedan visas prognoser över hur den ökade solkraftsproduktionen kan komma att påverka lastflödet i anslutningspunkten mot överliggande nät. Solkraftsproduktionen visualiseras som en negativ last och inom kort kommer LENAB att mata in el mot överliggande nät vilket vi kan se i figurerna nedan.

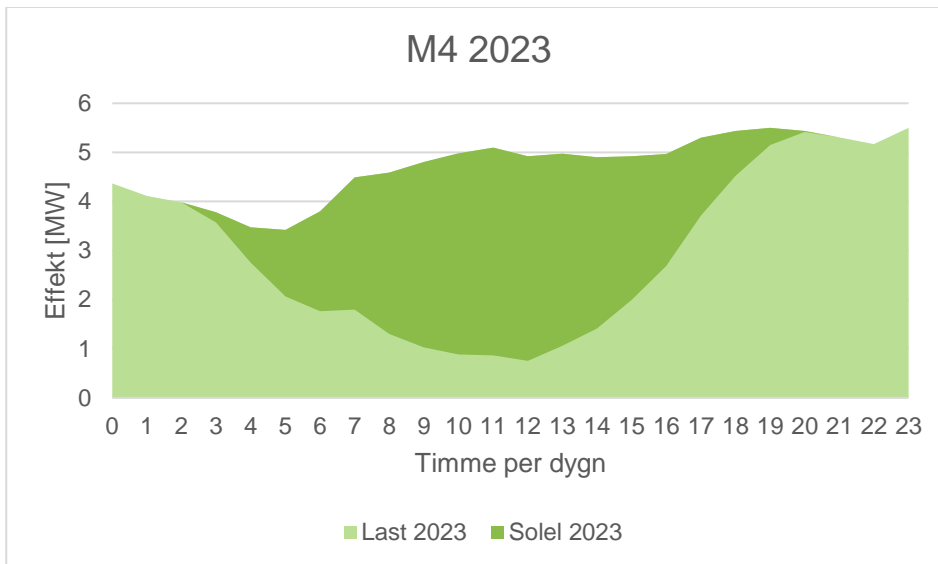
2023

I Figur 3 kan vi se att det i området för M1 finns ca 14,6 MW installerad solkraftsproduktion och en sommarlast om ca 19 MW. Detta ger att det 2023 fanns en buffert om ca 4,4 MW innan inmatning kan komma att ske.



Figur 3. Påverkan av solkraftsproduktion på lastflödet under sommartid 2023 för station M1

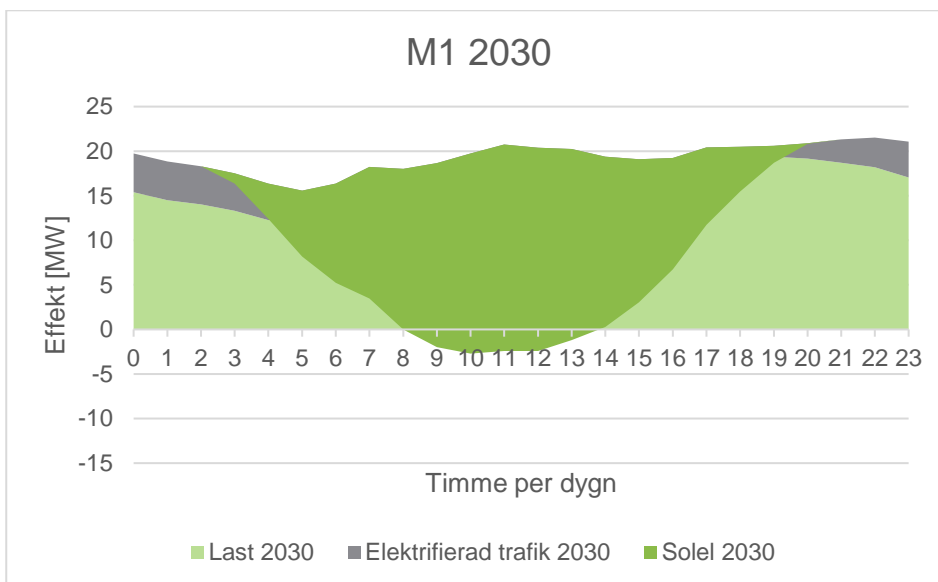
I Figur 4 kan vi se att det i området för M4 fanns ca 4,2 MW installerad solkraftsproduktion och en sommarlast om ca 5 MW. Detta ger att det 2023 fanns en buffert om ca 1 MW innan inmatning kan komma att ske.



Figur 4. Påverkan av solkraftsproduktion på lastflödet under sommartid 2023 för station M4

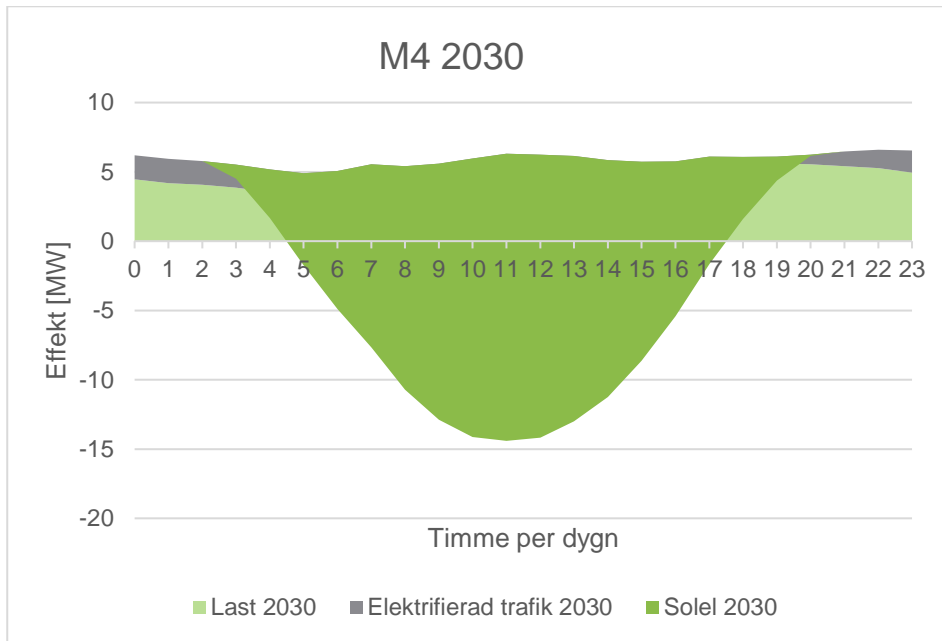
2030

År 2030 har den totala solkraftsproduktionen i Lerum prognostiserats vara ca 44 MW.



