

Datum: 2026-09-11
Utarbetad av: Pär Tolf
Verksamhetsområde: Elnät
Versionsnummer: 0.7

Nätutvecklingsplan Västerviks Kraft Elnät AB



Perioden 2027–2036

Denna nätutvecklingsplan har tagits fram i samarbete med Endre Technologies AB.

Innehåll

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät	3
1.1 Uppgifter om företaget	3
1.2 Uppgifter om företagets elnät	4
1.3 Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet	5
2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet	6
2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet	6
2.1.1 Transportsektorn	9
2.1.2 Lokalproduktion (Solceller)	9
2.1.3 Beteende	9
2.1.4 Energieffektivisering	10
2.1.5 Punktlaster	10
2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet	10
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	11
2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar	12
2.4.1 Planerade investeringar	12
2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser	14
2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet	15
2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet	16
3 Samråd	16
3.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd	16

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät

1.1 Uppgifter om företaget

Tabell 1 Företagsinformation.

Företagsnamn	Västerviks Kraft Elnät AB
Organisationsnummer	556528-1382
Kontaktperson(er)	Pär Tolf
E-post	miljoenergi@vastervik.se
Telefonnummer	010-3557050
Länk till nätutvecklingsplan som delats inför samråd (preliminär nätutvecklingsplan)	
Länk till information om samrådet	
Länk till slutlig nätutvecklingsplan	
Länk till slutlig samrådsredogörelse	
Bilagor	
Kartbilagor	

1.2 Uppgifter om företagets elnät

Västerviks Kraft Elnät AB (organisationsnummer 556528-1382) äger och driver ett lokalt elnät som distribuerar el till kunder inom företagets koncessionsområde. Elnätet omfattar totalt cirka 70 mil ledning och förser omkring 13 272 kunder med el. I nätet ingår 326 nätstationer, som omvandlar el mellan olika spänningsnivåer så att den kan levereras till hushåll, företag och andra anläggningar.

Elnätet är uppbyggt i flera spänningsnivåer. Elen tas emot från det överliggande regionnätet och matas in i företagets nät via 3 anslutningspunkter. Dessa anslutningspunkter utgör gränspunkterna mellan företagets lokalnät och de överliggande regionnäten, som drivs av Vattenfall respektive E.ON. Inom det lokala nätet distribueras elen på spänningsnivåerna 20 kV och 10 kV (så kallad mellanspänning), samt 0,4 kV (lågspänning), som är den spänning de flesta kunder använder i sina anläggningar. Genom nätstationerna transformeras elen stegvis ned till den lägre spänning som slutkunderna behöver.

Enkelt uttryckt fungerar elnätet som ett förgrenat system där elen först tas emot på hög spänning från regionnätet, därefter fördelas ut i området på mellanspänning och slutligen omvandlas till lägre spänning nära kunderna. På så sätt kan elen transporteras effektivt över längre sträckor och samtidigt levereras säkert till varje enskild anslutning.

För att underlätta planering, redovisning och uppföljning är företagets elnät indelat i tre geografiska delområden med unika identiteter: OMR 1, OMR 2 och OMR 3. Dessa delområden används genomgående i hela nätutvecklingsplanen, så att uppgifter och analyser konsekvent kan kopplas till samma områdesindelning.

