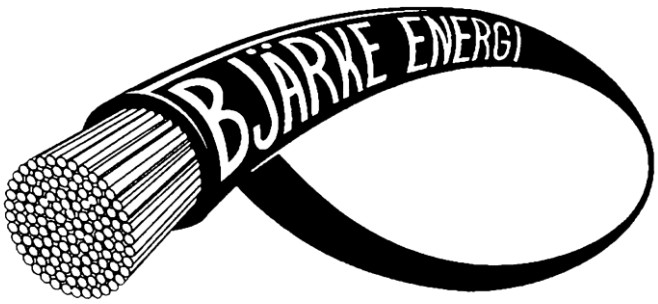


Nätutvecklingsplan 2027-2036

Bjärke Energi ekonomisk förening

Preliminär nätutvecklingsplan inför samråd

2026 09 14
Version 1

Innehåll

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät 4
1.1 Uppgifter om företaget 4
1.2 Uppgifter om företagets elnät 4
1.3 Karta över området där Bjärke Energi ekonomisk förening bedriver nätverksamhet 5

2 Behov av överföringskapacitet i elnätet 6
2.1 Redogörelse för företagets prognosarbete 6
2.2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034 6
2.2.1 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet 7
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen 7

3 Planerade investeringar och alternativa lösningar 8
3.1 Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder 8
3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat 8
3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet 8
3.2 Planerade investeringar 9
3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar 10
3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser 10
3.3.1 Det förväntade behovet 10
3.3.2 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna 10
3.3.3 Omdirigering 10

4 Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2027–2036 möter behovet 11

5 Samråd 12
5.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd 12

Nätutvecklingsplan 2027-2036 Bjärke Energi ek. för.

Ver.nr	Datum	Ansvarig	Ändring/kommentar
1	2026-09-14	VD	Preliminär nätutvecklingsplan inför samråd

Från och med 2024 ska samtliga nätföretag i Sverige ta fram en nätutvecklingsplan där en effektprognos för behov av överföringskapacitet gällande produktion och användning i elnät ska redovisas.
I detta dokument redovisas Bjärke Energis plan för perioden 2027 - 2036 och inbjuder intressenter till att lämna synpunkter.

Bakgrund

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

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. Nätutvecklingsplanen är därmed inte bindande och kan komma att ändras.

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät

1.1 Uppgifter om företaget

Tabell 1, Uppgifter om företaget

Företagsnamn	Bjärke Energi ek. för.
Organisationsnummer	763000 – 0128
Kontaktperson	Kundservice
E-post	info@bjerke-energi.se
Telefonnummer	0322 – 65 05 00
Länk till preliminär nätutvecklingsplan inför samråd	www.bjerke-energi.se
Länk till information om samråd	www.bjerke-energi.se
Länk till slutlig nätutvecklingsplan	www.bjerke-energi.se
Länk till slutlig samrådsredogörelse	www.bjerke-energi.se
Bilagor	
Kartbilagor	

1.2 Uppgifter om företagets elnät

Bjärke Energi ekonomisk förening bedriver elnätsverksamhet med stöd av koncession för område i delar av kommunerna Alingsås, Vårgårda, Lerum, Ale och Trollhättan i Västra Götalands län. De större tätorterna är Sollebrunn, Gräfsnäs, Sjövik samt Östadkulle. Genom innehavet av elnätsdistributionsnätet skapar vi hållbara förutsättningar att bo och verka i en naturskön miljö på landsbygden.

Bjärke Energis elnät har två inmatningspunkter från Vattenfalls överliggande 40 kV regionnät. Inmatningspunkten i Anten där spänningen transformeras från 40 till 10 kV ägs av Bjärke Energi. Inmatningspunkten i Sollebrunn och dess transformering från 40 till 10 kV ägs av Vattenfall. Inmatning till Bjärke Energi sker därmed på 10 kV i Sollebrunn.

Från inmatningspunkterna och dess mottagningsstationer fördelas elnätets högspänningsnät via ett flertal utgående högspänningsledningar till nätstationer där transformering sedan sker till lågspänningsnäten.