Figur 5. Påverkan av solkraftsproduktion på lastflödet under sommartid 2030 för station M1

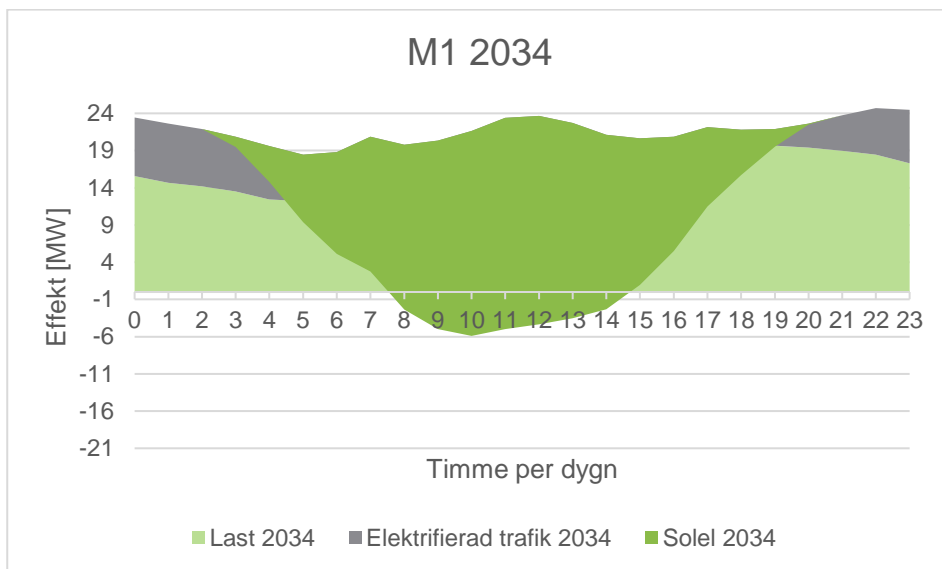
Från 2025–2026 förväntas en solcellspark om 14 MW ansluta till station M4.



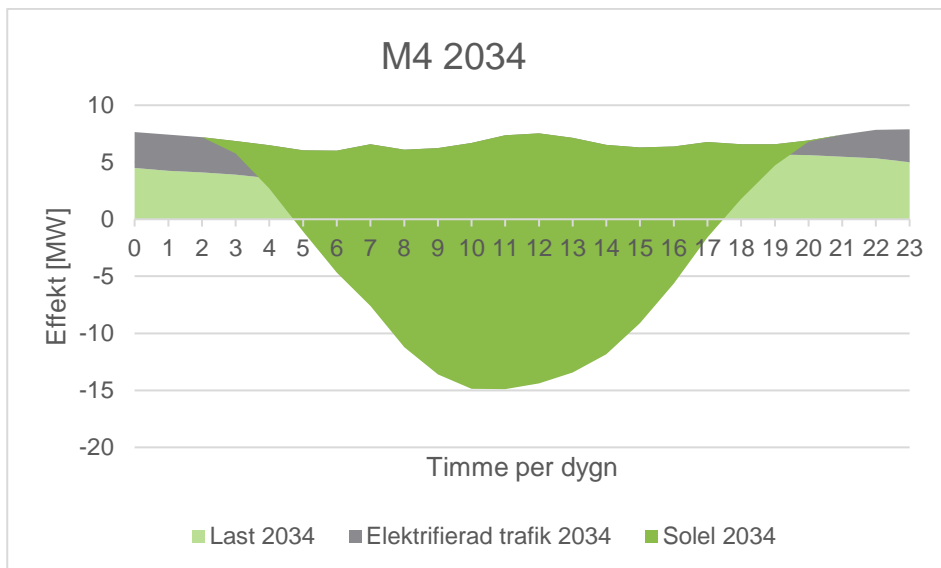
Figur 6. Påverkan av solkraftsproduktion på lastflödet under sommartid 2030 för station M4

2034

År 2034 prognostiseras den totala solkraftsproduktionen i Lerum vara ca 51 MW.



Figur 7. Påverkan av solkraftsproduktion på lastflödet under sommartid 2034 för station M1



Figur 8. Påverkan av solkraftsproduktion på lastflödet under sommartid 2034 för station M4

2.1.6 Elektrifiering av trafik

Elektrifierad vägtrafik är en stark och tydlig trend som kan komma att driva lastutvecklingen både långt ner i lokalnäten och högre upp beroende på hur väl laststyrning kommer att implementeras. I denna rapport har elektrifieringens bidrag till lastutvecklingen baserats på en rapport från RISE både i effekt och förbrukningsmönster. [6] Från 2030 har lastbalansering antagits vilket innebär omfördelning av fordonsladdning från sena eftermiddagar till kvällar och nätter.

Tabell 3. Tillkommande last från elektrifierad trafik

År	Topplast [MWh/h]	Andel elbilar	Andel tunga lastbilar & bussar	Andel lätta lastbilar
2025 utan lastbalansering	3,2	0%	15%	5%
<i>2030 utan lastbalansering</i>	8,3	5%	40%	25%
2030 med lastbalansering	6,1	5%	40%	25%
2035 med lastbalansering	11	25%	70%	45%

2.1.7 Redogörelse för metod vid prognosarbetet

Insamlade data från kommunens översiktsplaner samt prognoser om elektrifierad trafik har, tillsammans med nuvarande belastningssituation, utgjort grunden för prognosarbetet.

I ett första steg analyserades nuvarande belastning med utgångspunkt från uppmätt data från LENAB:s mottagningsstationer. Med denna data har en förbrukningsprofil tagits fram för att representera en topplastsituation.