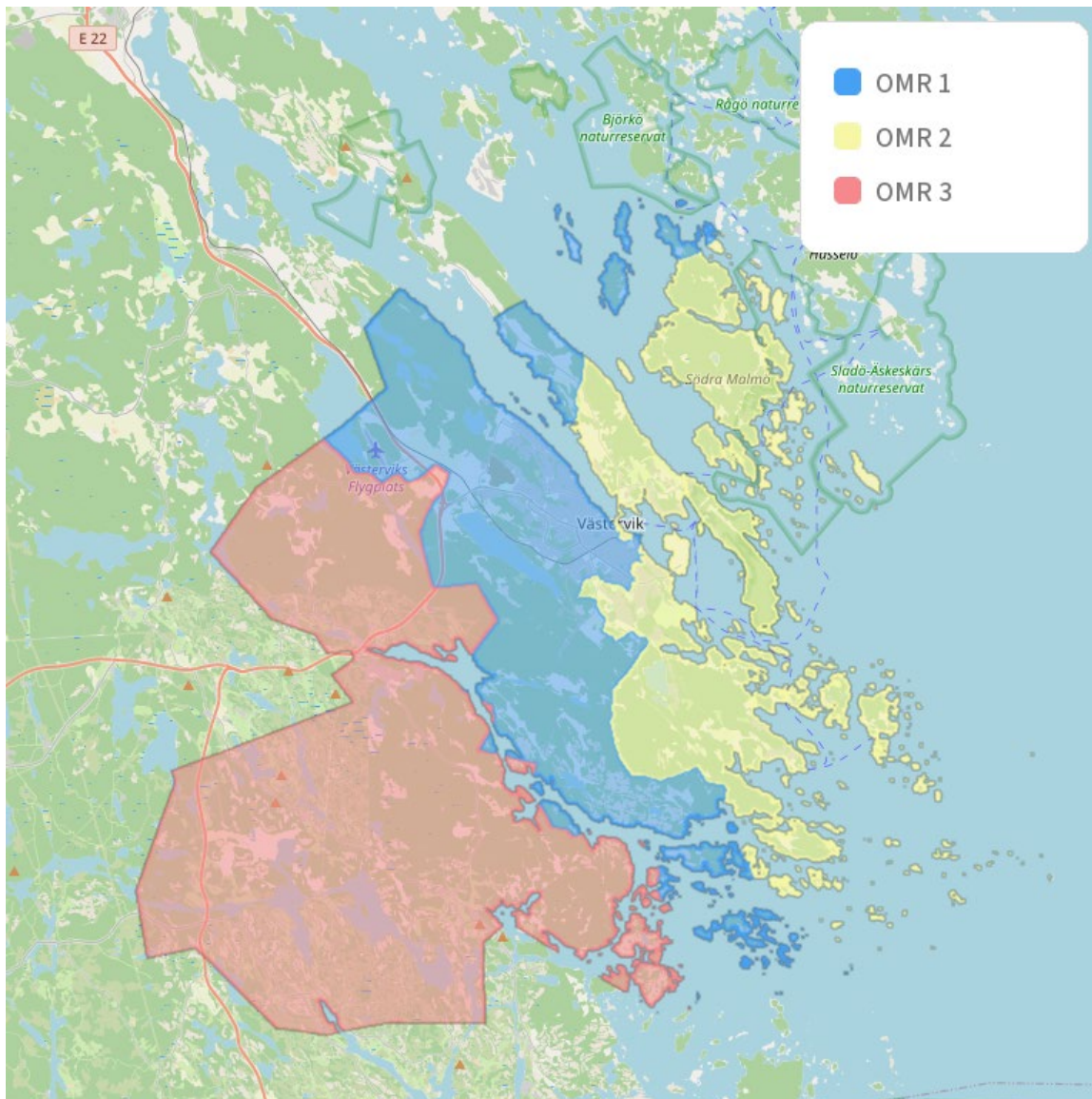
OMR 1 och OMR 2 är anslutna mot Vattenfalls 130kV:s regionnät och utgörs främst av tätort men också av skärgårdsdistribution, främst då i OMR 2:s östliga och sydöstliga delar. OMR 3 är anslutet mot E.ON:s 50kV:s regionnät och fördelas över tätort och landsbygdsnät, med viss skärgårdsdistribution i de södra delarna.

En översiktskarta som visar elnätets geografiska utbredning, spänningsnivåer och de tre delområdena bifogas nätutvecklingsplanen.

1.3 Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet

I Figur 1 nedan så ses en karta över Västerviks Kraft Elnät AB:s koncessionsområde.

Figur 1 Karta över Västerviks Kraft Elnät AB koncessionsområde.



2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet

2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet

Tabell 2 Prognos över behov av överföringskapacitet i elnätet 2027–2036.

År	OMR 1		OMR 2		OMR 3	
	Höglast	Låglast	Höglast	Låglast	Höglast	Låglast
2027	30 MW	8 MW	18 MW	1 MW	3 MW	-1 MW
2028	30 MW	8 MW	22 MW	2 MW	3 MW	-1 MW
2029	31 MW	9 MW	22 MW	2 MW	6 MW	0 MW
2030	31 MW	9 MW	22 MW	2 MW	6 MW	0 MW
2031	32 MW	9 MW	23 MW	3 MW	6 MW	0 MW
2032	32 MW	9 MW	23 MW	3 MW	6 MW	0 MW
2033	32 MW	10 MW	23 MW	3 MW	6 MW	0 MW
2034	32 MW	10 MW	23 MW	3 MW	6 MW	0 MW
2035	32 MW	10 MW	23 MW	3 MW	6 MW	0 MW
2036	33 MW	10 MW	23 MW	3 MW	6 MW	0 MW

Västerviks Kraft Elnät AB jobbar kontinuerligt med effektbehovet inom det egna nätet, och mot Vattenfall och E.ON:s regionnätanslutning. Detta arbete innefattar dialog med Vattenfall och E.ON, kommunen samt stora aktörer inom koncessionsområdet.

