



Värde-
utlåtande



Värdering inför inlösen av nätanläggningar enligt områdeskoncession för Ekfors kraft enligt lagen (2004:875) om särskild förvaltning av vissa elektriska anläggningar

Innehållsförteckning

1	Uppdragsbeskrivning	3
1.1	Värderingsobjekt	3
1.2	Uppdragsgivare	3
1.3	Syfte	3
1.4	Värdetidpunkt.....	3
1.5	Ansvarsfrågor	3
1.6	Värderingsunderlag	4
2	Ersättningsregler	4
3	Den elektriska anläggningen	4
3.1	Anläggningen	4
3.2	Abonnenter	4
3.3	Nättariffer.....	5
3.4	Kostnader	5
3.5	Sammanställning kostnader och intäkter.....	7
3.6	Avkastningsmetod.....	7
3.7	Indata i nettokapitaliseringskalkylen.....	7
3.8	Nuanskafteringsvärde.....	8
3.9	Resultat.....	9
4	Fastigheter	9
4.1	Fastigheter aktuella för inlösen	9
4.2	Ekfors övre kraftverk	10
4.3	Ekfors nedre kraftverk.....	10
4.4	Matarengi 24:35 och Matarengi 28:6	10
4.5	Resultat.....	10
5	Ledningsrätter	10
6	Nätkoncession (område)	11
7	Slutsatser	12
7.1	Resultat.....	12
7.2	Löseskilling.....	12

- Bilaga 1: Karta över koncessionsområdet.
- Bilaga 2: Sammanställning över nättariffer 2010 Ekfors Elnät AB.
- Bilaga 3: Diagram *Andel kostnader i förhållande till nettoomsättning*.
- Bilaga 4: värdeutlåtande Ekfors 3:1, 4:1 och Puostijärven Alapää 8:6.
- Bilaga 5: värdeutlåtande Ekfors 5:1 Puostijärven Alapää 8:10 och 8:16.
- Bilaga 6: värdeutlåtande Matarengi 24:35 och Matarengi 28:6.
- Bilaga 7: Bedömning NUAk - Sweco.
- Bifogas: Allmänna villkor.

1 Uppdragsbeskrivning

1.1 Värderingsobjekt

Värderingsobjektet utgörs av den elektriska anläggningen som används med stöd av Ekfors Krafts nätkoncession för område med anläggningsnummer 1892 Io, fastigheterna Ekfors 3:1, Ekfors 4:1, Ekfors 5:1, Puostijärven Alapää 8:6, Puostijärven Alapää 8:10, Puostijärven Alapää 8:16, Matarengi 24:35 och Matarengi 28:6 samtliga belägna i Övertorneå kommun, samt ledningsrätterna med beteckningarna 25-F1987-118.1, 25-F1988-347.1 och 25-F1988-347.2.

1.2 Uppdragsgivare

Wistrand advokatbyrå genom Jörgen Larsson.

1.3 Syfte

Värderingen syftar till att bedöma marknadsvärdet för värderingsobjektet. I värdeutlåtandet redovisas dels ett värde för hela värderingsobjektet, dels ett värde för den elektriska anläggningen (värderingsobjektet exklusive fastigheter). Även en bedömning av koncessionens betydelse för marknadsvärdet redovisas i värdeutlåtandet.

Med marknadsvärde avses det mest sannolika priset vid en normal försäljning på den öppna marknaden vid en viss angiven värdetidpunkt. Marknadsvärdet kan inte bestämmas utan endast bedömas.

1.4 Värdetidpunkt

Värdetidpunkten för värderingen är maj 2011.

1.5 Ansvarsfrågor

Svefa ikläder sig ej ansvar för oriktiga värdebedömningar orsakade av att av uppdragsgivaren lämnade sakuppgifter, som lagts till grund för värdebedömningen, är oriktiga eller ofullständiga.

Beskrivning av elanläggning och fastigheter syftar endast till att ge en översiktlig information av värderingsobjektet. Besiktningen/inventeringen har ingen självständig betydelse utan syftar endast till att ge underlag för marknadsvärdebedömningen. Den innebär exempelvis ingen funktionskontroll av elanläggning, kraftverksanläggningar, byggnadskonstruktioner, befintlig utrustning eller fast inredning. Se även bifogade allmänna villkor för fastighetsvärderingar.

För uppdraget gäller bilagda "Allmänna villkor för värdeutlåtande". De allmänna villkoren har utarbetats gemensamt av de ledande värderingsföretagen på den svenska marknaden och tillämpas alltid av dessa företag om inte annat särskilt anges i det enskilda fallet. De allmänna villkoren återger värderingsbranschens uppfattning om ett värderingsutlåtandes generella begränsning.

De allmänna villkoren anger begränsningar i värdeutlåtandets omfattning, förutsättningar för värdeutlåtandet vad gäller datafångst och tillförlitlighet, hur miljöaspekter beaktas, besiktningens funktion, hur värderingsobjektets tekniska skick beaktas, värderarens ansvar, värdeutlåtandets aktualitet, hur redovisade bedömningar av framtida händelser och förutsättningar ska tolkas samt hur värdeutlåtandet får användas.

De allmänna villkoren gäller i alla delar för såväl av ASPECT auktoriserad fastighetsvärderare som för icke auktoriserade värderare.

Ärendenummer: 139753

Några fullständiga uppgifter om nätägarens kostnader och intäkter eller elanläggningens ålder, skick och ingående komponenter har inte kunnat erhållas från nätägaren eller tvångsförvaltaren. Uppgifter gällande kostnader, intäkter, ålder, skick och ingående komponenter har därför bedömts utifrån de uppgifter som har kunnat inhämtas samt utifrån statistik och erfarenhet.

1.6 Värderingsunderlag

Följande offentliga källor har använts:

- Fastighetsregistret.
- Fastighetstaxeringsregistret.
- Kartor och flygfoton.
- Ansökan om inlösen av elektrisk anläggning, 2011-01-11.
- Ansökan om nätkoncession för område, 2007-02-09, Dnr 7333-00-4365.
- Sammanställning lokalnäten 2005-2009: Resultaträkning.
- Handbok årsrapporter, Energimarknadsinspektionen (2010).