Utifrån den temperaturberoende lasten har det maximala effektbehovet estimerats utifrån en tioårsvinter, i SE3 definierat som en 3-dygnsmedeltemperatur om -15 °C. Dygn med medeltemperaturer som understiger -10°C har varit sällsynta under den period som belastningsdata

erhållits. Belastningen vid -15°C har därför extrapolerats med hjälp av temperaturdata.

Framtida belastningsutveckling har prognostiserats utifrån de kommunala detaljplanerna som räknats om till punktlaster enligt avsnitt 2.1.1 och elektrifiering av vägtrafik enligt avsnitt 2.1.6.

Utifrån detta har det analyserats var kapacitetsbegränsningar finns i dagsläget, samt var begränsningar kan uppstå i framtiden. Belastningsnivåer och flaskhalsar hos enskilda, 20 kV-radialer, nätstationer samt lågspänningsnät har som regel inte beaktats för att utvärdera framtida kapacitetsbehov.

2.2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034

Behovet av överföringskapacitet är redovisat i Tabell 4. Prognosen är i dagsläget en stabil lastutveckling utan några större punktlaster.

Tabell 4. Prognos över behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034

PROGNOS PER DELOMRÅDE [MW]		
ÅR	M1	M4
2025	57,8	18,5
2026	58,4	18,7
2027	59,0	19,0
2028	59,6	19,2
2029	60,2	19,5
2030	60,8	19,7
2031	61,6	20,0
2032	62,4	20,3
2033	63,1	20,6
2034	63,9	20,9

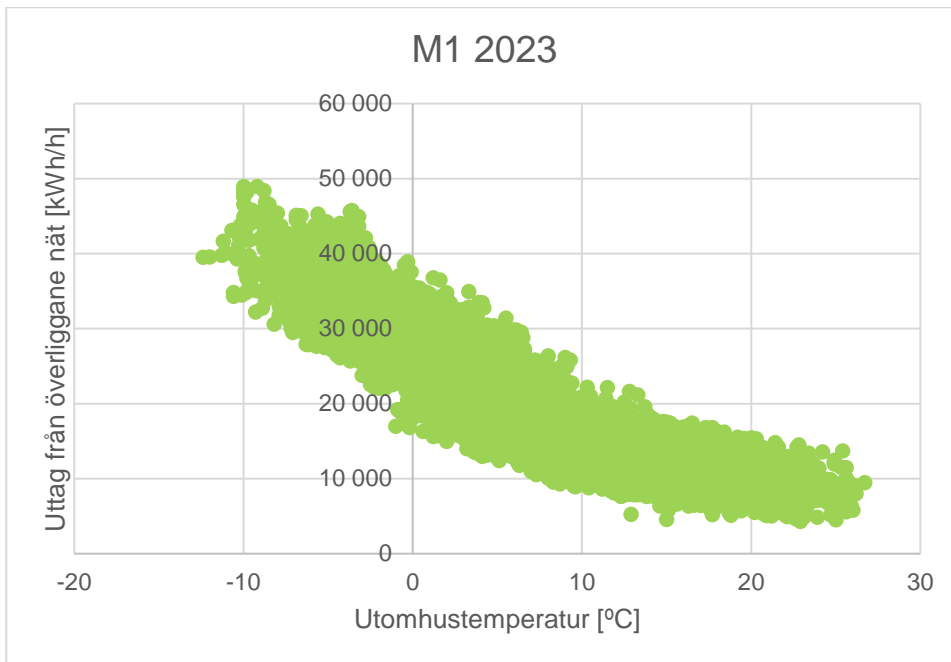
Även om inmatning från produktion kommer att vara mindre än prognostiserad last kan det vara inmatningen som behöver begränsas till följd av elkvalitetsproblem eller begränsningar i inmatningsabonnemang. Det prognostiserade överföringsbehovet är däremot fortsatt störst i absoluta termer för lasten.

2.2.1 Estimerad topplast 2023

Station M1

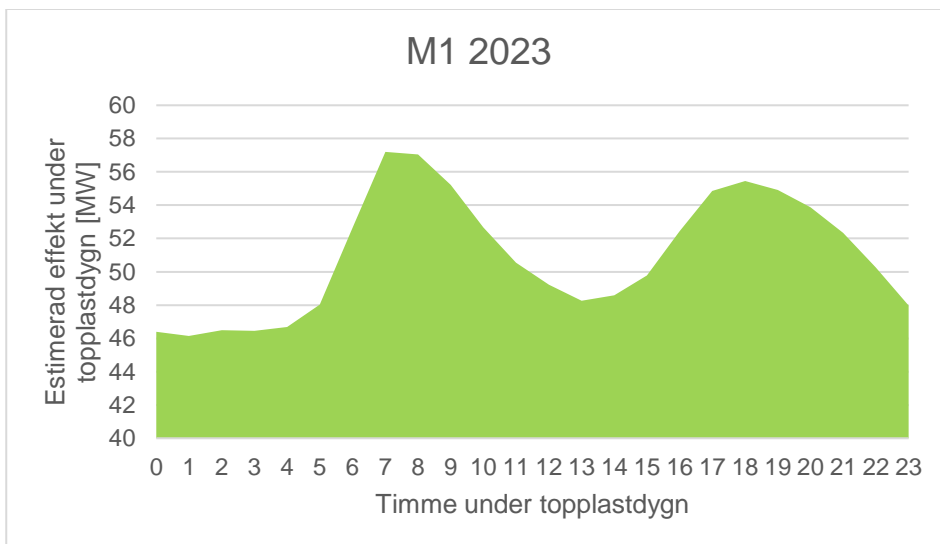
Lastens temperaturberoende kan utläsas genom att relatera lasten till utomhustemperaturen för respektive timme. Resultatet kan avläsas i Figur 9, vilken visar ett temperaturberoende mellan last och temperatur från 10 °C och

nedåt. Om detta förhållande extrapoleras linjärt till -15 °C kan en topplast om ca 57,2 MW förväntas.



