

Nätutvecklingsplan

2027-2036

Lerum Energi Nät AB

**LERUM
ENERGI**

Ändringsförteckning

Ver	Datum	Ändringsbeskrivning	Orsak till ändring	Ändrad av	Godkänd av
0	2026-09-14	Första utgåva		Maija Happonen	Frida Vänder

Bakgrund

Nätutvecklingsplaner tas fram vartannat år för att skapa transparens för utvecklingen av elnätens kapacitet och flexibilitetsbehoven i framtiden. Nätutvecklingsplanen baseras på EIFS 2024:1 och EIFS 2026:4 [1]. För att ge stöd och harmonisera innehållet i nätutvecklingsplanerna för perioden 2027-2036 har Energimarknadsinspektionen även tagit fram vägledning på deras hemsida [2]. 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 lokalnätsbolag” [3].

Innehåll

1	Uppgifter om företaget och företags nät.....	4
1.1	Uppgifter om företaget.....	4
1.2	Uppgifter om företags elnät.....	4
1.2.1	Abonnemang mot överliggande nät	4
1.2.2	Översiktskarta	5
2	Prognos för behovet om överföringskapacitet.....	5
2.1	Behov av överföringskapacitet i elnätet.....	7
2.1.1	Effektprognos metod	7
2.1.2	Startvärde	7
2.1.3	Industrietablering och anslutningar	8
2.1.4	Energieffektivisering	9
2.1.5	Nya produktionsanläggningar.....	9
2.1.6	Behov av laddinfrastruktur för transporter.....	9
2.1.7	Kommundata och befolkningsutveckling	10
2.2	Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet	11
2.3	Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	12
2.4	Planerade investeringar och alternativa lösningar	12
2.4.1	Planerade investeringar	12
2.4.2	Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser.....	13
2.5	Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet.....	14
2.6	Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet	15
3	Mall för samråd	15
4	Referenser	16

1 Uppgifter om företaget och företagets nät

1.1 Uppgifter om företaget

Tabell 1. Uppgifter om företaget

Företagsnamn	Lerum Nät AB
Organisationsnummer	556109-3955
Kontaktperson(er)	Nätutvecklingschef 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 *efter samråd, nu endast preliminär
Länk till slutlig samråddredogörelse	https://www.lerumenergi.se/Elnat/Natutvecklingsplan *efter samråd
Bilagor	Inga bilagor
Kartbilagor	Inga kartbilagor

1.2 Uppgifter om företagets elnät

Lerum Nät AB (LENAB) är ett lokalt elnätsbolag och ett dotterbolag till Lerum Energi AB som ägs av Lerums kommun i Västergötland. LENABs elnätsområde täcker i princip hela Lerums kommun utom de norsöstra delarna runt Sjövik. 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 regionnätsstationer. I LENABs 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.

Lerum Energi har även ett elnät i Tollered, som ingår i M1:s område i figur 1 - M3. För denna inmatningspunkt finns inget abonnemang mot överliggande nät utan betalas via Vattenfall snarare som en effektkund. Toppeffekten i området var på 3,6 MW i vinter. Denna del har därför exkluderats ur analysen.

1.2.1 Abonnemang mot överliggande nät

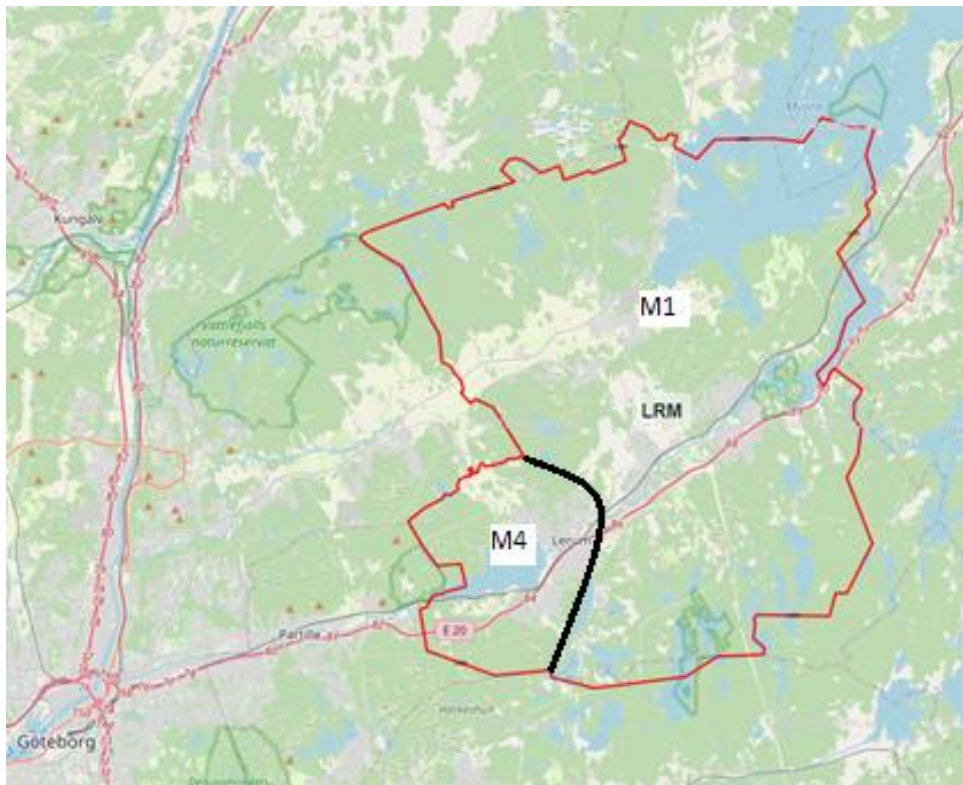
LENAB:s två anslutningspunkter mot överliggande nät är till Vattenfall Eldistributions 130 kV nät. Uttagsabonnemang mot Vattenfalls överliggande regionnät visas i Tabell 2.