2 Ersättningsregler

Enligt lagen (2004:875) om särskild förvaltning av vissa elektriska anläggningar 1 kap. 5 § får staten lösa en anläggning från ägaren om en tillfredsställande förvaltning sannolikt inte kan åstadkommas genom tvångsförvaltning eller en tillfredsställande förvaltning sannolikt inte kommer att bestå efter utgången av tiden för en tvångsförvaltning. Om anläggningens ägare också är ägare till en fastighet på vilken anläggningen helt eller delvis är belägen ska även fastigheten eller del av fastigheten lösas. Om ledningsrätt är upplåten för anläggningen på en annan fastighet ska även ledningsrätten lösas.

I fråga om inlösen gäller i expropriationslagen (ExL) i tillämpliga delar. Enligt ExL ska *löseskilling* betalas med ett belopp som motsvarar anläggningens respektive fastigheternas marknadsvärde. Något påslag enligt 4 kap 1 § andra stycket skall dock inte göras på expropriationsersättningen.

3 Den elektriska anläggningen

3.1 Anläggningen

Anläggningen består av all egendom som kan antas ingå och som är nödvändig för driften av det koncessionspliktiga nätet med anläggningsnummer 1892 Io. Karta över koncessionsområdet, se bilaga 1.

Uppgifter om anläggningen har hämtats ur Ekfors Krafts koncessionsansökan, Dnr 7333-00-4365. Enligt ansökan består elnätet av 19,2 km 45 kV-ledning, 225,9 km 24 kV-ledning, 250 km 0,4 kV-ledning samt ca 255 transformatorstationer. Närmare information om fördelning mellan transformatorstationerna eller anläggningens ålder och skick har inte erhållits.

Anläggningen har inte besiktigats. Enligt uppgift torde elnätet vara i bra skick, några elavbrott anges inte ha inträffat under senare tid trots årets kalla vinter.

3.2 Abonnenter

Enligt uppgift från Rejlers Energitjänster AB finns totalt 3 455 betalande abonnenter inom området. Av dessa utgör 3 432 lågspänningskunder och 23 högspänningskunder (110V). Det uppges även finnas ytterligare ett 60-tal anläggningar kopplade till nätet.

Det angivna antalet abonnenter bekräftas av uppgifter från Svenska Kraftnät om 3 478 schablonavräknade uttagpunkter (upp t.o.m. 63 A) och 38 timavräknade uttagpunkter (över 63 A) kopplade till nätet.

Ärendenummer: 139753

3.3 Nättariffer

Förutsättningen för nätföretag att bedriva sin verksamhet varierar beroende på avstånd mellan elnätskunderna, terräng etc. Avgifterna varierar därför mellan olika nätföretag. Energimarknadsinspektionens (EI) uppdrag är att se till så att nätföretag inte tar ut för höga eller oskäligen priser av sina kunder. Nättariffer från Ekfors Elnät AB för olika typkunder 2010 finns i bilaga 2.

Enligt uppgift från Rejlers Energitjänster AB har 8 113 168 kr (exkl. moms) för fasta nätavgifter fakturerats abonnenterna i området de fem senaste månaderna. Det finns dessutom ytterligare ett sextiototalt anläggningar som av någon anledning ej kunnat faktureras. Den årliga intäkten för fasta nätavgifter beräknas till ca 19 500 000 kr/år.

Utöver fasta avgifter tillkommer rörliga avgifter. Utifrån årsförbrukningen som rapporterats till Rejlers Energitjänster AB och en rörlig avgift om 6 öre/kWh för vanliga kunder och 2 öre/kWh för effektkunder har den totala rörliga avgiften beräknats till ca 2 900 000 kr/år (exkl moms).

Myndighetsavgifter för lågspänningskunder är totalt 54 kr/år och för högspänningskunder totalt 3 577 kr/år. De totala intäkterna för myndighetsavgifter beräknas till ca 270 000 kr/år.

Uppgifter om engångsintäkter och anslutningsintäkter saknas. Även uppgifter om återbetalning till kund av tidigare års nätavgifter, ersättning till kund för leveransbrott (inga kända leveransavbrott) och posten summa övrigt (tidigare års avgifter) saknas vilket innebär att den totala nettoomsättningen för Ekfors Kraft (se tabell 2 nedan) inte kan beräknas. De fasta nätavgifterna utgör dock den klart tyngsta intäktsposten, följaktligen torde därför nätavgifterna tillsammans med de rörliga avgifterna och myndighetsavgifterna indikera nivån för den totala nettoomsättningen.

Den totala summan av intäkterna från nättarifferna bedöms till ca 22 700 000 kr/år.

3.4 Kostnader

Uppgifter om faktiska nedlagda kostnader för Ekfors Krafts nätverksamhet har inte varit möjliga att få fram. Enligt tvångsförvaltaren är kostnaden för nyttjande av överliggande nät ca 7 200 000 kr/år.

Totala kostnader för nätverksamheten har i Ekfors Krafts årsredovisningar mellan räkenskapsåret 2005-2006 och 2007-2008 legat i intervallet 19,5-22,8 mkr, se tabell 1. Personalkostnaderna har varierat mellan 0-1,3 mkr. Enligt den senaste koncessionsansökan, Dnr 7333-00-4365, redovisas dock en organisation bestående av Styrelse (5 personer), VD, Fältmättningschef, Nätchef, Mätchef, Kontorist, Driftpersonal (5 personer + viss övrig personal vid behov). Vad som egentligen ingår i respektive kostnadspost är oklart.

På grund av oklarheterna i kostnadsredovisningen för nätverksamheten måste kostnaderna bedömas på annat sätt än genom resultaträkningen.