Figur 9. Temperaturberoende station M1 2023

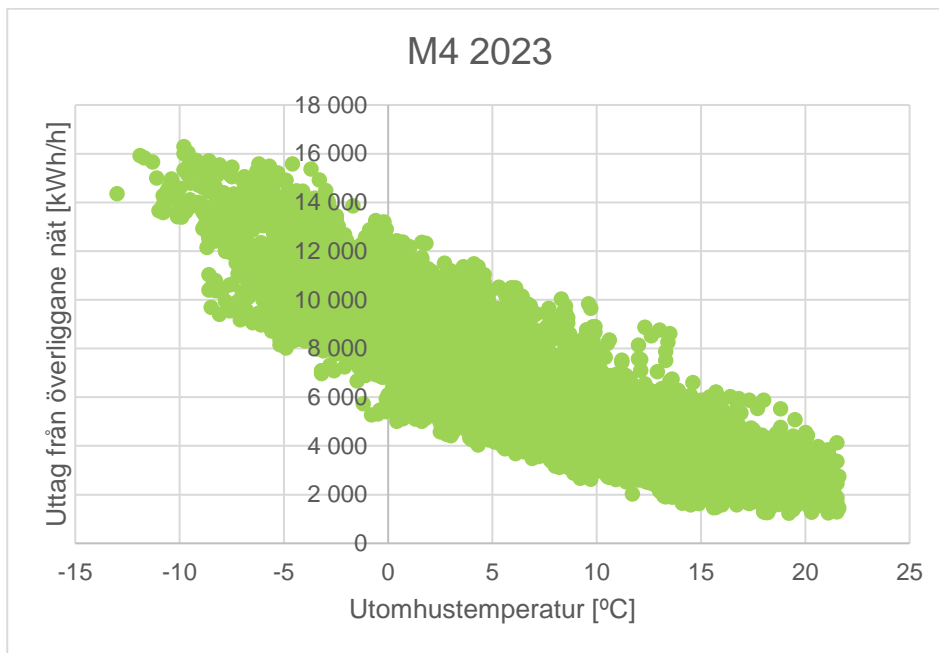
Från stationens belastningsdata har även en förbrukningsprofil för en vardag under höglasttid tagits fram. Genom att kombinera denna förbrukningsprofil med ovan estimerad topplast, erhålles en estimerad dygnsprofil vid topplast (Figur 10). Från denna kan två tydliga effektoppar utläsas. Båda dessa toppar överstiger nuvarande abonnerad effekt om 50 MW.



Figur 10. Estimerad dygnsprofil vid topplast station M1 2023 (tioårs vinter)

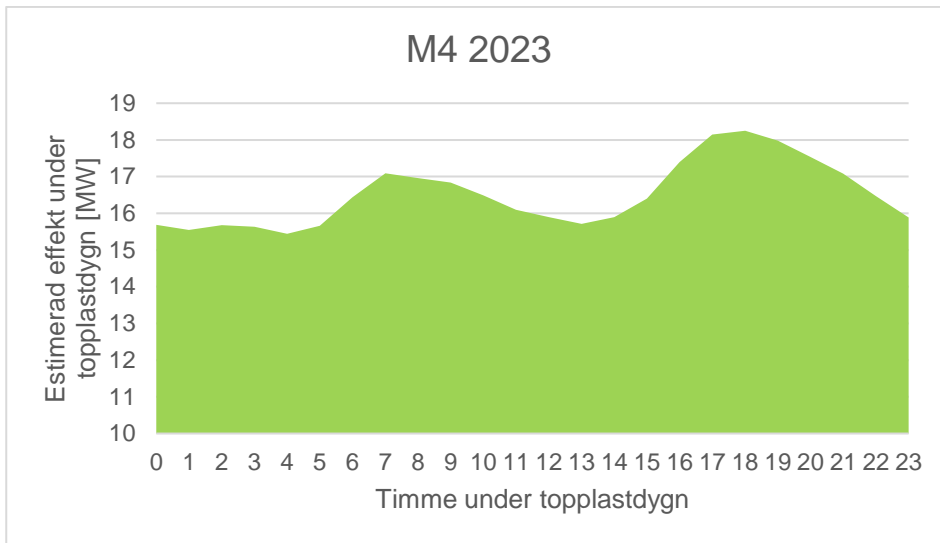
Station M4

Lastens relation till utomhustemperaturen i station M4 kan avläsas i Figur 11, vilken visar ett temperaturberoende mellan last och temperatur från 15 °C och nedåt, där lasten ökar approximativt linjärt med temperaturen. Om detta förhållande extrapoleras linjärt till -15 °C kan en topplast om ca 18,3 MW förväntas.



Figur 11. Temperaturberoende station M4 2023

Från stationens belastningsdata har även en förbrukningsprofil för en vardag under höglåsttid tagits fram. Genom att kombinera denna förbrukningsprofil med ovan estimerad topplast, erhålls en estimerad dygnsprofil vid topplast (Figur 12). Från denna kan två tydliga effekttoppar utläsas. Den högsta av dessa toppar har ca 1 MW marginal från nuvarande abonnerad effekt, och den andra cirka 2 MW.

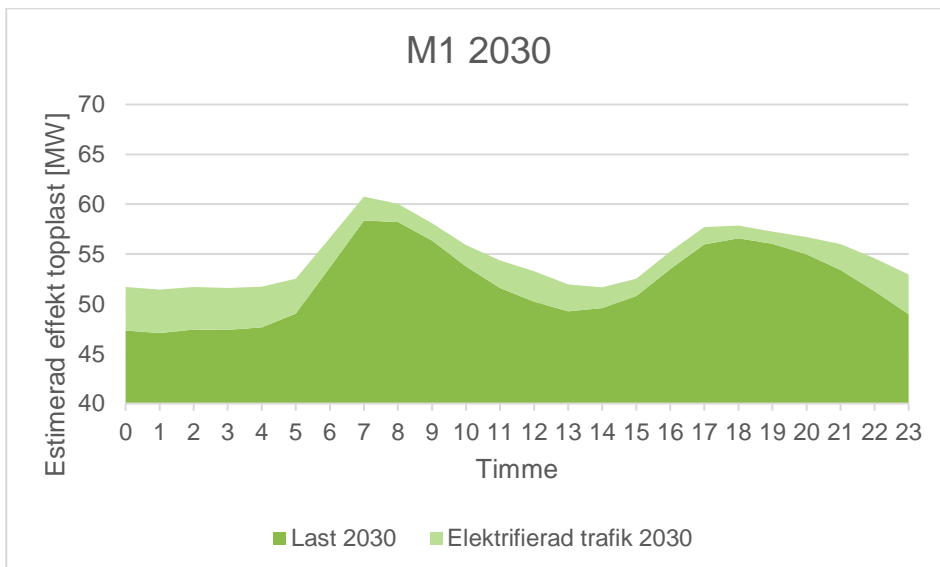


Figur 12. Estimerad dygnsprofil vid topplast station M4 2023 (tioårsvinter)