Tabell 2. Uttagsabonnemang mot överliggande regionnät

Anslutningspunkt	Beskrivning	Abonnerad effekt (uttag) [MW]	Försörjer
M1	130/20 kV	52,5	Östra Lerum
M4	130/20 kV	20,5	Västra Lerum / Tätort
Totalt LENAB		73	

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

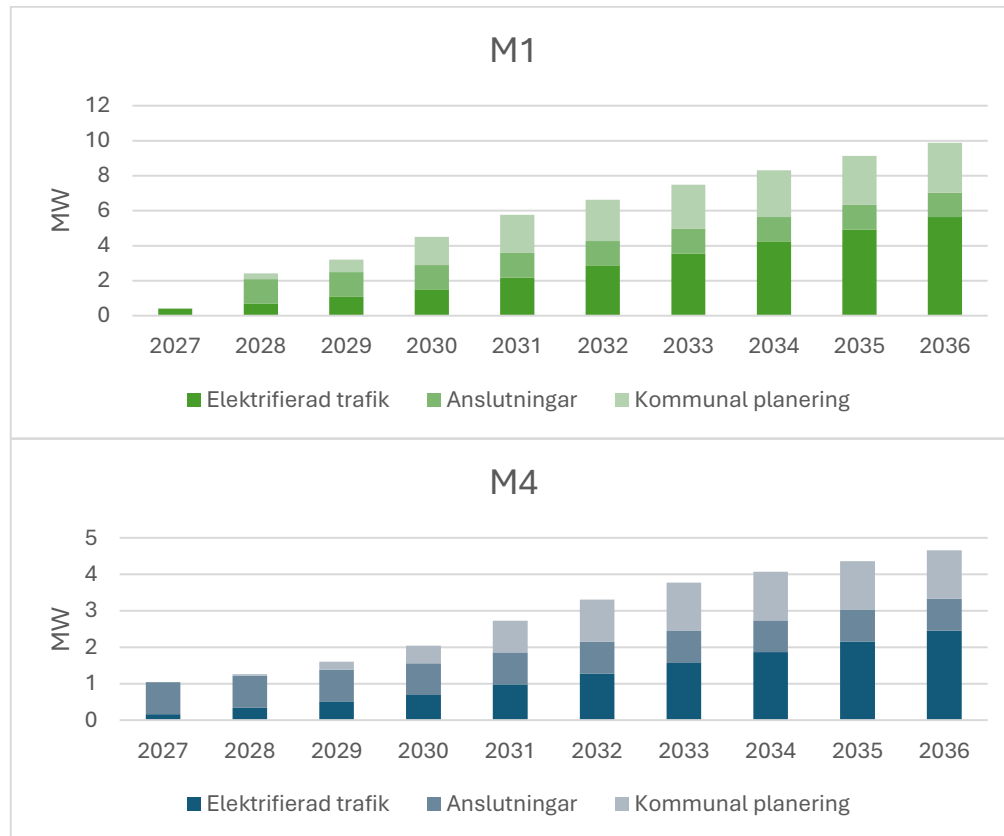
2 Prognos för behovet om överföringskapacitet

I Tabell 3 presenteras det estimerade behovet för överföringskapacitet i MW för åren 2027-2036. Behovet presenteras i scenariot för från en normalvinter (referensvintern 2024 för M1 och 2026 för M4) och en tioårsvinter, det faktiska utfallet väntas ligga mot det lägre utfallet.

Tabell 3. Prognos för behov av överföringskapacitet

År	Behov överföringskapacitet (MW), prognos	
Delområde	M1	M4
2027	60 - 64	28 - 29
2028	62 - 66	28 - 30
2029	63 - 67	29 - 31
2030	64 - 68	29 - 31
2031	65 - 69	30 - 32
2032	66 - 70	30 - 32
2033	67 - 71	31 - 33
2034	68 - 72	31 - 33
2035	69 - 73	31 - 33
2036	69 - 74	32 - 34

I figur 2 kan redovisas den prognostiserade ökningen från respektive del som beaktats och adderats till startvärdena. Dessa delar och hur de beaktats beskrivs i detalj i kommande avsnitt.