Ärendenummer: 139753

Årsredovisning Ekfors Kraft AB	2007-2008	2006-2007	2005-2006
Kostnader för transitering och inköp av kraft.	4 854 146 kr	4 636 633 kr	4 712 715 kr
Övriga externa kostnader	13 011 381 kr	11 882 404 kr	14 775 281 kr
Avskrivningar av materiella anläggningstillgångar	1 614 658 kr	2 774 918 kr	2 034 416 kr
Personalkostnader	0 kr	850 834 kr	1 267 832 kr
Summa kostnader:	19 480 185 kr	20 144 789 kr	22 790 244 kr

Tabell 1 – Årsredovisningar för Ekfors Kraft. Redovisade kostnader för nätverksamheten.

Utifrån inrapporterade resultaträkningar från 198 olika nätbolag till Energimarknadsinspektionen (EI) under perioden 2005-2009 har ett intervall för förhållande mellan respektive nätbolags kostnader och total nettoomsättning tagits fram. Ingående parametrar i nettoomsättning respektive kostnader redovisas i tabell 2. Resultatet av beräkningen visar förhållandet mellan total nettoomsättning och kostnader ligger inom intervallet 70-90 procent (medel 83 procent) för flertalet bolag, se diagram bilaga 3.

Av diagrammet framgår att förhållandet mellan respektive nätbolags kostnader och total nettoomsättning hos vissa elbolag ligger över 100 procent. Någon analys av orsaken till detta har inte gjorts. Materialet bedöms innehålla tillräckligt många objekt för att indikera ett sannolikt kostnadsintervall trots vissa avvikelser.

Parametrar Total nettoomsättning	
Transiteringsintäkter	(+)
Anslutningsintäkter	(+)
Engångsintäkter	(+)
Återbetalning till kund av tidigare års nätavgifter	(-)
Ersättning till kund för leveransavbrott	(-)
Myndighetsavgifter	(+)
Summa övrigt (tidigare års avgifter)	(+)
Parametrar Kostnader	
Totala kostnader för Transitering och inköp av kraft (inkl. kostnader för nätförluster, överliggande nät och myndighetsavgifter)	(-)
Råvaror och förnödenheter	(-)
Övriga externa kostnader	(-)
Personalkostnader	(-)
Avskrivningar och nedskrivningar av materiella och immateriala anläggningstillgångar	(-)
Nedskrivningar av omsättningstillgångar utöver normala nedskrivningar	(-)
Jämförelsestörande poster (tidigare års poster)	(-)
Övriga rörelsekostnader	(-)

Tabell 2 – Parametrar för total nettoomsättning och kostnader för 198 olika nätbolag.

Ärendenummer: 139753

3.5 Sammanställning kostnader och intäkter

Vid applicerande av resultatet av beräkningen av kostnadsnivå i förhållande till total nettoomsättning på de uppgifter om Ekfors Krafts intäkter som erhållits torde kostnaderna ligga inom intervallet 15,7-20,3 mkr. Utifrån uppgifterna i Ekfors Krafts årsredovisningar bedöms de totala kostnaderna för elanläggningen ligga i den övre delen av intervallet. En kostnadsnivå på 85 procent av intäkterna innebär ett driftnetto på ca 3 400 000 kr.

Ekfors Kraft AB	
Intäkter (år)	
Fasta nätavgifter	19 500 000 kr
Myndighetsavgifter	270 000 kr
Rörliga nätavgifter	2 900 000 kr
Summa:	22 670 000 kr
Kostnader (år)	
85 procent av intäkterna	19 269 500 kr
Summa:	19 269 500 kr
Driftnetto	3 400 500 kr

Tabell 3 – Bedömda intäkter respektive kostnader för nätverksamhet

3.6 Avkastningsmetod

Avkastningsmetoden innebär att de betalningsströmmar samt det restvärde som nätinnehavet förväntas ge upphov till nuvärdeberäknas med en kalkylränta baserad på objektets bedömda direktavkastningskrav.

De faktiska värdefaktorer som finns tillgängliga används i den mån de kan anses spegla en marknadsmässig nivå. När faktiska uppgifter om värderingsobjektets betalningsströmmar inte är tillgängliga baseras kalkylen istället på värden som kan anses normala för det aktuella värderingsobjektet utifrån jämförelser med andra nätanläggningar.

3.7 Indata i nettokapitaliseringskalkylen

KALKYLPERIODEN

Kalkylperioden löper under en 30-årsperiod.

INFLATION

Ett inflationsantagande på 2,0 procent har använts under kalkylperioden.

DIREKTAVKASTNINGSKRAV, KALKYLRÄNTA OCH RESTVÄRDE

Direktavkastningskravet för värderingsobjektet bedöms i sin helhet ligga mellan 5 och 6 procent.

Teoretisk utgångspunkt för val av kalkylränta är den nominella ränta som gäller på andrahandsmarknaden för statsobligationer med en löptid motsvarande kalkylperiodens längd. Till detta läggs en risk relaterad till anläggningen som exempelvis beror på osäkerhet i anläggningens standard, nivån på kostnader och nätintäkter, driftstörningar och eventuella skador i anläggningen. I praktiken bedöms kalkylräntan genom att inflationsanpassa direktavkastningskravet. Kalkylräntan har bedömts ligga i nivån 7-8 procent.

Restvärdet utgörs av marknadsvärdet som anläggningen bedöms ha i slutet av kalkylperioden. Restvärdet bedöms genom att dividera det prognostiserade driftnettot året efter kalkylperiodens slut med ett bedömt direktavkastningskrav, vilket för värderingsobjektet har bedömts ligga i nivån 5-6 procent.

INTÄKTER

Den totala summan av intäkter från nätavgifter och myndighetsavgifter bedöms vara ca 22 700 000 kr/år.

Ärendenummer: 139753

Under de kommande åren kommer elnätsföretagens kostnader sannolikt att öka. Kostnadsökningarna beror på krav på leveranssäkerhet, reformen om månadsvis avläsning, kraftiga höjningar av stamnätstariffen (bekostar driften av Sveriges stamnät) etc. Omfattningen på de ökande kostnaderna kommer sannolikt att avspeglar sig i höjda avgifter till kunderna.

Kostnader och intäkter har under kalkylperioden endast bedömts följa förväntad inflationsutveckling eftersom utvecklingen är svår att förutsäga. Det förutsätts i den bedömningen att nätbolagens ökade kostnader och intäkter i princip torde ta ut varandra med hänsyn till den granskning EI utför gällande skäliga nätavgifter.

KOSTNADER

Utifrån intervallet för kostnader i förhållande till total nettoomsättning (se bilaga 3) har den totala kostnaden för nätverksamheten bedömts till ca 85 procent av intäkterna vilket innebär en total kostnad för nätverksamheten om ca 19 300 000kr/år.

RESULTAT

Det årliga driftnettot kan med ovanstående förutsättningar bedömas till ca 3 400 000 kr.

Beroende på vilken riskbedömning man gör för objektet innebär detta följande bedömda avkastningsvärden:

Kalkylränta	Avkastningsvärde
6%	84 474 373
7%	67 682 729
8%	56 466 657

SAMLAD BEDÖMNING

En samlad bedömning utifrån avkastningsvärderingen och vad som har redovisats ovan angående osäkerhet och brister i ingångsdata är att elanläggningen har ett totalt marknadsvärde i intervallet 58-68 mkr.

3.8 Nuanskaffningsvärde

Någon köpeskillingsstatistik av liknande anläggningar som underlag för att bedöma elanläggningens marknadsvärde har inte hittats. Avkastningsvärderingen kontrolleras mot en direktuppskattning av det aktuella objektets nuanskaffningsvärde (NUAK). NUAK är inte samma sak som marknadsvärde utan ett värde som ligger till grund tillsammans med annan information från elnätsbolaget för vilka intäkter EI beviljar elnätsbolaget.

Den värderingsmetod för att beräkna NUAK som har använts tar ingen hänsyn till anläggningstillgångarnas ålder. Vid värderingen har ingen hänsyn tagits till anläggningarnas skick. Priserna som använts är hämtade från EI:s normprislista som är framtagen av elbranschen. I värderingen har också antagits att Ekfors Kraft tagit hänsyn till förändringar hos sina kunder, förändringar i lagstiftning och dimensionerat om nätet för att möta dessa krav. Värderingen har utförts av Sweco Energuide, se bilaga 7.

Sweco Energuide finner att en lämplig värdering av NUAK för Ekfors Krafts anläggningar är 147 mkr. Några uppgifter som styrker att nätet elmätare uppfyller gällande lagkrav har inte erhållits, vilket skulle minska bedömt NUAK med ca 6,7mkr.

Ärendenummer: 139753

Att med NUAK som grund ta fram ett tekniskt nuvärde på anläggningen ger inte uttryck för något marknadsvärde. Metoden är framförallt användbar som kontrollmetod och som rimlighetsbedömning av ovan använd avkastningsmetod. Om en rak nedskrivning på 30 år appliceras på anläggningens NUAK-värde (140 mkr) och det förutsätts att anläggningen i snitt är 20 år innebär det ett tekniskt nuvärde om ca 47 mkr. Om anläggningen istället förutsätts vara i snitt 15 år innebär det ett tekniskt nuvärde om ca 70 mkr. Nivån på ett bedömt tekniskt nuvärde i intervallet 47-70 mkr tyder på att avkastningsanalysen ligger i rätt nivå.

En rimlighetsbedömning av NUAK för Ekfors Kraft har gjorts mot jämförbara koncessionshållare. Jämförelsen visar att NUAK för Ekfors Kraft ligger något under nivån hos jämförelseobjekten. Orsaken antas bero på att Ekfors Kraft har förhållandevis längre ledningslängd per kund och station. Ekfors Kraft har troligen högre grad av luftledning än jämförelseobjekten.

En jämförelse med samma koncessionshållares totala nettoomsättning och kostnader för 2009 bedöms kunna indikera nivån för uppskattningen av Ekfors Krafts intäkter och kostnader.

Den totala nettoomsättningen för de jämförbara nätföretagen ligger i intervallet 15-35 mkr och kostnaderna i intervallet 14-35 mkr (kostnaderna för Elektra Nät AB bedöms inte vara jämförbara med värderingsobjektet och har därför inte tagits med), se tabell 4 nedan. Ingångsvärdena i avkastningsanalysen för Ekfors kraft ligger i mitten av respektive intervall.

Elbolag	Total nettoomsättning 2009 kkr	Kostnader 2009 kkr	NUAK mkr	Driftnetto kkr
Elektra Nät AB	19 846	4 285	244,8	15 561
Emmaboda Elnät AB	22 007	22 345	258,1	-338
Habo Kraft AB	22 938	23 458	283,3	-520
Karlsborgs Energi AB	18 333	18 939	211,9	-606
Kvänumbygdens Energi ek för	25 220	25 263	399,9	-43
Smedjebacken Energi Nät AB	15 823	14 020	178,9	1 803
Vaggeryd Kommuns Elverk	34 953	30 568	306,2	4 385

Tabell 4 – Jämförelse med liknande bolag.

3.9 Resultat

Tänkbara köpare ser sannolikt i första hand till nätets möjliga avkastning vilket också torde indikera vad marknaden är beredd att betala för anläggningen. Avkastningsanalysens resultat visar på ett marknadsvärde i nivån av ca halva NUAK-värdet. Då bedömt NUAK inte tar hänsyn till anläggningens ålder, skick och köparens risk p.g.a. osäkerheten kopplad till den bristfälliga informationen gällande anläggningen bedöms avkastningsanalysens resultat vara en rimlig indikation av vad marknaden skulle betala för anläggningen med hänsyn tagen till dessa faktorer.

Bedömt NUAK ligger något lägre än för andra jämförbara nätbolag men kostnads- och den totala nettoomsättningsnivån för dessa bolag bedöms ändå bekräfta nivåerna på ingångsdaten i avkastningsanalysen.

Utifrån ovan redovisade analys bedöms marknadsvärdet för elanläggningen ligga inom intervallet 58-68 mkr.

4 Fastigheter

4.1 Fastigheter aktuella för inlösen

Fastigheterna aktuella för inlösen är Övertorneå Ekfors 3:1, Ekfors 4:1, Ekfors 5:1, Puostijärven Alapää 8:6, Puostijärven Alapää 8:10, Puostijärven Alapää 8:16, Matarengi 24:35 och Matarengi 28:6.

4.2 Ekfors övre kraftverk

Ekfors övre vattenkraftverk är beläget inom fastigheterna Ekfors 3:1, Ekfors 4:1 och Puostijärven Alapää 8:6. De tre fastigheterna värderas som en enhet. Kraftverksanläggningarna som finns på fastigheterna består av damm, tilloppstub, kraftstation och utloppskanal. Ett visst skogligt värde finns utöver värdet för elkraftsproduktionen.

4.3 Ekfors nedre kraftverk

Ekfors nedre kraftverk är beläget inom fastigheterna Ekfors 5:1, Puostijärven Alapää 8:10 och Puostijärven Alapää 8:16. Delar av kraftverksanläggningen är även belägen på Ekfors 7:3 (del av damm samt del av del av spillvattenkanal). Ekfors 7:3 är inte aktuell för inlösen enligt ansökan.

De fyra fastigheterna (inklusive Ekfors 7:3) värderas som en enhet. Kraftverksanläggningarna som finns på fastigheterna består av damm, tilloppstub, kraftstation och utloppskanal. Ett visst skogligt värde finns utöver värdet för elkraftsproduktionen. Värdet av kraftverksenheten inklusive Ekfors 7:3 bedöms till 13 000 000 kr.

Med beaktande av den risk en uppdelning av kraftverksenheten innebär för en potentiell köpare bedöms värdet för övriga fastigheter (exklusive Ekfors 7:3) till 11 000 000 kr.

4.4 Matarengi 24:35 och Matarengi 28:6

Inom Matarengi 24:35 och Matarengi 28:6 bedrivs garage- och lagerverksamhet.

4.5 Resultat

Fastigheternas marknadsvärden redovisas i tabell nedan. Utförligare värdeutlåtanden finns i bilaga 4-6.

Kraftverk	Fastighet	Marknadsvärde
<i>Övre kraftverket</i>	Ekfors 3:1	9 000 000 kr
	Ekfors 4:1	
	Puostijärven Alapää 8:6	
<i>Nedre kraftverket</i>	Ekfors 5:1	11 000 000 kr
	Puostijärven Alapää 8:10	
	Puostijärven Alapää 8:16	
	Matarengi 24:35	2 400 000 kr
	Matarengi 28:6	1 200 000 kr
Summa		23 600 000 kr

5 Ledningsrätter

Koncessionsområdet innefattar enligt ansökan om inlösen av elektrisk anläggning tre stycken ledningsrätter bildade vid två olika ledningsrättsförrättningar, akt 25-F1987-118 och akt 25-F1988-347 (den senare innehåller två tillskapade rättigheter). Av nätets totala ledningslängd omfattas endast ca 5 procent av ledningsrätt.

Tillskapande av ledningsrätt innebär en kostnad för ledningsägaren i samband med Lantmäteriförrättningen. Kostnaden innefattar ersättning till fastighetsägarna för markupplåtelse, förrättningskostnader samt tidsåtgång för ledningshavarens egna insatser i samband med förrättning. På sikt innebär ledningsrätt sannolikt minskade administrationskostnader genom att rättigheten ersätter andra typer av avtal med olika löptider och avgifter samt innebär tydlig information om var nätet är säkrat med rättigheter. Den minskade administrationen torde avspeglats i marknadens bedömning av elanläggningens värde.

Ärendenummer: 139753

Utifrån uppgifter i förrättningsakter har uppgifter om slutlig ersättning för ledningsrättsupplåtelsen samt eventuell förskottsutbetalning inhämtats. Ersättningen har räknats upp till värdetidpunkten med hjälp av KPI (februari 2011). Utöver ersättningen för upplåtelsen har en schablonmässig förrättningskostnad uppskattas utifrån erfarenhet och information från Lantmäteriet. Ett tillägg för ledningshavarens egna insatser och nedlagda tid under förrättningen har också uppskattats.

Kostnaden för bildande av ledningsrätt för ca fem procent av Ekfors krafts elnät bedöms till nivån 1 000 000 kr vid värdetidpunkten. Värdet av ledningsrätterna bedöms ingå i marknadsvärdet för elanläggningen.

6 Nätkoncession (område)

Enligt bestämmelserna i ellagen krävs tillstånd (s.k nätkoncession) för att bygga eller använda elektriska starkströmsledningar. Nätkoncession kan beviljas för område och för linje. Det är EI som prövar och meddelar tillstånd. Nätkoncession för område innebär att nätföretagen har monopol inom sitt geografiska område. Löptiden för områdeskoncession är tjugofem år men nätkoncessionen kan förlängas.

I aktuellt fall finns områdeskoncession för elnätet. Koncessionen bedöms påverka marknadsvärdet positivt. En potentiell köpare kan vara helt säker på att nätintäkterna inom det berörda området kommer att kunna realiseras.

Huvudregeln enligt Ellag (1997:857) 2 kap. 1§ är att en elektrisk starkströmsledning inte får byggas eller användas utan tillstånd (nätkoncession), vissa undantag finns dock.

I det fall det aktuella elnätet skulle sakna nätkoncession kan inte en potentiell köpare räkna med en monopolsituation och därmed inte heller vara helt säker på att kunna realisera nätintäkterna. Risken att en annan nätagare skulle bygga ett nytt nät inom ett område där det redan finns ett fullt utbyggt nät bedöms dock som relativt liten. Sammantaget bedöms en potentiell köpare vid avsaknad av koncession ha en något högre risk i åtanke och troligtvis räkna med en något högre kalkylränta än vid befintlig koncession.

Beskrivning av värderingsmetod

Beräkningsmetoden som fastställer NUAK värdet av elnätanläggningarna nyttjar en fastställd normprislista där de idag vanligast förekommande anläggningarna har kostnadsbestämts. De anläggningstillgångar som omfattas av prislistan är:

- Transformatorer
- Nätstationer
- Fördelningsstationer
- Servisledning (0,4 kV)
- Serviskabel (0,4 kV)
- Distributionsledning (12-24 kV)
- Distributionskabel (12-24 kV)
- Transmissionsledning (36-245 kV)
- Transmissionskabel (36-245 kV)
- Elmätare

NUAK-värderingsmetoden som EI tillämpar tar ingen hänsyn till anläggningstillgångars ålder. Alla anläggningar värderas till nuanskaffningsvärde, varpå värderingen inte heller kommer att behandla ålder som en faktor. Anläggningstillgångarna ska anges i enheter om styck eller km och avser då det totala innehållet hos elnätsbolaget.

Samtliga värderingspriser som används går att hitta i kapitlet Värdering. Priserna som används är tagna från den aktuella versionen av EI:s normprislista som används i förhandsregleringen för perioden 2012 till och med 2015.

För detaljerad information om förhandsregleringens utformning och tillämpningsområde hänvisas till Energimarknadens hemsida: <http://ei.se/For-Energiforetag/EI/Forhandsprovning-av-elnetstariffer/Viktiga-dokument-forhandsreglering/Metodik>.

Antagande om dimensionering av elektriska anläggningar och anläggningsteknik

Branschpraxis antas ha tillämpats när Ekfors Krafts elnät dimensionerades och värderingen kommer att utgå ifrån denna, i kombination med den värderingsgrund som beskrivs ovan. Vid värderingen har vi även antagit att Ekfors kraft tagit hänsyn till förändringar hos sina kunder, samt förändringar i lagstiftning, och dimensionerat om nätet för att möta dessa krav.

Serviser i tätort antas vara av typen kabel och värderas därför som jordkabel, tätort.

All ledning på 24 kV antas vara friledning klass B med 12 meters linjegata.

All ledning på 0,4 kV antas vara hängkabel av typ ALUS 4x50 mm².

Transformatorstationerna vid de båda inmatningspunkterna antas vara ägda i sin helhet av Vattenfall.

Gränsen för elnätet vid de produktionsanläggningar som finns i koncessionsområdet antas vara vid anslutningen till 24 kV nätet. Eventuella transformatorer och ställverk i anslutning till produktionsanläggningen antas alltså inte vara elnätanläggningar.

Antagandet för eventuella kablar är att dessa går i normal mark med avseende på den geografiska belägenhet som Ekfors Krafts koncessionsområde ligger inom.

Gällande anläggningskategorin elmätare så antas varje kund ha en mätare enligt de krav som gäller för mätartyp i förhållande till säkringsstorlek.

Anläggningsdata

För att bedöma anläggningens omfattning har flera datakällor studerats då det råder stor osäkerhet beträffande informationskvaliteten. Följande källor har konsulterats:

1. Beslut om områdeskoncession för elektrisk anläggning, 1983-03-25, diarienummer 311-355/83.
2. Bedömningar av NAIVSvefa 2011

Underlag 1 bedömer vi att vid det tillfälle när det togs fram hade väldigt hög kvalitet. Underlag 2 består av uppgifter från olika källor med, som vi bedömer det, olika kvalitet men från de senaste åren. Skillnaderna mellan de två underlagen är inte särskilt stora med avseende på slutresultatet. Underlag 2 ger ett något högre NUAk, vilket med tanke på samhällsutvecklingen är rimligare att anta ger ett korrektare värde.

Anläggning

Alla dimensioner och spänningar som anges är de som anläggningarna har konstruerats för, ingen hänsyn tas till driftspänning eller belastning för anläggningarna.

Utifrån de två källorna som beskrivs i föregående avsnitt har bedömningar av NUAk-värdet inom varje anläggningsområde gjorts.

Högspänningsledningsnät

Omfattningen av högspänningsledningsnätet enligt de olika källorna återges i Tabell 1.

Tabell 1: Högspänningsledningslängd enligt de olika källorna.

Källa	Ledningslängd, 24 kV [km]	Ledningslängd, 45 kV [km]
Beslut om koncession 1983	200,6	19
NAIVSvefa 2011	225,9	19

Ledningsnätet längd i koncessionsansökan från 1983 var fördelat enligt Tabell 2.

Tabell 2: Fördelning mellan ledningstyper 1983

Ledningstyp	Dimension [mm ²]	Ledartyp	Fördelning [%]
Friedning	3x31	FeAl	18
Friedning	3x49	FeAl	23
Friedning	3x62	FeAl	10
Friedning	3x99	FeAl	11
Friedning	3x157	FeAl	38
Jordkabel	3x35	FCJJ	16
Jordkabel	3x70	AKKJ	61
Jordkabel	3x95	AKKJ	18
Jordkabel	3x120	AXKJ	16

Lågspänningsledningsnät

Omfattningen av lågspänningsledningsnätet enligt de olika källorna återges i Tabell 3.

Tabell 3 Omfattning av ledningsnätet enligt de olika källorna

Källa	Ledningslängd, 0,4 kV [km]
Beslut om koncession 1983	294
NAIVSvefa 2011	250

Ingen av källorna har angivit någon fördelning mellan areor, eller förläggingsförhållanden. Det antagande som gjorts för lågspänningsnätet är att all ledning är av typen hängkabel ALUS 4x50 mm². Alla lågspänningsledning är troligen inte av denna typ men den är vanligt förekommande speciellt i landsbygdsnät varför all ledning har antagits vara av denna typ.

Enligt värderingsmetoden så spelar förläggingsområde endast roll för Jordkabel. Enligt antagandet i avsnittet Antagande om dimensionering av elektriska anläggningar och anläggningsteknik, är all Jordkabel förlagd i tätort. Där det antagits att det endast förekommer hängkabel ALUS 4x50mm² spelar förläggingsförhållanden inte in i värderingen.

Nätstationer och transformatorer

Nätstationerna i koncessionsområdet har omsättningen 24 till 0,4 kV. Fördelningen mellan nätstationstyper och transformator i området återges i Tabell 4 respektive Tabell 5.

Tabell 4 fördelning av nätstationer

Källa	Nätstation	Fördelning[%]
Beslut om koncession 1983	T1 100 kVA	68
Beslut om koncession 1983	Seriesatellitstation 200 kVA	19
Beslut om koncession 1983	Nätstation 800 kVA	14
NAIVSvefa 2011	T1 100kV	68
NAIVSvefa 2011	Seriesatellitstation 200 kVA	19
NAIVSvefa 2011	Nätstation 800 kVA	14

Tabell 5 fördelning mellan transformatorer

Källa	Transformator	Fördelning[%]
Beslut om koncession 1983	50 kV	52
Beslut om koncession 1983	100 kVA	23
Beslut om koncession 1983	200 kVA	11
Beslut om koncession 1983	315 kVA	4
Beslut om koncession 1983	500 kVA	10
NAIVSvefa 2011	50 kV	52
NAIVSvefa 2011	100 kVA	23
NAIVSvefa 2011	200 kVA	11
NAIVSvefa 2011	315 kVA	4
NAIVSvefa 2011	500 kVA	10

Mottagningsstationer

Antas helt och hållet ägas av Vattenfall., De finns inte med någon tidigare känd värdering eller koncessionsansökan.

Transformatorstationer vid produktionsanläggningar

Eventuella transformatorstationerna som finns vid de produktionsanläggningar som ligger inom Ekfors Kraft koncessionsområde antas inte vara elnätsanläggningar. Gränsen för elnätet antas vara i anslutningen till 24 kV ledningen för dessa stationer.

Elmätare

Samtliga antaganden för mätartyp och antal ges av Tabell 6.

Tabell 6 visar antaganden för mätartyp och antal.

Källa	Antal schablonmätare	Antal timmätare, lågspänning	Antal timmätare, högspänning
Beslut om koncession 1983	3229	0	7
NAIVSvefa 2011	3432	15	23

Reservmaterial

Ingen av källorna redovisar att de finns något reservmaterial på lager hos koncessionshavaren. I värderingen kommer således ingen hänsyn tas till reservmaterial.

10 (15)

RAPPORT
2011-05-23
VÄRDERING EKFORNS KRAFT

Värdering

Sammanfattning

Utgående från de två informationskällorna som analyserats värderas Ekfors Krafts elnätсанläggningar till ett NUAK-värde om 141 eller 147 MSEK. Utifrån de antaganden som gjorts är det Swecos bedömning att 147 MSEK är ett mer korrekt värde än 141 MSEK.

Värderingen har gjorts enligt den värderings metod som EI tillämpar för att bedöma skäligheten i elnätskoncessionshavares intäktsramar utgående från två datakällor för anläggningens omfattning. I jämförelse med NUAK-värden för liknande elnätskoncessionshavare ligger Ekfors Kraft NUAK-värderingen något lägre än NUAK-värderingarna för jämförbara elnätbolag. Swecos bedömning är att detta beror på ett glest nät där det är långt mellan kunder och stationer och där överföringen till största del sker via luftledning.

Känslighet i antaganden för värderingen

Av de antagande som gjorts kommer fel i dimensionering mellan olika ledningsareor eller transformatorstorlekar inte påverka NUAK-värdet nämnvärt.

Skulle antagandet att stationerna i sin helhet ägs av Vattenfall Eldistribution vara helt felaktigt och dessa ägs istället i sin helhet av Ekfors Kraft skulle detta innebära att NUAK-värdet på Ekfors Krafts elnätсанläggningar ökar med ca 65 miljoner kr. Det antagna beloppet har uppskattats genom att utgå från normal design av transformatorstationer med spänningssättningen 40/20 kV (driftspänning) samt utifrån den energiförbrukning som rådde i Ekfors Krafts koncessionsområde 2009 och 2010¹.

Skulle även antagandet om att 0,4 kV nätet utgörs av enbart hängkabel utan någon jordkabel alls skulle detta ge en icke försumbar påverkan på Ekfors Krafts NUAK. Beroende på fördelningen mellan tätort och landsbygdsförläggning påverkas NUAK andelen som är hängkabel respektive jordkabel i de olika områdena påverkar även det NUAK. Om vi skulle göra ett alternativt antagande om att 30 % av lågspänningsnätet finns i tätort och detta utgörs till 50 % av jordkabel och övrig är hängkabel och all ledning på landsbygden utgörs av hängkabel skulle NUAK öka med ca 5,8 MSEK. Den fördelning som antas mellan landsbygd och tätort beror på att större delen av Ekfors Krafts kunder bor i tätort men att det åtgår mer ledningslängd för kunderna på landsbygden.

Antagandet att elmätarna uppfyller gällande lagkrav kan diskuteras. Det finns frågetecken kring huruvida existerande elmätare klarar av att rapportera förbrukning eller mätarställning enligt lagkraven Om vi istället antar att inga elmätare uppfyller gällande lagkrav minskar det NUAK med ca 6,7 MSEK.

¹ Uppgift från NAI Svefa

Val av värderingen

NUAK för Ekfors Kraft elnät skiljer sig inte nämnvärt mellan de olika datakällorna, beslutet om koncession från 1983 eller NAISvefa uppskattningar från 2011. Enligt dessa källor och den valda värderingsmetoden blir NUAK 141 respektive 147 MSEK. Med hänseende till känsligheten i antagandena samt att uppgifterna från NAVisefa är de senast gjorda anses NUAK värdet vara 147 MSEK.

Högspänningsledningsnät

Tabell 7 visar tillämpade normanläggningar och deras normpris.

Kod	Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning kV	Normvärde (kr)	Enhet
R-NR-LL-2-2	Luftledning, trästolpar enkel	FeAl 157 mm ² - ledningsgata 36 m	52	411 700	km
NG11012	Luftledning klass B	FeAl 3x62 mm ²	24	203 747	km
NG11013	Luftledning klass B	FeAl 3x99 mm ²	24	209 927	km
NG11014	Luftledning klass B	LegAl 3x157 mm ²	24	246 345	km

Tabell 8 visar antalet av normanläggningarna och deras totala NUAK.

Kod	Antal (1983)	Antal (2011)	NUAK 1983 (kr)	NUAK 2011 (kr)
R-NR-LL-2-2	19,0	19,0	7 822 300	7 822 300
NG11012	111,6	125,7	22 738 165	25 605 940
NG11013	25,0	28,2	5 248 175	5 910 083
NG11014	64,0	72,1	15 766 080	17 754 524
Summa	220	245	51 574 720	57 092 847

Lågspänningsledningsnät

Tabell 9 visar tillämpade normanläggningar och deras normpris.

Kod	Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning kV	Normvärde (kr)	Enhet
NG12312	ALUS	ALUS 4x50 mm ²	0,4	172 525	km
NG14533	Jordkabel Tätort	N1XV(E) 4x50 mm ²	0,4	546 662	km

Tabell 10 visar antalet av normanläggningarna och deras totala NUAK.

Kod	Antal km (1983)	Antal km (2011)	NUAK 1983 (kr)	NUAK 2011 (kr)
-----	-----------------	-----------------	----------------	----------------

NG12312	249,9	212,5	43 113 998	36 661 563
Summa	294	250	67 221 792	57 161 388

Nätstationer och transformatorer

Tabell 11 visar tillämpade normanläggningar och deras normpris.

Kod	Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning kV	Normvärde (kr)	Enhet
NG15111	Nätstation	T1 100 kVA	24/0,4	37 576	st
NG15112	Nätstation	- T3, markstation	24/0,4	86 957	st
NG15123	Nätstation	Nätstation 800 kVA, plåt	24/0,4	194 395	st
NG15124	Nätstation	Nätstation 315 kVA, plåt	24/0,4	139 117	st
NG15127	Nätstation	Satellitstation 200 kVA	24/0,4	59 628	st

Tabell 12 visar antalet av normanläggningarna och deras totala NUAK.

Kod	Antal (1983)	Antal (2011)	NUAK 1983 (kr)	NUAK 2011 (kr)
NG15111	119,0	192,1	4 471 544	7 216 732
NG15112	17,0	27,4	1 478 269	2 385 814
NG15123	16,0	25,8	3 110 320	5 019 820
NG15124	6,0	9,7	834 702	1 347 146
Summa	158,0	255,0	9 894 835	15 969 512

Tabell 13 visar tillämpade normanläggningar och deras normpris.

Kod	Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning kV	Normvärde (kr)	Enhet
NG15922	Transformator	500 kVA	12/0,4	93 788	st
NG15923	Transformator	315 kVA	12/0,4	65 103	st
NG15924	Transformator	200 kVA	12/0,4	49 412	st
NG15925	Transformator	100 kVA	12/0,4	35 503	st
NG15926	Transformator	50 kVA	12/0,4	29 679	st

Tabell 14 visar antalet av normanläggningarna och deras totala NUAK.

Kod	Antal (1983)	Antal (2011)	NUAK 1983 (kr)	NUAK 2011 (kr)
NG15922	16,0	25,8	1 500 608	2 421 867
NG15923	6,0	9,7	390 618	630 428
NG15924	17,0	27,4	840 004	1 355 703
NG15925	37,0	59,7	1 313 611	2 120 068

NG15926	82,0	132,3	2 433 678	3 927 771
Summa	158,0	255,0	6 478 519	10 455 838

Elmätare

Tabell 15 visar tillämpade normanläggningar och deras normpris.

Kod	Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning kV	Normvärde (kr)	Enhet
NG15951	Mätare	Mätare kategori 1, enkeltariff	0,4	1 935	st

Tabell 16 visar antalet av normanläggningarna och deras totala NUAK

Kod	Antal (1983)	Antal (2011)	NUAK 1983 (kr)	NUAK 2011 (kr)
NG15921	3236	3470	6 261 660	6 714 450
Summa	3236	3470	6 261 660	6 714 450

Jämförelse med liknade elnätsföretag

För att göra en rimlighetsbedömning av det NUAK värde som uppskattats enligt EI:s metod för NUAK värdering av elnåtsanläggningar för skälighetsbedömning av koncessionsinnehavares intäktsram görs en jämförelse med liknade företags NUAK värdering enligt samma modell.

I jämförelsen ligger Ekfors Kraft något under jämförbara koncessionsinnehavare. Enligt värdena i Tabell 17 och Tabell 18 framgår att Ekfors Kraft har förhållandevis längre ledningslängd per kund och station. Ekfors Kraft har troligen en högre grad av luftledning än de här jämförda koncessionshavarna.

Tabell 17 sammanställning av NUAK för likvärdiga elnätskoncessionsinnehavare

Koncessionshavare	Ledningslängd [km]	Stationer [antal]	Elmätare & IT system [antal]	NUAK ² [MSEK]
Smedjebacken Energi Nät AB	269	214	3841	178,9
Elektra Nät AB	547	425	3885	244,8
Karlsborgs Energi AB	437	264	3816	211,9
Emmaboda Elnät AB	456	320	3143	258,1
Habo Kraft AB	482	482	4446	286,3
Kvänumbygdens Energi Ef.	1050	956	4232	399,9
Vaggeryd Kommuns Elverk	664	623	3879	306,2

Tabell 18 NUAK värden för Ekfors Kraft enligt de olika källorna

Källa	Ledningslängd [km]	Stationer [antal]	Elmätare & IT system [antal]	NUAK ² [MSEK]
Beslut om koncession 1983	469,5	158	3236	141,4
NAIVSvefa 2011	457,4	255	3516	147,4

² NUAK enligt ansökan om intäktsramstariff för 2012 till och med 2015