2.2.2 Prognos för 2030

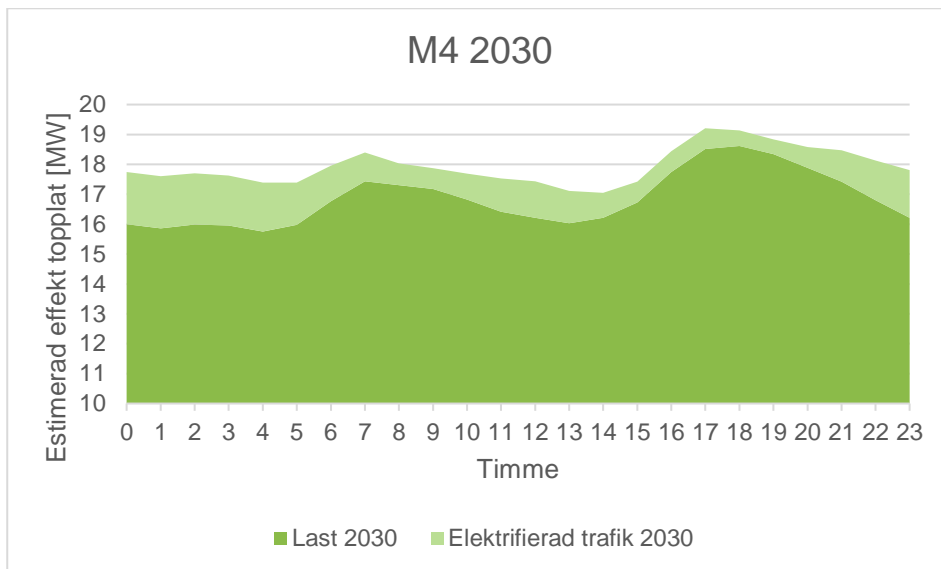
Belastningsprognoserna för 2030 och 2034 har utgå från en tioårsvinter och adderar befolkningsprognos, översiktsplaner och punktlaster. Utöver detta har även lasten från elektrifierad trafik adderats separat med egen förbrukningsprofil.

Station M1



Figur 13. Prognostiserad lastprofil under topplast för station M1 2030

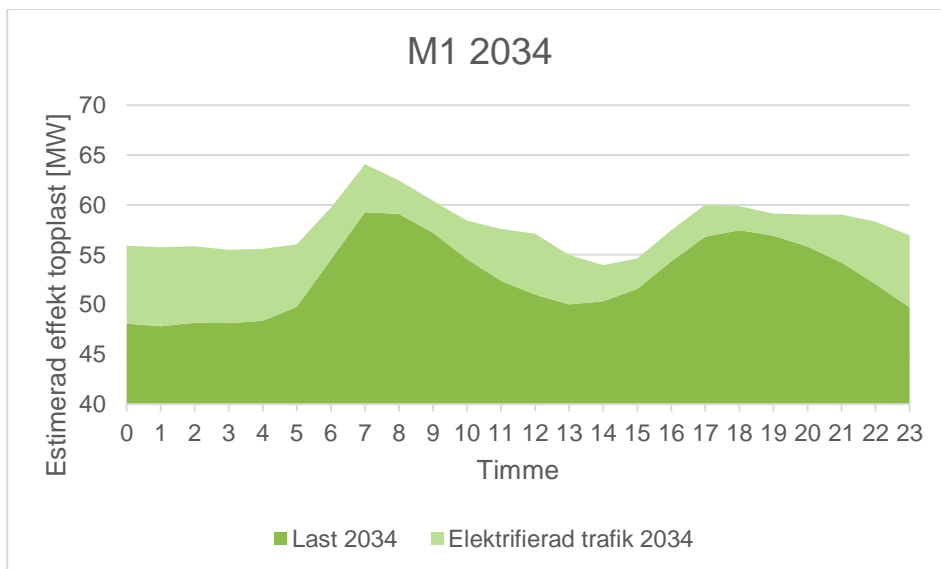
Station M4



Figur 14. Prognostiserad lastprofil under topplast för station M4 2030

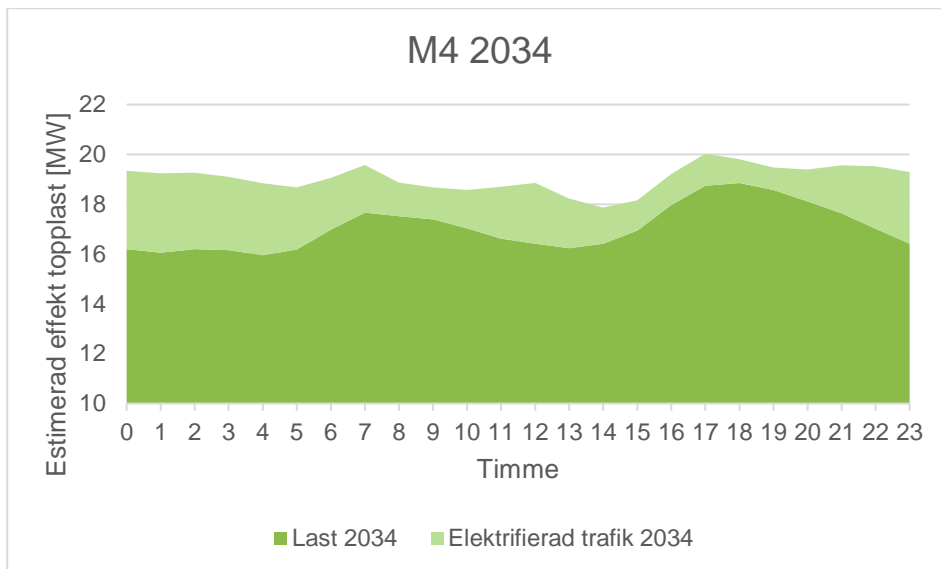
2.2.3 Prognos för 2034

Station M1



Figur 15. Prognostiserad lastprofil under topplast för station M1 2034

Station M4



Figur 16. Prognostiserad lastprofil under topplast för station M4 2034

2.2.4 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

I Tabell 5 presenteras en jämförelse av prognostiserat effektbehov samt behov av överföringskapacitet de senaste åren, uppdelat per delområde. År 2023 har valt som referensår då driftläggningen mellan stationerna var annorlunda innan dess. År 2025 utgår från referensåret, alla efterföljande år utgår från året innan.