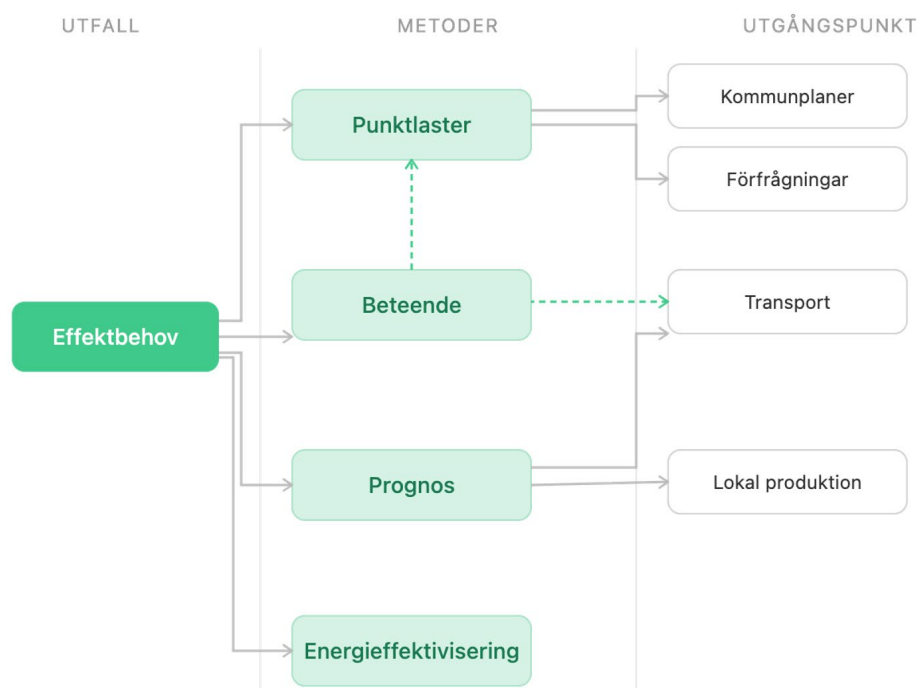
För att nå nuvarande klimatmål behöver stora delar av Sveriges energisystem förändras, vilket i många fall innebär en elektrifiering. Denna övergång kommer ha olika förutsättningar beroende på lokala faktorer. Rapporter från Energimyndigheten visar t.ex. potentiellt på stora mängder vätgasproduktion i det svenska elsystemet och elektrifiering av olika industrier. Beroende på var dessa installationer görs kommer det ha en stor påverkan på den lokala framtida elanvändningen på dessa platser. Samtidigt så påverkas transitionen av en stor mängd olika variabler, som påverkar vilka nya tekniker som kommer finnas tillgängliga, vilket gör den mycket komplex. Att kunna göra prognoser på var och när denna transition till ett mer elektrifierat samhälle kommer ske kan därför endast göras givet vissa antaganden.

Prognosarbetet som används i denna rapport är baserat på antaganden och beräkningar kring vad som påverkar det framtida effektbehovet. Syftet med beskrivningen är att vara transparent i hur prognosen tagits fram, och vilka antaganden som ligger till grund för arbetet.

När det kommer till framtida effektbehov så kan orsakerna delas in i tre delar: tillväxt, beteende och energieffektivisering. Det framtida effektbehovet beror delvis på tillväxt av nya laster som tillkommer i systemet: så som nybyggnation från kommunala planer, elfordon, expansion hos existerande kunder osv. Utöver att nya laster tillkommer så kan också effektbehovet förändras på grund av ändrade beteendemönster. Ändrade beteendemönster kan t.ex. involvera att elfordon laddas vid specifika tillfällen. Beteendeändringar påverkar sammanlagring mellan laster, och kan vara en signifikant faktor kopplat till effektförändringar. Förändringen kan både innebära en ökning, eller minskning av effektbehovet. De senaste 40 åren har Sveriges elanvändning varit relativt konstant, trots en befolkningsökning på 1 miljon personer. Detta är till stor del på grund av energieffektivisering. En framtida prognos behöver därför inkludera antaganden kring tillväxt av nya laster, beteendemönster och energieffektivisering.