Figur 2: Prognos av tillkommande effekt 2027-2036 från de olika delarna i effektprognosen

2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet

LENABs effektprognos bygger huvudsakligen på två ben: insamlad data kring exempelvis abonnerad effekt samt nationella/kommunala planer och rapporter. Dem planer och rapporter som ligger som grund är till exempel Svenska Kraftnäts nätutvecklingsplan samt långsiktiga och kortsiktiga marknadsanalyser, Energimyndighetens långsiktiga scenarier, VGR Regionala utvecklingsstrategi, och Lerum kommuns energiplan.

2.1.1 Effektprognos metod

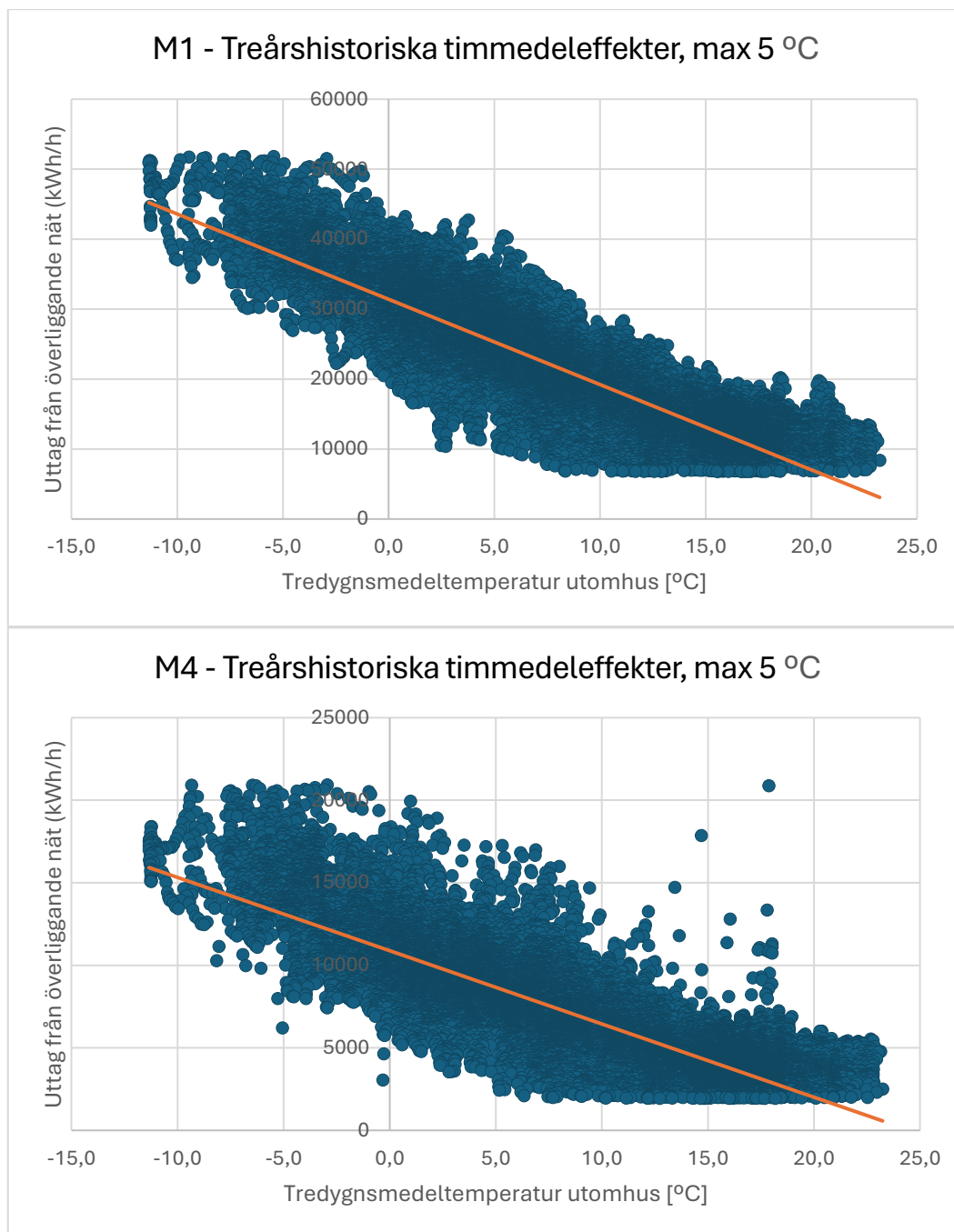
Metoden för effektprognosen följer Energiforsks lathund, framtagna i syfte för elnätsbolag att följa en best practice metod som ger god kvalitet och tillförlitlighet [3]. Prognosen bygger på att ta fram effektbehoven vid en tioårsvinter, alltså det maximala effekten som väntas behövas för perioden 2027-2036 utifrån historisk lastdata och förväntad tillväxt inom kommunen, regionen och Sverige i stort. Detta inkluderar kommunens tillväxtplaner och elektrifiering av trafiken, samt eventuella nya anslutningar utifrån ärenden LENAB har fått in. Inmatning är inte heller väldigt stor för LENABs elnät, det är fortsatt uttagseffekten som är dimensionerande för nätet och fokuset för denna nätutvecklingsplan.

2.1.2 Startvärde

För att ta fram prognosens startvärden behövde historisk last analyseras tillsammans mot temperaturdata. I analysen användes 3 års-historisk insamlad data, 2023-01 till och med 2026-03, från regionnätägaren Vattenfall för effektuttag från överliggande nät per timme. Temperaturdata hämtades från SMHI för den närmsta och mest representativa meteorologiska station, Göteborg-Angered (Latitud 57,800; Longitud 12,500). Den faktiska temperaturen i Lerum kan ha skiljt sig något, men andra kringliggande stationer bedömdes ej vara lika lämpade då de befann sig mitt i Göteborg stad eller på Landvetter flygplats.

Den glidande tredygnsmedeltemperaturen användes för att se förhållandet mellan temperatur och uttagen effekt per timme, se figur 3. Utifrån den temperaturberoende lasten har effektbehovet estimerats utifrån en tioårsvinter, i SE3 definierat som en tredygnsmedeltemperatur om -15°C [3]

Medel för de topp 5 unika vardagarna med maxlasttimme (MW/h) var 54,4 MW/h (M1) med en medel tredygnsmedeltemperatur på $-7,4^{\circ}\text{C}$ respektive 23,4 MWh/h (M4) vid $-6,5^{\circ}\text{C}$. Om detta förhållande fortsätter linjärt till -15°C kan topplasten förväntas vara 63,7 MW i M1 och 28,2 MW i M4, vilket är ett av startvärdena för prognosen. Prognosen har även använt ett lägre startvärde för en normalvinter, vilket i rapporten definierats till den högsta lasten som har uppmätts mellan 2023 och februari 2026, vilket ger startvärdena 59,5 MW (M1) och 27,1 MW (M4).



Figur 3: Uttag från överliggande nät och tredygnsmedeltemperatur de senaste 3 åren för LENAB, vid veckodagar (mån-fre) och temperaturer max 5°C

2.1.3 Industrietablering och anslutningar

Inom Lerum kommun finns ett antal mindre till mellanstora industrikunder. Det finns även planer inom Västra Götalandsregionen (VGR) kring flertal industrier runtom Västra Götaland. LENAB har i dagsläget några större förfrågningar om anslutning av punktlaster, dessa är framförallt energilager och snabbbladdning.

I analysen har pågående anslutningsärenden inkluderats i effektprognosen, vilket ger en ökad last på 2,3 MW. För dessa har 70% effektuttag räknats med, då punktlaster sällan använder sin fulla kapacitet samtidigt, speciellt då dessa inte är för exempelvis uppvärmning. Även energilager finns med i anslutningsärendena på 18-38 MW, men dessa räknas inte tillägga någon effekt i topplasttimmarna. Energilager i den storleken kommer inte

beviljas så stor effekt utan villkor kring att inte belasta nätet mer vid höglasttillfällen, till exempel genom flexibla eller villkorade avtal.

Inom planerna från kommunen fanns projektet Jeriko industripark som drivs av Partille kommun och Lerum kommun, och som skulle bli en stor ny punktlast. Projektet har stoppats för tillfället, och därför inte lagts till i prognosen. Skulle Jeriko bli till konkreta planer har en förstudie estimerat en last på minst 14,4 MW (utan uppvärmning och billaddning). Om dessa planer skulle aktualiseras igen så ligger de dock antagligen bortom 2036.

2.1.4 Energieffektivisering

Lerum kommun har i sin energiplan en konkret satsning på att minska eluppvärmningen genom att främja fjärrvärme. Trots detta saknades information om vilka kommunplaner som ska anslutas till fjärrvärmenätet, därför har det antagits elvärme (värmepumpar) i nya byggnationer. Nybyggnationer ska byggas energieffektivt och elanvändningen i kommunen ligga konstant, enligt strategin. Ingen separat effektiviseringstakt har dock använts i prognosen.

2.1.5 Nya produktionsanläggningar

Det finns inga planerade större produktionsanläggningar inom Lerum kommun, och inga anslutningsärenden hos LENAB. Solceller väntas fortsatt öka utöver redan installerad effekt, men prognosen påverkas inte av detta då solcellers energiproduktion i topplasttimmar under vinterhalvåret är försumbar. Inmatningen väntas inte växa till att bli dimensionerande för elnätet.

Solceller skulle kunna ge mer inmatning i systemet under sommardagar i framtiden, då produktionen skulle överstiga förbrukningen inom det lokala nätet, och därmed mata ut i regionnätet vid inmatningspunkterna. Även energilager som finns anslutna och i kö gör utmatning till regionnätet. Regionnätsägaren Vattenfall har inte gett någon inmatningsgräns mot regionnätet i nuläget, och LENAB bedömer risken att en sådan gräns överskridas under denna planperiod som låg. Därför utreds inte påverkan på överföringsbehovet vidare i denna rapport. Frågan bevakas löpande och kan behöva utredas vidare om solcellsutbyggnaden eller anslutning av energilager accelererar snabbare än väntat.

2.1.6 Behov av laddinfrastruktur för transporter

Elektrifierad vägtrafik är en stark och tydlig trend som kan komma att driva lastutvecklingen. LENAB har flertalet snabbbladdare och en bussladdare som anslutningsärenden. Trenden påverkas dock starkt av det rådande världsläget, såsom bränslepriser. Detta har skjutit något på den väntade tillväxten av laddinfrastruktur, även om många snabbbladdare redan är byggda.

I denna rapport har elektrifieringens bidrag till lastutvecklingen baserats på en rapport från RISE från 2023 både i effekt och förbrukningsmönster [4]. Denna bedöms i stor del fortfarande relevant, även om tillväxttakten kan ha överskattats något i tidigt skede. Från 2030 har lastbalansering antagits vilket innebär omfördelning av fordonsladdning från sena eftermiddagar till kvällar och nätter. Så kallade elektrifierade vägar eller vehicle to grid har inte inkluderats i analysen.

Topplasterna i tabell 4 är för hela Lerum, och andelen har delats upp 30% till M4 och 70% till M1 i prognosen. Anslutningsförfrågningar om snabbbladdare inkluderats i analysen för 2027 och 2028 och detta har kompenserats i beräkningen genom att minska den väntade effekten från elektrifierad trafik. För de åren som saknades i RISE rapport så har linjär exploatering använts för att estimeras lastökningen år för år.

Tabell 4. Tillkommande last från elektrifierad trafik, från RISE rapport [4]

År	Topplast, [MWh/h]	Andel elbilar	Andel tunga lastbilar & bussar	Andel lätta lastbilar
2025 utan lastbalansering	3,8	15%	30%	5%
2030 utan lastbalansering	8,9	40%	55%	25%
2030 med lastbalansering	6,8	40%	55%	25%
2035 med lastbalansering	11	65%	80%	50%
2040 med lastbalansering	15	90%	95%	75%
2045 med lastbalansering	17	95%	95%	95%

2.1.7 Kommundata och befolkningsutveckling

Lerum kommuns energiplan togs fram 2024 och har mål för el, värme och transporter för både geografiska kommunen, kommunen och kommunens bolag (inklusive LENAB). Målen satsar på att minska energianvändningen, minska el för uppvärmning och ha förnybar energi [5]. 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.

Lerum kommun har även delat material om kommunala planerna för utbyggnad, som har använts i prognosen för att estimerar utökningen av energibehov utifrån utbyggnad och tillväxt i Lerum. Dessa har sedan använts med effektschabloner där sammanlagringseffekter finns inräknade för att estimerar lasten tagna från Energiforsks lathund [3], se tabell 5. Schablonerna som använts har inte antagit att fjärrvärme används, då detta inte varit ifyllt i kommunens underlag. Detta är för att ha en konservativ metod, och inte anta att fjärrvärme används när så inte är fallet. Detta kan även ha överskattat kommunens tillväxtdata i effektprognosen.

År 2025 hade Lerum kommun 43 741 invånare [6], och är en växande kommun [7]. Då Lerum kommun är en tillväxtkommun har samtliga av kommunens planer inkluderats i analysen från underlaget. Totalt uppskattas dessa utöka behovet med ca 4,2 MW till 2036, eller ungefär 0,29/0,13 MW per år (i M1 / M4). Det finns en stor risk att många av planerna kommer realiseras i ett långsammare tempo, vilket skulle skjuta på en del av den prognostiserade ökningen från kommunens tillväxt och utbyggnad.

Tabell 5. Sammanlagringsfaktor på fördelningsstationsnivå som används i effektschablonerna från Energiforsks lathund [3]

Kategori	Sammanlagringsfaktor
Lägenheter	20%
Småhus	40%
Industri	80%
Verksamhet/handel/kontor	50%

Kommunen har även planer på tillväxt i Tollered, där nätet kommer matas från M3, som är ett nät hos LENAB som inte matas via abonnemangen. M3 har dock exkluderats ur analysen då LENAB inte har ett uttagsabonnemang specifikt, och då detta är en relativt liten effekt (kring 4 MW totalt, med tillväxten som planeras).

2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

Genom att undersöka förbrukningen mellan 2023–2026 har 2024 valts som referensår för M1 och 2026 för M4, då dessa år hade högst effektuttag. I Tabell 6 jämförs tillväxten från referensåret. Referenstalet är den högsta uttagna effekten som har uppmätts mellan 2023 och februari 2026, 59,5 MWh/h för M1 och 27,1 MWh/h för M4. Procentuell förändring varje år utgår från referensåret 2024 och 2026 för respektive delområde.

Behovet av överföringskapacitet väntas öka varje år, mestadels på grund av fortsatt utbyggnad samt elektrifieringen av trafiken, samt genom nya punktlaster. Det faktiska behovet av överföringskapacitet väntas dock vara i det lägre spannet i tabellen. Tillväxttakten är för båda delområdena jämn, och behåller därmed en liknande fördelning som de har idag på den totala lasten på cirka 70% för M1 och 30% för M4.

Tabell 6. Jämförelse av prognosen vid en normalvinter och en tioårsvinter (-15° C rullande tredygnsmedeltemperatur) för behov av överföringskapacitet med topplast de senaste 3 åren som referens.

År	Behov överföringskapacitet, prognos	
Delområde	M1	M4
Referens	59,5 MW (2024)	27,1 MW (2026)
2027	1% - 8%	4% - 8%
2028	4% - 11%	5% - 12%
2029	5% - 12%	6% - 13%
2030	8% - 15%	8% - 15%
2031	10% - 17%	10% - 17%
2032	11% - 18%	12% - 20%
2033	13% - 20%	14% - 21%
2034	14% - 21%	15% - 22%
2035	15% - 22%	16% - 24%
2036	17% - 24%	17% - 25%

Ökningen är som mest mellan 2030-2031 samt i det kortare perspektivet då anslutningar i kö väntas anslutas. Tillväxttakten avstannar något, detta är framförallt på grund av att kommunens planer ligger mycket i innan 2031 och sedan avstannar. I realiteten kommer antagligen mycket av denna last realiseras senare än vad som framgår, och en jämnare ökning ske. Nya laster som kommer, till exempel snabbbladdare för tunga fordon, skulle kunna ge nya större hopp i förbrukningen som vi ser i 2027/2028.

I tabellen ges ett brett spann, baserat på scenarion med många faktorer som är mer eller mindre sannolika. LENAB bevakar kontinuerligt utvecklingen av best practice metoder för effektprognoser inom branschen för att i framtiden ha ett säkrare spann.

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

LENABs nät har inga begränsningar i dagsläget avseende transformatorer, ledningar eller övriga komponenter inom nätet för att klara av det prognostiserade behovet av överföringskapacitet. I lokalnätet kan det uppstå kapacitetsbegränsningar, så som underdimensionerade matarkablar, men det är inget som berörs i denna nätutvecklingsplan och bedöms hanterbara inom den dagliga verksamheten.

Om prognosen förverkligas och det uppstår behov så krävs ett utökat abonnemang mot överliggande nät, som idag ligger på 52,5/20,5 MW. LENAB följer upp behovet årligen och lämnar en förfrågan om utökat abonnemang till regionnätsägaren vid behov, regionnätsägaren godkänner inte att LENAB höjer abonnemanget efter prognoser för en 10-årsvinter. Vid tioårsvinter kan även uttaget istället gå över abonnerad effekt lite, vilket inte flaggats som ett problem av regionnätsägaren utan endast leder till en överuttagsavgift. Regionnätsägaren Vattenfall har uttryckt att de kan hantera en borgerlig tillväxt om 2% årligen, och den prognostiserade lastökningen i Lerum ryms inom detta om det skulle bli aktuellt.

LENAB använder inga flexibilitetstjänster i dagsläget.

2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar

Nedan kapitel redogör för LENABs planerade investeringar inom perioden för 2027-2036 samt behovet av flexibilitetstjänster eller andra alternativa lösningar. Investeringar avser reinvestering eller nyinvestering som bidrar till kapacitetshöjning.

2.4.1 Planerade investeringar

LENAB planerar för reinvestering i en av inmatningspunkterna, för att modernisera anläggningen och utöka kapaciteten i 20 kV nätet. Reinvesteringen innebär motsvarande kapacitet som i dagsläget men kommer inkludera fler fack, vilket bidrar till förbättrade anslutningsmöjligheter. Dessutom planeras investering i nya transformatorer i fördelningsstationen Floda, för att öka kapaciteten i området.

Tabell 7. Planerade investeringar för LENAB fram till 2036

Projekt-identitet	Delområde	Projekt-benämning	Projekt-beskrivning	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	1.Planerad (internt beslutad)	2028-2030
L2	M1	Nya transformatorer Floda	Investera i nya transformatorer i Flodas fördelningsstation för att öka transformatorkapacitet	Öka kapacitet	1.Planerad (internt beslutad)	2028-2031

2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

I tabell 8 redovisas eventuella behov för framtida flexibilitetstjänster och andra resurser, i ett scenario där abonnemangsstorleken är konstant. Olika scenarion undersöktes, utifrån en normalkall vinter (samma som referensåret 2024 med den prognostiserade ökningen) och en tioårsvinter. Den normala vintern använde 2024 för båda fallen eftersom 2026 har ett mer oförutsägbart uttag ur abonnemanget som beror på energilager, alltså finns effektoppar ofta mitt i natten vilket inte skulle ge ett rimligt mönster för topplast. LENAB jobbar med energilager för att dessa inte ska gå över abonnemangsgränser i framtiden.

Resultatet ges som ett spann, normalårsvinter och tioårsvinter, med antagandet att uttagsabonnemanget från överliggande nät är den dimensionerande faktorn för behov av flexibilitetstjänster och resurser. Regionnätsägaren Vattenfall har dock indikerat till LENAB att abonnemanget kan öka cirka 2% per år, och i dagsläget inte har några andra begränsningar.

Tabell 8 - Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i MW per delområde med ett fast abonnemang på 52,5/20,5 MW för normal och tioårsvinter

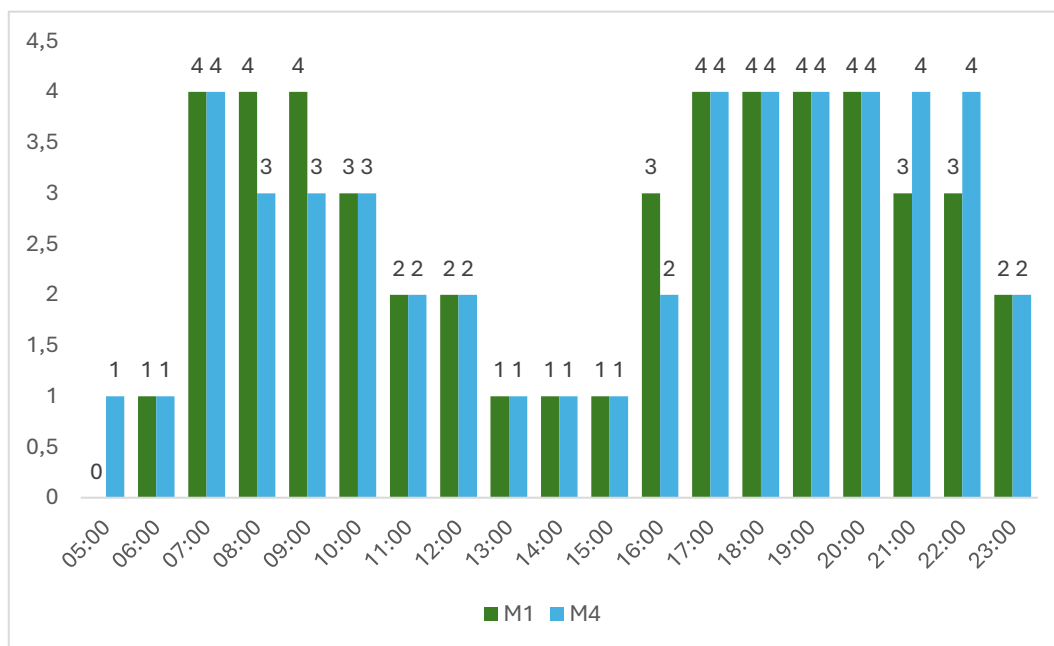
Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser [MW]					
		2024 tioårsvinter	0–2 år (2027)	3–5 år (2032)	6–10 år (2036)
Station M1	Timmar per år med flexibilitetsbehov [h]	10-79	14-89	136-256	220-408
	Årligt flexibilitetsbehov [MWh/år]	34-209	38-244	476-1270	1046-2329
	Medeleffekt flexbehov [MW]	0-2,7	2,8-2,8	3,5-5	4,8-5,8
	Maxeffekt flexbehov [MW]	7-11,2	7,5-11,7	13,7-17,9	16,9-21,1
Station M4	Timmar per år med flexibilitetsbehov [h]	0-525	3-877	52-2292	119-3400
	Årligt flexibilitetsbehov [MWh/år]	0-1149	2-1856	40-5259	169-9118
	Medeleffekt flexbehov [MW]	0-2,2	0,4-2,2	0,8-2,3	1,5-2,7
	Maxeffekt flexbehov [MW]	0-7,8	0,5-8,8	2,8-11,1	4,1-12,4

De estimerade behoven kan inte användas rakt av för att avgöra om det är kostnadseffektivt med flexibilitetslösningar. Scenarion räknar inte med en energieffektivisering i kundkollektivet, vilket också skulle minska flexibilitetsbehoven. Denna energieffektivisering väntas även bli desto större med effekttarifferna som LENAB kommer rulla ut när nya föreskrifter om effekttariffer är färdiga.

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

Som vi ser i tabell 8 finns eventuellt behov av flexibilitetstjänster, men dessa är väldigt osäkra. Värt att nämna är att topplasterna som kommit i 2026 ofta kommit på grund av energilagren i nätet, och dessa behöver bättre regleras för att inte skapa överuttag mot överliggande nät.

Eventuella flexibilitetstjänster som skulle kunna behövas för den normala lasten (referensår 2024) kommer vara begränsade till vinterhalvåret och vid extra kalla vinterperioder. I figur 5 kan vi se vilka timmar nätets 50 topplasttimmar förekommer 2024. Den högsta toppen kommer mellan kl. 17-22 men även en mindre topp mellan kl. 7-10. De flexibilitetslösningar som LENAB ska tillämpa vore villkorade eller flexibla avtal, framförallt för exempelvis energilager. Andra flexibla avtal skulle även kunna bli relevanta i framtiden.



Figur 5. Antal timvärden per klockslag av de 50 högsta värdena per år under 2024

2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

LENAB äger ett relativt litet nät, som inte har många industrikunder eller punktlaster, förutom energilager. Den planerade investeringen (L1) grundas framförallt i föråldrad teknik och behov av fler slingor i 20 kV nätet, då anslutningsförfrågningar kommer kontinuerligt. Flexibilitetstjänster kan reducera effekttoppar och minska kapacitetsbehovet, men kan inte på samma sätt också skapa redundans.

Flexibilitetstjänster så som en egen flexibilitetsmarknad bedöms inte heller som ett kostnadseffektivt i alternativ i dagsläget. Detta bedöms både utifrån analysen i denna rapport, och en kartläggning från Sweco som visar att lokala flexmarknader präglas av bristande likviditet och en branschgemensam standardisering, vilket kan vara särskilt utmanande för mindre nätbolag att bära detta på egen hand [8]

LENAB ser istället positivt på att ansluta nya flexibilitetsaktörer till LENABs elnät, så som energilager, som kan bidra med flexibilitet på de större flexibilitetsmarknader men som även ger en positiv effekt på det lokala elnätet. Det mest kostnadseffektiva alternativet som

undersöks är där att införa flexibla avtal med framtida energilagerkunder, så energilager inte belastar LENABs elnät under höglasttider och kan maximera nätutnyttjandegraden under låglasttimmar.

2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet

Inga kapacitetsbegränsningar finns i dagsläget för LENAB, och planerade åtgärder möter de behov som finns för överföringskapacitet i effektprognosen.

3 Mall för samråd

I den slutgiltiga nätutvecklingsplanen kommer detta kapitel innehålla vilka aktörer som lämnat synpunkter på nätutvecklingsplanen under samrådet samt hur LENAB har beaktat dessa vid framtagande av den slutgiltiga nätutvecklingsplanen.

Samrådstiden pågår från 15e september 2026 åtminstone fram till 31 oktober 2026 Om någon berörd systemanvändare vill lämna synpunkter kring nätutvecklingsplanen kan de maila dessa synpunkter till natutvecklingsplan@lerumenergi.se. Även frågor kring samrådet kan mailas till natutvecklingsplan@lerumenergi.se.

4 Referenser

- [1] Energimarknadsinspektionen, "Föreskrift EIFS 2024:1," 2026. [Online]. Available: <https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/foreskrifter-ei/2024/foreskrift-eifs-20241>.
- [2] Energimyndigheten, "Nätutvecklingsplaner - vägledning EIFS 2024:1 och 2026:4," 2026. [Online]. Available: <https://ei.se/bransch/natutvecklingsplaner/natutvecklingsplaner---vagledning-eifs-20241-och-20264>.
- [3] "2024:1006-"Effektprognos-En lathund för lokalnätbolag", Energiforsk, 2024.
- [4] "Skattning av vägtrafikens framtida energi- och effektbehov, per län, kommun och typ av laddinfrastruktur," Jakob Rogstadius, RISE, 2023.
- [5] Lerum Kommun, "Energiplan 2024-2030," 2024. [Online]. Available: <https://lerum.se/download/18.2ff5772818f37977b9c57014/1715586205663/Energiplan%202024-2030.pdf>.
- [6] Lerum kommun, "Befolkningsstatistik," 2026. [Online]. Available: <https://lerum.se/kommun-och-politik/kommunfakta/befolkningsstatistik>.
- [7] SCB, 2026. [Online]. Available: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__BE__BE0401__BE0401A/BefProgOsiktNetN/.
- [8] Sweco, "Kartläggning av lokala flexmarknader," 15 05 2025. [Online]. Available: <https://ei.se/om-oss/nyheter/2025/2025-04-15-ny-konsultstudie-kartlagger-lokala-flexibilitetsmarknader>. [Använd 2026].