Tabell 5. Jämförelse av prognosen för behov av överföringskapacitet med behovet de senaste åren

År	M1	M4
2023 (Referensår)	49MW	16,3 MW
2025	18%	13,5%
2026	1%	1,1%
2027	1%	1,6%
2028	1%	1,6%
2029	1%	1,6%
2030	1%	0,5%
2031	1,3%	1,5%
2032	1,3%	1,5%
2033	1,1%	1,5%
2034	1,3%	1,5%

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

I dagsläget finns inga begränsningar i den mening att ledningar, transformatorer och övriga komponenter i LENAB:s nät klarar av den prognostiserade lasten. I lokalnätet kan det uppstå kapacitetsbegränsningar drivet av tillkommande solkraftsproduktion och elektrifierad trafik. Det är dock inget som berörs i denna nätutvecklingsplan och bedöms hanterbara inom den dagliga verksamheten.

För att möta det prognostiserade behovet krävs dock ett utökat abonnemang mot överliggande nät. Regionnätägaren räknar med att kunna hantera en borgerlig tillväxt om 2% årligen. Den prognostiserade lastökningen i Lerum är lägre än detta vilket leder till antagande om att det finns möjlighet att utöka abonnemanget i den takt som krävs.

Viktigt att beakta är dock att inmatning kan behöva begränsas till följd av problem med elkvalitet eller begränsningar i inmatning mot överliggande nät. Detta kan ske även ifall inmatning understiger prognostiserad last. Inga tydliga begränsande faktorer har framkommit vid avstämning med regionnätägaren Vattenfall.

LENAB använder i dagsläget inga flexibilitetstjänster.

3 Planerade investeringar och alternativa lösningar

Detta kapitel presenterar LENAB:s planerade investeringar och behov av flexibilitetstjänster eller andra alternativa lösningar. Investeringar avser reinvestering eller nyinvestering som bidrar till kapacitetshöjning.

3.1 Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder

Nedan beskrivs hur LENAB har gått till väga för att bedöma vilka planerade investeringar som berör huvudsaklig distributionsinfrastruktur.

3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar

Nuvarande system bedöms ha förmåga att möta prognostiserat behov i den mening att transformatorer, ledningar och övriga systemkomponenter i nätet klarar av det ökade behovet inom angiven tidsperiod. Baserat på detta har val av investeringar gjorts utifrån större reinvesteringar som planeras inom tidsperioden. Andra reinvesteringar av mindre skala, för exempelvis kablar, genomförs även kontinuerligt inom nätet vilket medför naturlig kapacitetshöjning inom lokalnätet.

3.1.2 Redogörelse av det mest kostnadseffektiva alternativet

LENAB utvärderar investeringar utifrån flera faktorer, så som kostnadseffektivitet, nuvärdesanskaffning, COP-faktor, risk och sårbarhetsanalys.

3.2 Planerade investeringar

LENAB:s nät planerar en reinvestering i en ny mottagningsstation inom delområdet M1. Reinvesteringen innebär motsvarande kapacitet som i dagsläget men kommer inkludera fler fack, vilket bidrar till förbättrade anslutningsmöjligheter.

Tabell 6. Planerade investeringar till och med år 2034

Projekt-identitet	Delområde	Projektbenämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Status	Driftsättning
L1	M1	Reinvestering mottagningsstation	Reinvestering i ny mottagningsstation med motsvarande kapacitet som i dagsläget, men utrustad med fler fack	Öka anslutningsmöjligheter	Planerad	2027–2030

3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar

LENAB har ingen kompletterande information om planerade investeringar att lämna.

3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

Uppskattning av behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser har gjorts baserat på simulering av laster baserade på lastprognoser presenterade i förgående kapitel. Antagandet har gjorts att uttagsabonnemanget från överliggande nät är dimensionerande för dessa tjänster och resurser. Simuleringarna utgår vidare från att abonnemangsgränsen ligger kvar på samma nivå som nuvarande under den aktuella perioden.

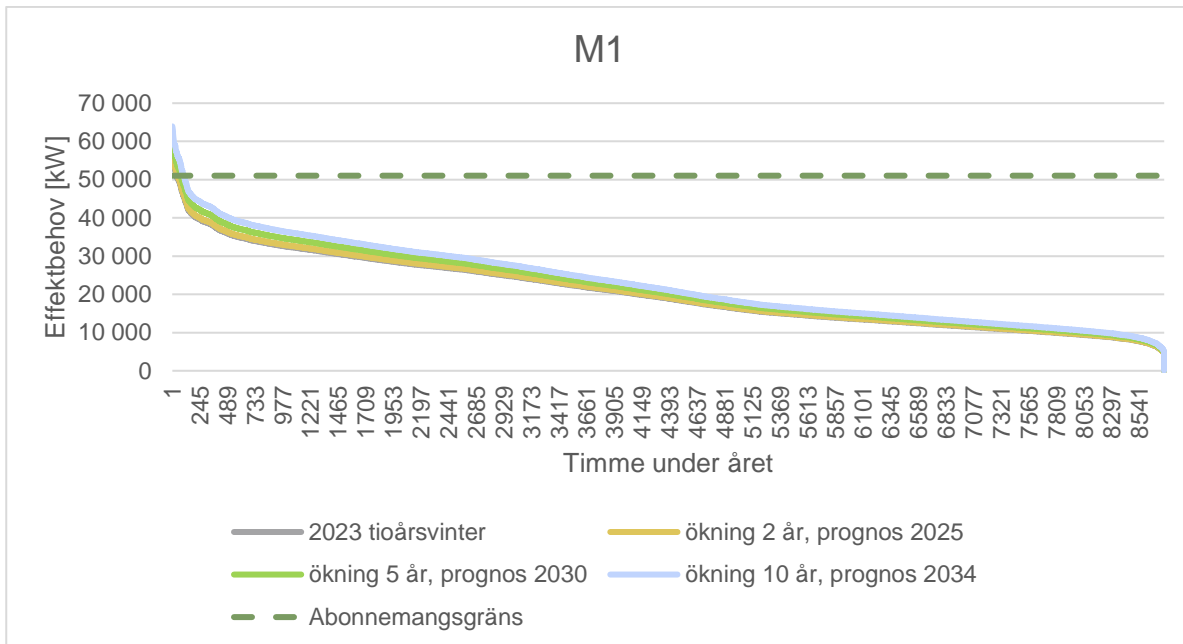
Dessa siffror kan dock inte användas rakt av för att avgöra om alternativet är kostnadseffektivt då man även behöver ta hänsyn till normalår, detta bedöms dock inte vara syftet med denna nätutvecklingsplan.

3.3.1 Förväntat flexibilitetsbehov

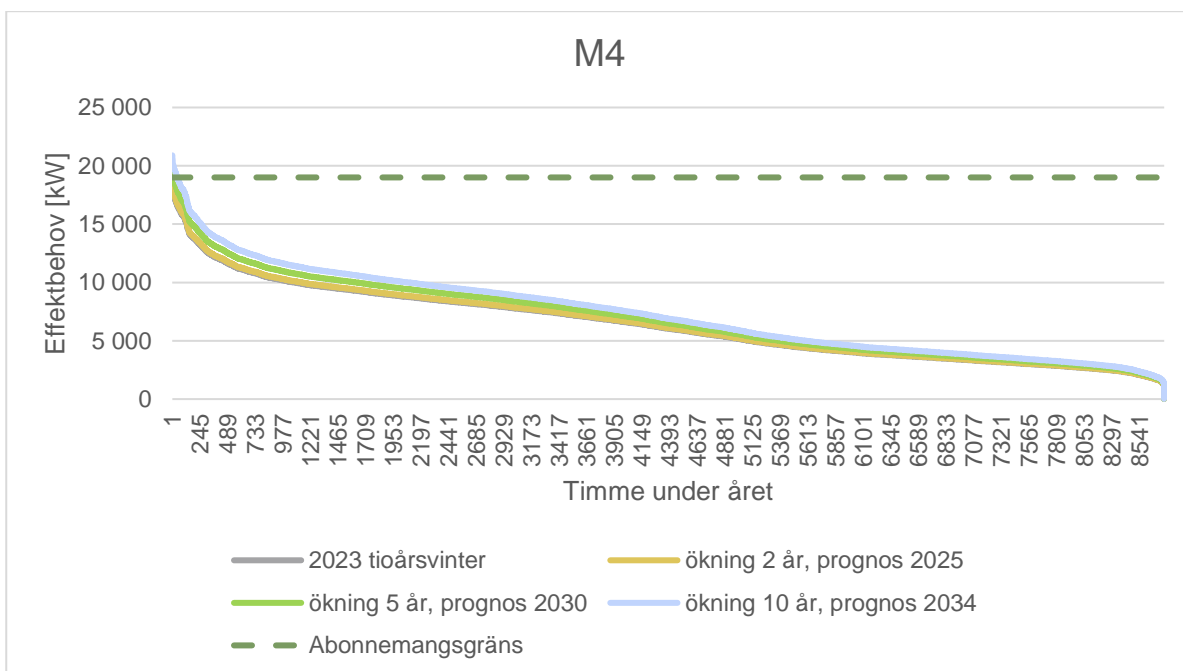
I dagsläget uppvisar LENAB:s nät enstaka timmar per år där behov av flexibilitetstjänster kan finnas, utifrån prognostiserat behov vid tioårsvinter. Behovet ökar till ca 100 h till år 2034 för station M1 och ca 40h för station M4, vilket motsvarar ca 1% av ett år.

Tabell 7. Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser 2025–2034

Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser [MW]					
		2023	0–2 år (2025)	3–5 år (2030)	6–10 år (2034)
Station M1	Timmar per år med flexibilitetsbehov [h]	41	43	77	100
	Årligt flexibilitetsbehov [MWh/år]	94	117	290	532
	Medeleffekt omdirigering [MW]	2,3	2,7	3,8	5,3
	Maxeffekt omdirigering [MW]	6,2	6,8	9,8	12,9
Station M4	Timmar per år med flexibilitetsbehov [h]	0	0	6	42
	Årligt flexibilitetsbehov [GWh/år]	0	0	2	29
	Medeleffekt omdirigering [MW]	-	-	0,3	0,7
	Maxeffekt omdirigering [MW]	-	-	0,7	1,9



Figur 17. Varaktighetsdiagram över effektbehov mot överliggande nät för station M1



Figur 18. Varaktighetsdiagram över effektbehov mot överliggande nät för station M4

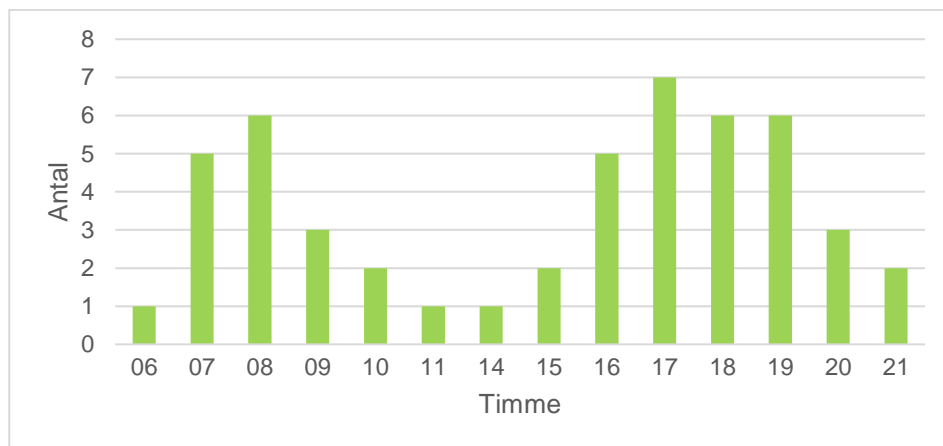
3.3.2 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna.

Nedan figurer redovisar när behov av flexibilitetstjänster kan förväntas uppkomma. Både station M1 och M4 uppvisar två tydliga toppar, en på morgonen och en på eftermiddagen. Nätets 50 topplasttimmar förekommer även ofta på vardagar. Båda stationer visar även förekomst av topplasttimmar under helgdagar, vilket tyder på att lasten inte är industritung och att det främst är borgerlig last som driver nätets toppar. Lasten är högst temperaturberoende och framför allt drivs den av ett ökat värmebehov.

Flexibilitetstjänster kan därför vara ett ekonomiskt fördelaktigt alternativ till att bygga ny infrastruktur. Antingen under en begränsad tid, till dess att lastutvecklingen bättre motiverar en ny investering, eller som en permanent lösning. Ett annat användningsområde som nätbolag har för flexibilitetstjänster är att minska överruttavgifter eller minska abonnerad effekt från överliggande nät.

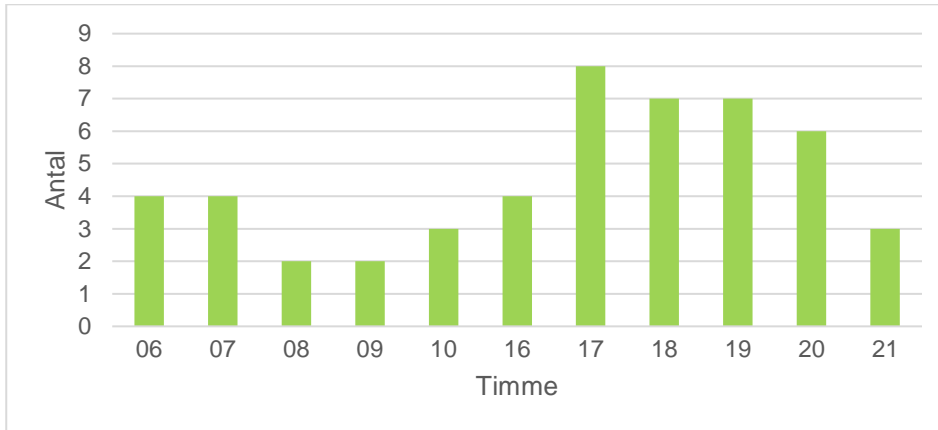
Flexibilitetstjänster kan komma från ny produktion eller energilager men även från befintliga kunder. Flexibilitet kan bestå av styrning av befintliga kunder, antingen indirekt via tariffer som ger incitament till förändrade beteenden eller direkt via flexibilitetsmarknader och villkorade avtal. Energimarknadsinspektionen bedömer att tariffstyrning, det vill säga ekonomiska incitament som driver kundernas beteendemönster, är den metod som är mest lämplig vid en långvarig kapacitetsbegränsning i ett område.

Station M1



Figur 19. Antal timvärden per klockslag av de 50 högsta värdena per år för station M1 2023

Station M4



Figur 20 Antal timvärden per klockslag av de 50 högsta värdena per år för station M4 2023

3.3.3 Omdirigering

Omdirigering är i dagsläget inte aktuellt för LENAB och har därav inte undersökts.

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

Då nuvarande system bedöms ha tillräcklig kapacitet för att möta prognostiserad överföringskapacitet bedömer LENAB att planerade åtgärder för perioden är tillräckliga.

Eventuell kapacitetsbegränsning ligger i abonnemang mot överliggande nät och inte i det egna nätet. Vattenfall Eldistribution AB som äger överliggande regionnät anger att det finns möjlighet till ökning av befintligt abonnemang årligen om 2% i linje med borgerlig tillväxt, med ett tak om 5 MW. Prognostiserat behov för M1 och M4 faller båda inom dessa gränser för samtliga år.

5 Samråd

Samråd har skett mellan 13 september och 25 oktober 2024, enligt kravet på att kunna lämna synpunkter på Nätutvecklingsplanen under sex veckors tid.

Handlingarna har publicerats på hemsidan

<https://www.lerumenergi.se/Elnat/Natutvecklingsplan> samt har skickats via mejl till Svenska kraftnät och berörd regionnätägare, i detta fall Vattenfall Eldistribution. För att lämna synpunkter har intressenter hänvisats till att mejla till natutvecklingsplan@lerumenergi.se

Under tiden för det offentliga samrådet har en synpunkt inkommit, vilken redovisas separat i samrådsredogörelsen. Samrådsredogörelsen publiceras på <https://www.lerumenergi.se/Elnat/Natutvecklingsplan>

6 Referenser

- [1] "Artikel 32.3 Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/27/EU av den 5 juni 2019 om".
- [2] "Skäl 61 samt artikel 32.3 och 32.4 i elmarknadsdirektivet".
- [3] "Vägledning för upprättande av nätutvecklingsplaner inför inrapportering avseende 2025-2034 enligt EIFS 2024:1," Energimarknadsinspektionen.
- [4] "2024:1006-"Effektprognos-En lathund för lokalnätsbolag", Energiforsk, 2024.
- [5] Energimyndigheten, "Kortsiktsprognos vinter 2024," 2024. [Online]. Available:
https://www.energimyndigheten.se/494f9b/globalassets/statistik/prognoser-och-scenarier/kortsiktiga-prognoser/vinter-2024/er-2024_10-kortsiktsprognos.pdf.
- [6] "Skattning av vägtrafikens framtida energi- och effektbehov, per län, kommun och typ av laddinfrastruktur," Jakob Rogstadius, RISE, 2023.

Together with our clients and the collective knowledge of our 22,000 architects, engineers and other specialists, we co-create solutions that address urbanisation, capture the power of digitalisation, and make our societies more sustainable.

Sweco – Transforming society together