Antalet kundanläggningar uppgår i nuläget till ca 5000 st vilket tillsammans förbrukar ca 75 GWh per år och den sammanlagda toppeffekten uppgår till ca 24 MW.

Merparten av kunderna utgörs av bostäder men det förekommer även skolor, handelsföretag och industrier. Bjärke Energi ek. för. har ca 391 km högspännings-ledning varav 328 km är markförlagd samt 738 km lågspänningsledning varav 666 km är markförlagd. I medeltal blir det ca 225 m ledning per kund.

1.3 Karta över området där Bjärke Energi ekonomisk förening bedriver nätverksamhet



2 Behov av överföringskapacitet i elnätet

2.1 Redogörelse för företagets prognosarbete

Vårt prognosarbete bygger på att vi ser på tidigare års belastningsmönster, samt att vi bedömer kundbeteende med tanke på kunders förmåga att spara eller inte.

Befolkningsutvecklingen i nätområdet väntas ha en svag ökning fram till år 2036. Trenden har hittills varit att energieffektiviseringar i befintliga bostäder har kompenserat för nytt effektbehov vid nya anslutningar, men vi förväntar oss nu en svag ökning av effektbehovet. Kommunernas detalj- och översiktsplaner är inräknade i prognosen.

Mindre solcellsanläggningar kommer fortsätta anslutas och de kommer att utmana lågspänningsnätet. Redan idag noteras vissa utmaningar då ett stort antal mindre produktionsanläggningar genererar ganska stora spänningsvariationer i delar av nätet.

Aggregerade stödtjänster kan, om de får stor spridning, ge kapacitetsproblem i lågspänningsnäten. Detta gäller främst stödtjänster som syftar till att lasta elnätet för att sänka frekvensen. De tar inte hänsyn till det lokala lågspänningsnätets last utan startar på yttre signal.

I vårt prognosarbete använder vi beräkningsprogram som hjälper oss att identifiera behoven. Vi använder också etablerade arbetsmetoder som till exempel riskanalys, känslighetsanalys och GAP-analys.

Utifrån förväntade lastökningar och förväntade större anslutningar har vi identifierat ett antal projekt som vi planerar att genomföra.

2.2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2027–2036

Tabell 2, Prognos över behov av överföringskapacitet i elnätet 2027-2036

Behov gällande överföringskapacitet i hela nätet	
År	**MW**
2027	*24,0*
2028	*25,2*
2029	*25,7*
2030	*26,2*
2031	*27,4*
2032	*28,0*
2033	*28,5*
2034	*29,0*
2035	*29,5*
2036	*30,0*

2.2.1 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

Jämfört med 2026 års överföringskapacitet beräknar vi en genomsnittlig ökning av vårt behov gällande överföringskapacitet till i genomsnitt 2,5% per år för en kommande tioårsperiod.

I tabellen nedan redovisas en prognos på årlig förändring i procent fördelat per år.

Tabell 3, Prognos på årlig förändring i procent fördelat per år

Överföringsbehov, förändring i procent mot föregående år	
År	**Förändring i %**
2027	4,2
2028	4,8
2029	2,0
2030	2,0
2031	4,4
2032	2,1
2033	1,7
2034	1,7
2035	1,7
2036	1,7

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

Systemets nuvarande förmåga beror på var lastökningarna lokaliseras inom vårt geografiska område. Med hjälp av simuleringar i företagets nätinformationssystem visar beräkningar och analyser på nätets möjlighet att ta ansluta ny last samt ta emot ny produktion, och vad som eventuellt behöver förstärkas.

Med de planer vi känner till idag så behöver vissa nätförstärkningar genomföras för att möta prognosen.

3 Planerade investeringar och alternativa lösningar

3.1 Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder

3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat

Bjärke Energi bedömer kontinuerligt behov av reinvestering i nätet. Som grund för bedömningen ingår bl.a.

- Den årliga risk- och sårbarhetsanalysen ligger till grund för den långsiktiga planeringen.
- Historiska värden på toppeffekter.
- Löpande drift och underhåll och de besiktningar vi gör ligger till grund för den mer kortsiktiga planeringen.
- Teknisk- och ekonomisk livslängd med hänsyn till nätreglering och olika föreskrifter.