Prognosarbetet är uppdelat i fyra olika områden: produktion, transport, kommunala planer, och anslutningsförfrågningar. Separationen för olika områden är gjord för att öka transparensen för var nytt effektbehov kommer från, samt att öka träffsäkerheten och analysförmågan i prognoserna. Med tillgång till områdesspecifika data kan träffsäkerheten och analysförmågan för effektbehovet förbättras och t.ex. möjliggöra flexibilitetsanalyser. Tillsammans beskriver dessa fyra områden det sammanlagda effektbehovet. Figur 2 visar schematiskt hur de olika sektorerna bidrar till det övergripande prognosarbetet.

Figur 2 Schematisk bild av hur prognosarbetet gjorts.



En viktig del av arbetet med effektbehovsprognosen är att behöva göra antaganden. För att vara tydlig gällande dessa antaganden som arbetet baseras på är de mest centrala antagandena sammanfattade i Tabell 3 nedan.

Tabell 3 Lista över antaganden som ligger till grund för prognosen.

Sektor	Beskrivning
Transport	Fordon körs enligt samma övergripande körmönster under samtliga år, vilket är samma som under 2023.
Transport	Fördelning av laddning mellan olika laddstrategier för personbilar är: fördelad mellan 50.0% direkt laddning, 30.0% prisoptimerad laddning och 20.0% nätvänlig laddning.
Transport	Fördelning av laddning mellan olika laddstrategier för bussar är: jämt fördelad mellan depåladdning och direkt laddning.
Transport	Fördelning av laddning mellan olika laddstrategier för lastbilar är: jämt fördelad mellan depåladdning och direkt laddning.
Lokalproduktion	Tillväxten av solcellsanläggningar begränsas på grund av mättning av produktionsbehovet, och priset under soliga timmar.
Samhällsförändring	Samtliga nybyggda bostäder är småhus och lägenhetskomplex, och värms med värmepump.
Samhällsförändring	Nybyggnation av bostäder sker i en mindre takt än historiskt på grund av högre räntor samt befolkningsminskning i ålderssegmenten 0-18 år, och 19-59 år.
Energieffektivisering	Årlig minskning av elanvändning för uppvärmning med 0.2%.
Övergripande	Årstemperatur samt elanvändning är taget från 2019-2024, respektive 2021-2024. En medelårsvinter är antagen för effektbehovet.

Nedan presenteras en detaljerad beskrivning av hur prognoserna för sektorerna transport, lokalproduktion, energieffektivisering och punktlaster genomförts, samt vilket underlag som varit till

grund för dessa. Målet med samtliga prognoser är att de ska vara grundade i data i den mån det är möjligt.

2.1.1 Transportsektorn

Elektrifiering av olika delar av transportsektorn drivs av olika faktorer beroende på om det handlar om tung trafik, personbilar eller kollektivtrafik. Prognosen för effektbehovet inom transportsektorn baseras på kördata för respektive transportsektor, historiska data över antal laddbara fordon och nyregistreringar, data kring parkeringsplatser och laddpunkter samt information om lokala hållbarhetsmål.

Kördata innehåller rörelsemönster för respektive transporttyp, vilket möjliggör uppskattningar av laddplats och laddbehov med hög detaljnivå. Historiska data över laddbara fordon används för att prognostisera tillväxttakten, vilket i forskning visat sig vara den mest tillförlitliga metoden för elfordonsprognoser. Information om lokala hållbarhetsmål används för att ta fram en prognos för elektrifiering av kollektivtrafiken, som sedan kombineras med kördata från kollektivtrafikbolagen för att beräkna ett laddbehov.

Prognosen för personbilsladdning är uppdelad på två laddtyper: hemmaladdning och publik laddning. Hemmaladdning avser det laddbehov som förväntas kunna styras med relativt enkla medel, exempelvis hos personer med en dedikerad laddplats i villa eller radhus. Publik laddning avser laddbehov på platser där personer saknar en dedikerad laddare, till exempel boende i flerfamiljshus eller laddning vid publika laddplatser.

Effektbehovet för tungtrafik baseras på kördata över lastbilsrörelser och prognoser baseras på nuvarande andel elektrifierade tunga fordon samt elektrifieringstrender. Kördata används för att identifiera lämpliga laddplatser och simulera laddbehovet tidsupplöst utifrån antaganden om laddstrategi. Utöver det prognostiserade effektbehovet inkluderas även effektbehov från relevanta anslutningsförfrågningar kring nya laddare för tungtrafik.

2.1.2 Lokalproduktion (Solceller)

För lokal produktion beaktar prognosen den historiska utbyggnadstakten av solceller inom nätet, inklusive antal installerade system och deras storlek. Även nytillkomna anslutningsförfrågningar för anläggningar som bedöms vara relevanta för prognosperioden inkluderas. Utöver den förväntade kapacitetstillväxten tas även hänsyn till elprisutvecklingen, där en hög andel solkraft i systemet generellt sett minskar marginalnyttan av ytterligare solcellsinstallationer. Detta innebär att tillväxttakten för ny solcellskapacitet antas avta i takt med att mängden lokal produktion ökar och lönsamheten för nya installationer successivt minskar.

2.1.3 Beteende

I effektprognosen antas befintliga kunders beteende och förbrukningsmönster förbli oförändrade över prognosperioden. Det tillkommande laddbehovet från transportsektorn hanteras däremot genom simulering, där laddningsbeteendet för personbilar, lastbilar och bussar modelleras utifrån kördata och antaganden om laddstrategier. På så sätt fångas den förväntade förändringen i efterfrågan som elektrifieringen av transportsektorn medför, utan att påverka de antaganden som ligger till grund för övrig förbrukning i nätet.

2.1.4 Energieffektivisering

Energieffektiviseringen som skett de senaste årtionden har därför inneburit en effektbesparing. För många kommunala elnätbolag har energieffektivisering till stor del kompenserat för den förväntade effektökningen från en ökning av den kommunala befolkningen. Det har inneburit att trots en befolkningstillväxt på ca 1 miljon, så har Sveriges elanvändning varit förhållandevis konstant. En stor del av denna energieffektivisering är kopplad till uppvärmning och beror delvis på nya krav från bland annat EU och svensk lagstiftning. Energieffektivisering i uppvärmningssektorn påverkar endast behovet av eleffekt i de fall där uppvärmning sker med el. Det innebär att ett nätbolag med en hög andel fjärrvärme kommer ha en mindre möjlighet att påverka eleffekten genom energieffektivisering, jämfört med ett nätbolag med en stor andel elbaserad uppvärmning. I arbetet med det framtida effektbehovet antas energieffektivisering vara kopplat till minskning av uppvärmningsbehovet, vilket är i linje med EU krav.

2.1.5 Punktlaster

Punktlaster är uppdelade i två kategorier: kommunala detaljplaner och anslutningsförfrågningar. En bedömning av vilka av dessa som är relevanta för det framtida effektbehovet har gjorts. Effektbehovet från dessa punktlaster har beräknats baserat på en AI-metod framtagen av Endre Technologies AB. I metoden har en AI tränats för att kunna simulera effektbehovet för nya punktlaster baserat på användarinput och har verifierats mot mätvärden. Metoden möjliggör en sammanlagringsberäknad effektprofil, vilket minskar osäkerheter i effektbehovet.

2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

Företaget har jämfört prognosen för behov av överföringskapacitet 2027–2036 med det historiska, temperaturkorrigerade effektbehovet år 2025. År 2025 har valts som jämförelseår eftersom det utgör ett representativt och nyligen passerat utfallsår med temperaturkorrigerade mätvärden. Jämförelsen redovisas per delområde och i procent i tabellen nedan.

Sammantaget ökar behovet av överföringskapacitet över perioden. Totalt bedöms behovet öka med som mest +47,1 % jämfört med 2025.

I OMR 1 sker en måttlig ökning, från +5,4 % år 2027 till +16,2 % år 2036. I OMR 2 ökar behovet kraftigt redan i inledningen av perioden, från +68,1 % år 2027 till över +100 % från 2028 och som mest +107,9 %. I OMR 3 minskar behovet något inledningsvis (-6,4 % år 2027), för att därefter öka markant från 2029 och nå som mest +112,9 % år 2036.

Ökningarna i OMR 2 och OMR 3 är således betydande, medan förändringen i OMR 1 är mer begränsad.

Tabell 4 Prognos över behov av överföringskapacitet i elnätet, procentuell förändring 2027–2036.

År	OMR 1	OMR 2	OMR 3
2027	+5,4 %	+68,1 %	-6,4 %
2028	+7,6 %	+102,6 %	-6,0 %
2029	+10,2 %	+103,2 %	+109,6 %
2030	+11,5 %	+104,0 %	+110,1 %
2031	+12,7 %	+104,7 %	+110,7 %
2032	+13,6 %	+105,4 %	+111,2 %
2033	+14,4 %	+106,1 %	+111,7 %
2034	+15,1 %	+106,7 %	+112,1 %
2035	+15,8 %	+107,3 %	+112,5 %
2036	+16,2 %	+107,9 %	+112,9 %

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

Företagets bedömning av det befintliga systemets förmåga att möta det prognostiserade behovet av överföringskapacitet utgår från det befintliga systemets förmåga utan hänsyn till planerade åtgärder, det vill säga utan beaktande av planerade investeringar eller planerad användning av flexibilitetstjänster eller andra resurser. Bedömningen redovisas per delområde samt mot den överliggande regionnätanslutningen och avser dels höglast (konsumtion), dels låglast (inmatning).

Vid höglast överstiger det prognostiserade effektbehovet under planeringsperioden det befintliga systemets överföringsförmåga i samtliga tre delområden. Kapacitetsbegränsning avseende konsumtion föreligger därför i delområde OMR 1, i delområde OMR 2 och i delområde OMR 3. Även mot överliggande nät, det vill säga i regionnätanslutningen, överstiger det samlade prognostiserade uttaget den tillgängliga kapaciteten, varför en kapacitetsbegränsning föreligger även där. Sammantaget finns nuvarande och förväntade kapacitetsbegränsningar avseende konsumtion i både företagets eget nät och i överliggande nät under de kommande tio åren.

Vid låglast prognostiseras ingen inmatning till överliggande nät i delområde OMR 1 respektive OMR 2, och i delområde OMR 3 ligger den prognostiserade inmatningen inom det befintliga systemets överföringsförmåga. Någon kapacitetsbegränsning avseende produktion föreligger därmed varken i delområdena eller mot överliggande nät under planeringsperioden.

Företagets befintliga system bedöms således inte kunna hantera det prognostiserade behovet av överföringskapacitet med avseende på konsumtion, medan behovet med avseende på produktion kan hanteras. Att en kapacitetsbegränsning kan komma att hanteras genom framtida åtgärder påverkar inte redovisningen ovan, eftersom bedömningen avser det befintliga systemets förmåga.

Företaget använder för närvarande inga flexibilitetstjänster eller andra resurser som ett alternativ till utbyggnad av systemet.

2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar

2.4.1 Planerade investeringar

Företagets planerade investeringar för de kommande fem till tio åren framgår av tabellen nedan. Investeringarna är baserade på företagets prognos för behovet av överföringskapacitet och redovisas per delområde (OMR 1, OMR 2 och OMR 3) samt med beskrivning av projektets innehåll, syfte, status och tidpunkt för driftsättning. Statusangivelserna följer de kategorier som anges i Energimarknadsinspektionens föreskrift, det vill säga planerad (internt beslutad), inväntar tillstånd, tillstånd beviljat men ej påbörjad, påbörjad, under övervägande (ej internt beslutad) samt övrigt.

Företaget har valt att redovisa investeringarna på en aggregerad nivå där åtgärder som utförs i samma syfte och som har ett tidsmässigt eller geografiskt samband sammanförs till ett gemensamt projekt. Exempelvis redovisas återkommande åtgärder såsom om- och tillbyggnad av nätstationer, vädersäkring och förstärkning, kabelskåpsbyten samt nätförstärkningar kopplade till fordonsladdning, solceller och batterilager samlat per delområde i stället för som ett stort antal enskilda delåtgärder. Företaget bedömer att denna aggregeringsnivå ger en rättvisande och överskådlig bild av den planerade utvecklingen av nätet, och redovisningen behöver därför inte motsvara den projektindelning som företaget använder i andra sammanhang.

Denna nätutvecklingsplan utgör den första i vilken projekten redovisas med den nu använda identitetsstrukturen kopplad till delområdena OMR 1, OMR 2 och OMR 3. De projekt som redovisades i den föregående nätutvecklingsplanen återfinns i allt väsentligt i de investeringar som redovisas i tabellen nedan, men med uppdaterad status. Flera projekt som tidigare angavs som planerade (internt beslutade) eller inväntande tillstånd har därefter övergått till status påbörjad, vilket återspeglar att arbetet med om- och tillbyggnad av mottagningsstationer, om- och tillbyggnad av nätstationer, vädersäkring och förstärkning samt kabelskåpsbyten har inletts. Nätförstärkningen kopplad till fordonsladdning har gått vidare till status tillstånd beviljat, ej påbörjad. Ny mottagningsstationen i OMR 2, som i den tidigare planen angavs med status övrigt, redovisas nu som under övervägande (ej internt beslutad) och kvarstår därmed som föremål för fortsatt bedömning innan ett slutligt investeringsbeslut fattas. Inga av de tidigare redovisade projekten har utgått, och företaget bedömer i dagsläget att de angivna tidpunkterna för driftsättning kvarstår.

Övriga projekt, deras syfte, status och tidpunkt för driftsättning framgår av tabellen nedan.

Tabell 5 Investeringsplan för elnätsutveckling.

Delområde	Projektbenämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidspunkt för driftsättning
OMR 2	Ny mottagningsstation	Ny placering av en mottagningsstation. Nytt kabelnät mellan stationerna	Förstärkning av nätet samt redundans mellan stationerna	Under övervägande (ej internt beslutad)	2031-2034
OMR 3	Om & tillbyggnad av mottagningsstation	Byte av transformator samt förstärkning av utgående nät	Kapacitetshöjande samt förstärkning av nätet	Påbörjad	2025-2028
OMR 1 / OMR 2	Om & tillbyggnad av mottagningsstation	Byte av transformator samt förstärkning av utgående nät	Kapacitetshöjande samt förstärkning av nätet	Påbörjad	2025-2028
OMR 3	Nybyggnation av nätstationer	Nya nätstationer för utbyggnad vid ny mottagningsstation	Kapacitetshöjande	Planerad (internt beslutad)	2028-2034
OMR 1 / OMR 2 / OMR 3	Om & tillbyggnad av nätstationer	Stationsbyte samt utbyggnad	Primärt reinvestering men även kapacitetshöjande	Påbörjad	2025-2034
OMR 1 / OMR 2 / OMR 3	Vädersäkring & förstärkning	Isolering av luftledning alt. kablage	Primärt reinvestering men även något kapacitetshöjande och leveranssäkerhet	Påbörjad	2025-2030

OMR 1 / OMR 2 / OMR 3	Kabelskåpsbyte	Isolering av kabelskåp	Personsäkerhet och reinvestering	Påbörjad	2025-2034
OMR 1 / OMR 2 / OMR 3	Fordonsladdning	Nätförstärkning till snabbladdare	Tillhandahålla effekt för fordonsladdning	Tillstånd beviljat, ej påbörjade	2025-2034
OMR 1 / OMR 2 / OMR 3	Solceller	Nätförstärkning till solcellsparker	Kapacitetshöjande i nätet	Planerad (internt beslutad)	2025-2034
OMR 1 / OMR 2 / OMR 3	BESS	Nätförstärkning till batterilager	Kapacitetshöjande i nätet	Planerad (internt beslutad)	2025-2034

2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

Företaget redovisar i tabellen nedan sitt förväntade behov av flexibilitetstjänster och andra resurser som kan användas som alternativ till utbyggnad av systemet. Behovet redovisas i megawatt och per delområde för de tidsintervall som anges i tabellen, det vill säga på medellång sikt (0–5 år) och på längre sikt (6–10 år). Prognosen bygger på samma delområdesindelning i OMR 1, OMR 2 och OMR 3 samt på de underlag om kapacitet och belastningsutveckling som ligger till grund för företagets övriga planering.

Som framgår av tabellen har ett behov identifierats i samtliga tre delområden, med det största behovet i OMR 2 följt av OMR 3 och OMR 1. Behovet redovisas som intervall där den nedre gränsen är noll, vilket återspeglar att omfattningen är förknippad med osäkerhet och beror på hur belastnings- och anslutningsutvecklingen faktiskt utfaller inom respektive delområde. För tidsintervallet 6–10 år bedöms behovet i OMR 1 vara något större än på medellång sikt, medan de övre gränserna för OMR 2 och OMR 3 bedöms kvarstå på samma nivå som under de första fem åren.

Företaget använder för närvarande inga flexibilitetstjänster eller andra alternativa resurser. Det redovisade behovet utgör därför en prognos över den omfattning inom vilken flexibilitet skulle kunna prövas som alternativ till, eller som komplement som senarelägger, delar av de planerade nätinvesteringarna. Vilken eller vilka typer av flexibilitetstjänster eller andra resurser som behovet i första hand skulle avse, samt vid vilka tillfällen, hur ofta och under hur lång tid respektive lösning skulle behöva nyttjas, har företaget ännu inte närmare specificerat.

Ett förväntat behov av flexibilitetstjänster eller andra resurser för tiden efter tioårsperioden har inte kvantifierats i denna plan.

Tabell 6 Behov av flexibilitet i MW.

Delområde	0-5 år	6-10 år
OMR 1	0-1	0-2
OMR 2	0-8	0-8
OMR 3	0-4	0-4

2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Företaget planerar sina åtgärder utifrån en samlad bedömning av nätets nuvarande tillstånd, förväntad belastningsutveckling samt behovet av att ansluta ny produktion och förbrukning i de tre delområdena OMR 1, OMR 2 och OMR 3. Planeringen utgår från identifierade behov såsom kapacitetshöjning, förnyelse av åldrande anläggningar samt ökad leveranssäkerhet, och åtgärderna prioriteras och tidsätts i förhållande till när behoven bedöms uppstå. För varje behov bedömer företaget vilka tekniska lösningar som är möjliga och väljer det alternativ som bedöms vara mest kostnadseffektivt över anläggningarnas livslängd.

Som huvudsaklig distributionsinfrastruktur räknar företaget de investeringar som i störst utsträckning bidrar till nätets övergripande utveckling med avseende på spänningsnivå och kapacitet. Hit hör i första hand investeringar i mottagningsstationer, nämligen den nya mottagningsstationen i OMR 2 samt nybyggnation och om- och tillbyggnad av mottagningsstationer i OMR 1, OMR 2 och OMR 3, inklusive byte av transformatorer och förstärkning av utgående nät samt tillhörande kabelnät mellan stationerna. Även nybyggnation och om- och tillbyggnad av nätstationer i delområdena bidrar till den huvudsakliga distributionsinfrastrukturen genom att möjliggöra kapacitetshöjning och utbyggnad. Övriga åtgärder, såsom vädersäkring och förstärkning, kabelskåpsbyten samt nätförstärkningar kopplade till fordonsladdning, solceller och batterilager (BESS), utgör kompletterande investeringar som stärker leveranssäkerheten och möjliggör anslutning av ny förbrukning och produktion.

Vid valet av investeringar bedömer företaget vilket alternativ som är mest kostnadseffektivt på lång sikt. I detta ingår att väga investeringens kostnad mot dess nytta i form av ökad kapacitet, förbättrad leveranssäkerhet och förlängd teknisk livslängd, samt att beakta drift- och underhållskostnader över anläggningens livstid. I enlighet med principen om energieffektivitet först, såsom den kommer till uttryck i artikel 27.2 i det omarbetade energieffektiviseringsdirektivet, väger företaget även in de fördelar som energieffektivitetslösningar, flexibilitet på efterfrågesidan och investeringar som bidrar till att begränsa klimatförändringar kan ge som alternativ eller komplement till traditionella nätförstärkningar.

Företaget har bedömt behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser till 0 MW i samtliga delområden och tidsintervall och använder för närvarande inga flexibilitetstjänster eller andra alternativa resurser. Mot bakgrund av detta bedöms flexibilitetslösningar i nuläget inte utgöra ett kostnadseffektivt alternativ till de planerade nätinvesteringarna. Företaget kommer dock fortlopande att ompröva denna bedömning i takt med att behovsbilden förändras.

Sammantaget motiverar företaget valet av det mest kostnadseffektiva alternativet utifrån långsiktig hållbarhet, tillgängliga tekniska lösningar och den samhällsekonomiska kostnaden. De planerade investeringarna i mottagnings- och nätstationer syftar till att säkerställa tillräcklig kapacitet och leveranssäkerhet på lång sikt, medan åtgärder som vädersäkring, kabelskåpsbyten och nätförstärkningar för fordonsladdning, solceller och batterilager möjliggör en fortsatt elektrifiering och integrering av förnybar produktion i nätet. Genom att väga dessa aspekter mot varandra strävar företaget efter att välja de lösningar som ger störst nytta i förhållande till kostnaden över tid.

2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet

Följande avsnitt ämnar redogöra för Västerviks Kraft Elnäts AB:s förutsättningar att möta det förväntade behovet av överföringskapacitet under den kommande tioårsperioden. För att redogöra för detta kommer följande frågor besvaras, först om åtgärderna bedöms vara tillräckliga för att möta det prognostiserade behovet av överföringskapacitet. Sedan om det finns några kapacitetsbegränsningar som bolaget har mot överliggande nätföretag. Redogörelsen görs för respektive delområde.

För det första, ja, Västerviks Kraft Elnäts AB anser att åtgärderna presenterade i denna nätutvecklingsplan är tillräckliga för att möta det prognostiserade behovet av överföringskapacitet i OMR 1 och OMR2. Företaget anser även att de presenterade åtgärderna tillfredsställer kapacitetsbegränsningar i det egna elnätet. Lika så anser Västervik Kraft Elnät AB att åtgärderna presenterade i denna nätutvecklingsplan är tillräckliga för att möta det prognostiserade behovet av överföringskapacitet i OMR 3.

För det andra, nej, Västervik Kraft Elnät AB anser heller inte att de finns några begränsningar mot överliggande elnät.

3 Samråd

3.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd

Här kommer en sammanställning över redovisning av resultat från offentligt samråd.