Utifrån aktuell bedömning planeras ett antal projekt för att byta ut gamla delar och samtidigt öka överföringskapaciteten, se projektlista i kapitel 3.2. De projekten görs för att öka robustheten, kapacitetsförmågan och driftsäkerheten.

3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Primärt är den mest kostnadseffektiva lösningen att förstärka befintligt nät. I vissa av projekten kan dock flera alternativa val av utformning/lösning av förstärkningsåtgärder finnas. Batterilagringsystem kan bli aktuellt i någon enstaka del av elnätet.
Vid detaljprojektering får möjliga alternativ och eventuellt andra möjliga synergier vägas in i arbetet.

3.2 Planerade investeringar

I tabellen nedan listas de projekt eller åtgärder som är planerade.

Tabell 4, Planerade investeringar till och med år 2036

Projektbenämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projekt-status	Tidpunkt driftsättning
Nätförstärkning lågspänning	Markförläggning av befintlig ALUS, ca 7 km per år under perioden 2027-2036	Nätförstärkning för laddinfra-struktur och mikroproduktion	4	Löpnade under perioden 2027-2036
Nätförstärkning och förnyelse av hög- och lågspänning	Förnyelse och utbyggnad, ca 10 nya nätstationer per år under perioden 2027-2036	Nätförstärkning för ladd-infrastruktur och mikro-produktion samt för att höja driftsäkerheten	4	Löpnade under perioden 2027-2036
Ombyggnad av en högspännings-linje	Ombyggnad 10 kV-samt 0,4 kV-nät	Reinvestering samt nätför-stärkning av ålderstiget nät. Höja driftsäkerheten	4	Etappvis 2026 – 2027
Ombyggnad av fyra högspännings-linjer	Ombyggnad 10 kV-samt 0,4 kV-nät	Reinvestering samt nätför-stärkning av ålderstiget nät. Höja driftsäkerheten	5	Etappvis 2027 – 2033
Nya utgående linjefack, 10 kV	Utöka befintlig 10 kV-ställverk med nya utgående linjefack	För anslutning av nya utgående linjer fån befintlig mottagningsstation	5	2030
Transformatorbyte 40/10 kV	Utbyte av transformator i befintlig mottagnings-station	För att öka överföringskapaciteten och möta ett utökat lastbehov	5	2032

Projektstatus innebär något av följande alternativ:

1 Planerad (internt beslutad)
2 Inväntar tillstånd
3 Tillstånd beviljat, ej påbörjad
4 Påbörjad
5 Under övervägande (ej internt beslutad)
6 Övrigt (ska specificeras)

3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar

Investeringar redovisas i tabellen under rubriken 3.2 Planerade investeringar

3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

3.3.1 Det förväntade behovet

Under några år har effektavgifter och/eller tidsdifferentierad energiavgift införts succesivt, detta för att dämpa behovet av förstärkningar i näten. Tarifferna skapar incitament till att hålla nere effekttopparna i nätet och förskjuta lasten över tid. Detta är inte hela lösningen på effektproblematiken men ett bidrag till att klara ett större energiuttag utan att behöva förstärka många delar av nätet på grund av högre effekter.

I nuläget ser vi inte något behov av ytterligare flexibilitetstjänster och andra resurser.

Tabell 5, Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i MW per delområde

Delområde	0 – 2 år	3 – 5 år	6 – 10 år
Hela nätet	0	0	0

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

Utöver redan planerade flextjänster ser vi inte att det finns ytterligare behov under kommande period.

3.3.3 Omdirigering

Omdirigering tillämpas inte i distributionsnätet. I dagsläget finns ingen plan på att införa denna funktion för någon elnätskund.

4 Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2027–2036 möter behovet

De planerade åtgärderna som redovisas i kapitel 3.2 är tillräckliga för att klara den prognostiserade effekten fram t o m 2036.

Vattenfall Eldistribution, som äger överliggande regionnät, kan i nuläget inte svara på om deras nät är en begränsning.

5 Samråd

5.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd