



2010:12

Normvärden

För anläggningar med spänning över 24 kV



Inledning

I denna PM redovisar Energimarknadsinspektionen (EI) sitt arbete med att ta fram normvärden för att beräkna värdet av kapitalbasen vid förhandsprövning av elnätstariffer. Promemorian behandlar normvärden för anläggningar med spänning över 24 kV (regionnät). Hur EI förhåller sig till olika frågor framgår i promemorian. Däremot finns det inte slutsatser i alla delar då det återstår en del arbete. För de frågor som inte anses vara färdigutredda kommer svaren att kommuniceras via uppdateringar i den handbok som EI publicerar som ett stöd till regleringen.

Till denna PM bifogas två dokument som bilagor.

Bilaga 1 *Remissammanställning 1 – Normvärden för regionnätansläggningar*

Bilaga 2 *Remissammanställning 2 – Normvärden för regionnätansläggningar*

Bakgrund

Energimarknadsinspektionen (EI) har efter ändringar i ellagen (1997:857) tagit fram en ny typ av reglering av nätföretagens tariffer som ska ske på förhand. En viktig del i den nya regleringen är att bestämma hur nätföretagen ska beräkna värdet på sina anläggningar, det vill säga företagets kapitalbas. Energimarknadsinspektionen har i rapporten Värdering av elnätsföretagens kapitalbas i förhandsregleringen (EI 2010:07) beskrivit hur kapitalbasen ska beräknas.

Det följer av 7 – 11 §§ förordningen (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (kapitalbasförordningen) vilka anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen och hur dessa ska värderas. I första hand ska nätföretagen använda normvärden för att beräkna värdet på sin kapitalbas. För att kunna göra det har EI tidigare presenterat en preliminär normvärdeslista för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV. Normvärdena för anläggningar med spänning över 24 kV baserades på EI:s rapport EI PM2009:02. Vilken i sin tur bygger på de normvärden som har upprättats av Sweco Energuide med vissa korrigeringar.

Arbetet som resulterat i denna promemoria har skett i en projektgrupp bestående av Linda Werther, Willy Hallgren och Lars Ström. Två möten har hållits med Svensk Energis expertgrupp för kapitalbasfrågor där många synpunkter framkommit.

Framtagande av normvärden

EI:s ursprungliga remitterade lista

EI presenterade preliminära normvärden 2010-02-23 genom att skicka ut dessa på remiss (dnr 700-10-100362). Normvärdena baserades på Regionnätsrapporten EI PM2009:02 med vissa korrigeringar. Under våren 2010 inkom remissvaren och dessa har bearbetats under sommaren 2010. En sammanställning av remissvaren presenteras i bilaga 1. Sammanfattningsvis har flertalet av de synpunkter som inkommit riktat sig mot den föreslagna listans struktur och särskilt vad gäller otydligheten i beräkning av grundkostnaden för stationer. Att definiera stationsstorlek efter mark- och byggnadsstorlek ger enligt nätföretagen en felaktig bild av verkligheten. Det bör istället, enligt företagen, styras efter antal ställverksfack och spänningsnivå. Synpunkter har även inkommit på brister när det gäller strukturen för olika ställverkskomponenter. Bland annat anses det att brytarfack bör fördelas på två koder, en för ledning och en för transformator. En annan vanligt förekommande synpunkt är att normvärdet på ledningar blir felaktiga på grund av en felaktig konstruktionsuppbyggnad för vissa spänningsnivåer och areor.

Rejlers lista som svar på remiss

Under remissförfarandet inkom en komplett normvärdeslista skapad av konsulten Rejlers Ingenjörer AB. Listan utgjorde en del av Vattenfall Eldistribution AB:s remissvar. Efter närmare studier av den normvärdeslista som Rejlers skapat tillsammans med Vattenfall Eldistribution AB, kunde EI konstatera att mycket av de synpunkter som inkommit när det gäller struktur och konstruktionsuppbyggnad tillgodoses av listan. EI anser att Rejlers lista inbringar följande fördelar:

- En tydligare struktur när det gäller stationskostnader. Den ger också en bättre möjlighet att fördela kostnader om flera nätägare nyttjar en station genom att grundkostnader för uppsida, transformator och nedsida finns specificerade i katalogen tillsammans med totalbeloppet.
- Transparensen i det bakomliggande materialet är tydligare. Det går att, på ett enkelt sätt, spåra de underliggande kostnadsposterna med mängd och frekvensunderlag till

en viss anläggningstyp. Dessutom finns material att tillgå när det gäller underlag till de prisuppgifter som har samlats in för material och arbete samt flertalet verifikat för projektkostnader.

- Det bakomliggande materialet bidrar till ett förenklat arbete i uppföljningsarbetet för kommande regleringsperioder. Materialet ger också en god möjlighet att ta fram nya/ fler normvärden på ett enkelt sätt.
- Tack vare transparensen i materialet finns det goda möjligheter att kvalitetssäkra kostnadsnivåerna.

EI:s remittering av Rejlers lista

De klara fördelarna med den normvärdeslista som presenterades i Vattenfalls remissvar medförde att EI skickade ut denna lista på remiss (dnr 2010-102285) till samtliga nätföretag via mail den 28 september 2010 (mailadresser erhöles från Svensk Energi). Avsikten var att undersöka om Rejlers normvärdeslista kunde ersätta den tidigare presenterade listan. Svarstiden för företagen var t.o.m. den 11 oktober 2010. Den korta remisstiden förklaras med att företagen behöver få veta vilken lista som ska gälla i god tid innan ansökan om intäktsramar ska vara EI tillhanda den 30 mars 2011.

En fullständig sammanställning av remissvaren i denna remissomgång finns i bilaga 2. Av de tillfrågade remissinstanserna har 16 nätföretag inkommit med svar varav fyra inte hade något att erinra. Övriga som svarat ställer sig positiva till ett byte av normvärdeslista till Rejlers lista. Framförallt är det spårbarheten och strukturen som framhålls som fördelar. Nätföretagen uppger också att kostnadsnivån bättre speglar deras verklighet. Dock framförs det att det finns vissa anläggningar som ligger lägre än vad de egna erfarenheterna säger. Det är framförallt när det gäller värdena för jordkabel som synpunkter har framförts. Nätföretagen anser att förläggingsmiljöer, såsom finns för lokalnät, även bör finnas för de högre spänningsnivåerna. Företagen önskar också fler storlekar för stationsbyggnader, framförallt är det mindre byggnader som efterfrågas. Nätföretagen saknar även normkostnader för reservmaterial. Önskvärt är enligt företagen också att det i en handbok med några konkreta exempel beskrivs hur listan praktiskt ska tillämpas. Även om strukturen för stationer är bra i Rejlers lista behövs ett förtydligande för att undvika att fel uppstår i inrapporteringen.

Bearbetning av Rejlers lista

Rejlers lista kommer att väljas som utgångspunkt för normvärden och innehållet i stora drag kommer att ligga fast. Vissa korrigeringar avseende anläggningar och prisnivåer kommer dock att göras (mer om det nedan). Under mitten av november 2010 kommer den excelfil som tidigare publicerats på EI:s hemsida att uppdateras. Vid uppdateringen kommer den tidigare bilaga 6b (till rapport EI R2010:07) att ersättas av ett första utkast av Rejlers normvärdeslista.

EI har lämnat in nedanstående synpunkter till Rejlers som avser både EI's önskemål och vissa önskemål enligt remissvaren. Remissammanställningen i sin helhet finns i bilaga 2.

- Lägg till samförläggning för jordkabel. (Reduktion vid fler än 2 jordkablar i samma schakt).
- Lägg till förläggingsmiljö för jordkabel om möjligt.
- Ta fram tillägg för optokabel för luftledning om möjligt.
- Ta fram värde för mätare på regionnät om möjligt.
- Ta bort tillägg för ledningsdragning i skogsmark.
- Ta fram värde för ställverk 36 kV utomhus.
- Ta fram värde för reservkraftsaggregat om möjligt. EBR har samlat in uppgifter om reservkraftsaggregat som presenterats för projektgruppen via expertgruppen.
- Ta fram värde för tillägg splitterskydd 33-170 kV.
- Ta fram värde för fler stationer.
- Ta fram värden för vissa reservdelar över 24 kV.
- Ta fram en handbok för användande av listan (särskilt viktigt när det gäller stationer).
- Korrigera metodbeskrivningen för katalogen (anpassad efter de nya förutsättningarna).

Rejlers bedöms kunna vara klara med uppdateringarna i slutet av november 2010.

Verifiering av prisnivåerna i Rejlers lista

Vid en kostnadsjämförelse mellan den presenterade normvärdeslistan (bilaga 6b till rapport EI R2010:07) och Rejlers normvärdeslista, kan EI konstatera att det för flertalet poster skiljer sig väsentligt åt. På många poster ligger Rejlers normvärdeslista över den tidigare presenterade listan. För att den nya listan som baseras på Rejlers material ska kunna tillämpas bör Rejlers lista kvalitetssäkras av en oberoende konsult. Kvalitetssäkringen ska innefatta en översiktlig analys av prisnivåerna i Rejlers normvärdeslista.

Uppdraget att verifiera prisnivåerna i Rejlers lista

Uppdraget innebär att granska och utvärdera Rejlers normvärdeslista för att bedöma dess kostnadsrimlighet. Utvärderingen avser i första hand att granska följande.

- Rejlers metod och ansats för att komma fram till normvärdena.
- Värdenas rimlighet på en generell nivå indelat per kategori (luftledning, jordkabel och station). Är värdena låga, höga eller rimliga enligt konsultens bedömning.
- En djupare analys för utvalda (av EI) anläggningstyper i kostnadskatalogen.

Verifieringsarbetet bedöms kunna påbörjas i november 2010 för att kunna avslutas under december 2010.

Användning av Rejlers lista

Normvärde på anläggning eller anläggningsdelarna

Så som Rejlers katalog är uppbyggd är det teoretiskt möjligt att använda både totalen (anläggningen) och delarna (anläggningsdelarna) som norm. EI har dock valt att helheten ska utgöra normen för att slippa en detaljeringsnivå som är svårhanterlig både för nätföretagen och EI.

Om det skulle vara så att nätföretaget vid värdering enligt förordningen får använda metod fyra, dvs. annat skäligt värde enligt 11 § kapitalbasförordningen, ser dock inte EI något hinder för att delsummorna skulle kunna utgöra ett underlag för en skälig värdering.

För att företaget ska kunna motivera varför det inte värderar en anläggningstillgång till normvärdet enligt 9 § kapitalbasförordningen räcker det inte med att det faktiskt har en högre anskaffningskostnad än normvärdet utan motivet måste alltid vara att företaget har andra objektiva förutsättningar som väsentligt ökar anskaffningsvärdet.

En uppdatering av handboken, som tagits fram som ett stöd för förhandsregleringen, kommer att presenteras i december 2010. Denna kommer bland annat att ange hur stationer ska redovisas, där flera delar ska plockas samman för att skapa normvärde för en station.

Anläggningar för vilka normvärden ska bearbetas

Ledningar och kabel

Tillägg ledningsdragning i skogsmark

I EBR och i Rejlers normvärdeskatalog finns det kostnadstillägg för ledningsdragning i skogsmark som varierar mellan olika tillväxtområden som är geografiskt definierade. Skillnaden mellan områdena avser hur fort skogen växer och därmed skiljer det sig åt hur ofta röjningsarbete måste utföras för att hålla ledningsgatan fri från träd som kan skada ledningarna. Detta anser EI vara kostnader som får behandlas som löpande kostnader och således inte något som ska aktiveras i kapitalbasen. Dessa poster ska därför inte ingå i den lista som ska ligga till grund för normvärden.

Däremot ska posten "fördyrad avverkning" finnas kvar, vilken tar hänsyn till om exempelvis skogen är tät vilket gör att avverkningen för ledningsgatan blir mer kostnadsintensiv i jämförelse med andra platser.

Intrångsersättning

Intrångsersättning är en markkostnad som EI i kommande reglering valt att betrakta som en löpande kostnad och inte något som ska aktiveras i kapitalbasen. Därför kommer dessa poster tas bort från kostnads katalogen.

Samförläggning

Reduktion för sambyggnad i samma stolpe kommer att arbetas fram av Rejlers. Även en reduktionsfaktor för samförläggning av fler än en kabel i samma schakt kommer att tas fram.

Förläggningssmiljö

Rejlers katalog har inte differentierat värden för jordkabel med avseende på olika förläggningssmiljöer. Rejlers har fått uppdrag att se över om detta är möjligt att införa.

Tillägg för optokabel

Rejlers kostnadskatalog hanterar kostnader för optokabel (och styrkabel) som en ingående komponent i normvärdet för jordkabel. EI har gett Rejlers i uppdrag att se över om denna kostnad istället kan hanteras som en tilläggspost. Denna tilläggspost ska då även eventuellt tillämpas för jordkabel på lokalnät.

På samma vis har EI gett Rejlers i uppdrag att se över om en tilläggspost för luftledning när det gäller opto-/styrkabel kan tas fram.

Stationer

Katalogen är uppbyggd så att det är teoretiskt möjligt att "bygga" sin egen station, men eftersom regleringen bygger på normvärden kommer detta dock inte ske. I möjligaste mån ska de framtagna normvärdena användas, men EI kommer att låta Rejlers skapa normvärden för fler stationer/stationsbyggnader efter önskemål från företagen.

Eftersom det ligger en betydande kapitalkostnad i stationsbyggnadens storlek har Rejlers fått i uppdrag att undersöka möjligheten att strukturera om katalogen för att bearbeta in fler byggnadsstorlekar.

Ett av nätföretagen uppgav i remissvaret att de saknade normvärde för utomhusställverk för 36 kV. Rejlers ska se över möjligheten att ta fram ett sådant värde.

Ett av nätföretagen angav i remissvaret att de saknade tillägg för splitterskydd 33-170 kV. Rejlers ska se över möjligheten att ta fram ett sådant värde.

Handbok för användande av listan

När det gäller stationer är det viktigt att det finns tydliga instruktioner för hur listan ska användas. Rejlers har fått i uppdrag att skapa en sådan, varefter den kommer att inarbetas i EI:s handbok.

Mätare

Varken den ursprungliga listan (presenterad av EI) eller den nu presenterade (av Rejlers) innehåller normvärden för mätare. Dock ingår debiteringsmätning i grundkostnad för stationer i Rejlers normvärdeslista.

EI har gjort en ansats att skapa värde för mätare (SWEDAC klass 3-5) med hjälp av expertgruppen (arbete pågår). Rejlers har fått i uppdrag att undersöka om/eller hur kostnaden för mätning för olika uttagspunkter på regionnät kan hanteras.

Reservdelar

Normvärden kommer att presenteras för vissa reservdelar. Värdena baseras då endast på materialkostnad. Rejlers har fått i uppdrag att se över för vilka reservanläggningar som ett normvärde kan/bör användas.

Reservkraftsaggregat

EBR har samlat in uppgifter om reservkraftsaggregat som presenterats för projektgruppen via expertgruppen. EI har gett Rejlers i uppdrag att se över möjligheten att ta fram normvärden för reservkraftsaggregat.

Tarifftillsyn

**Remissammanställning 1 –
Normvärden för regionnätansläggningar****(dnr 2010-100362)
Remissvar har inkommit ifrån:**

Företagarnas Riksorganisation
 SSAB
 E.ON Elnät Sverige AB
 Öresundskraft AB
 Lunds Energi AB
 Göteborg Energi Nät AB
 Vattenfall Eldistribution AB
 Skellefteå Kraft Elnät AB
 Fortum Distribution AB
 Umeå Energi Elnät AB

Remissinstans	Aktbilaga	Synpunkter
Företagarnas Riksorganisation	7	- Inget att erinra.
SSAB	8	- Inget att erinra
E.ON Elnät Sverige AB	14	<p>Stålstopsledningarna (145 kV och 72,5 kV) är undervärderade, 20 % resp. 45 %. Förslaget för trelindningstransformator ger en överkompensation.</p> <p>Genomgående eftersöks slutna intervall för alla areor och storheter för att inte några komponenter ska hamna utanför. För att underlätta beräkningarna bör tillägg- och avdragskoder vara i enheten kr/enhet och inte i procent.</p> <p>Markyta bör inte användas för att definiera storlek på station. Istället bör antal fack, transformatorer</p>



		<p>eller spänning styra. Stationsdator bör ingå med frekvens i grundkostnad och inte en egen post. Likaså för stålportal som bör ingå i grundkostnad eller i ledninsfack. Reglertrafo kan prissättas med ordinarie trafo-priserna.</p> <p>Hantering av luftisolerade högspänningsställverk inomhus bör framgå. Konsekvent hantering för fack mellan olika ledningar och spänningsnivåer efterlyses. Hantering av reservmaterial bör även detta förtydligas.</p>
Öresundskraft AB	17	<p>Saknar instruktioner kring hur ställverkskonstruktioner som inte finns med i listan ska hanteras.</p> <p>Det framgår inte till vilket byggsätt NUAK ska anpassas efter, exempelvis enkelsystem A- och B-skena eller ringskena? I remissvaret redogörs, med komponentbeteckning eller kod, för vilka komponenter som saknas i listan eller är felaktigt prissatta.</p> <p>Priserna på kondensatorbatterierna måste vara storleksberoende och inte kkr/st. Komponenter som hamnar mellan två olika storlekar som finns i prislistan hanteras, exempelvis transformatorer? Närmast större?</p>
Lunds Energi AB	15	<p>SWECO:s lista för regionnät och EBR P1:s struktur för lokalnät är ett bra system att använda, vilket också kommer underlätta dokumentationen. Det är dock viktigt att listor för region- och lokalnät hänger ihop och att exempelvis motsvarande tillägg finns i båda listorna. I remissvaret nedan redogörs flera exempel.</p> <p>Om en komponent saknas bör närmast större användas.</p> <p>Ser ett problem med att SCB:s nya tätortskarta inte kommer vara färdigställd innan första tillsynsperiodens data ska vara inrapporterad.</p>

		<p>Vilken karta kommer att kunna användas vid en eventuell omprövning?</p> <p>I rapportutkast för löpande kostnader anges att kostnader för ledningsrätt och servitut ska hanteras som löpande. Intrångsersättning ingår ju i EBR P1. Kommer detta att även gälla för Regionnät? Markkostnad finns ju med. Ska intrångsersättningen dras bort ur kapitalkostnad? Med verklig kostnad eller schablon? Det är ohanterligt att reda ut hur stor del av en historisk investering som är ledningsrätt och vilken avskrivning det har genererat. Detta är sannolikt också en mycket liten del av kapitalbasen.</p>
Göteborgs Energi Nät AB	13	<p>De synpunkter som lämnats efter tidigare pilotstudier för både anläggningar på lokalnäts- och regionnätetsnivå står kvar. Vad gäller alternativa kostnader för anläggningskomponenter för regionnätetsanläggningar har inga specificerade uppgifter tagits fram, med motivering att Gbg Energi anser sig ha speciella förutsättningar som bör beaktas och därmed inte något som kanske ska finnas med i en normkostnadskatalog.</p> <p>Gbg Energi har här i huvudsak lämnat synpunkter på värdering av stationer/byggnader, transformering, ställverk och jordkabel. Liten erfarenhet av luftledning (130kV) samt saknar information om mätare för kunder på spänningsnivåer >24kV har gjort att kommentarer för dessa två inte lämnats.</p> <p>Gbg Energi saknar normvärdesersättning för ställverksbyggnader. Merparten av ställverken är placerade inomhus och kräver därmed omfattande byggnader för dessa. Problem kan uppstå vid värdering av stora fördelningsstationer som enbart har ställverk utan transformering vilka enligt föreslagen normlista inte skulle kostnadskompenseras.</p> <p>Stationer som är insprängda i berg kräver nödvändig kringutrustning.</p>

Vattenfall Eldistribution AB	18	<p>Vattenfall påpekar att det material EI:s <i>förslag på standardkostnader för regionnät</i> utgörs i huvudsak av den rapport som SWECO presenterade i februari 2009, med de brister i underlag, presentation och validitet såväl i struktur som i enskilda kostnadsuppgifter som tidigare framförts. Vattenfall saknar en andra verifiering av materialet och konstaterar därmed att de brister som fanns tidigare ligger kvar.</p> <p>Vattenfall anser att föreslagen lista är ganska bra, men att ytterligare precision krävs för att förslaget ska kunna tillämpas. Till detta remissvar har tidigare synpunkter renodlats och utvecklats. Vattenfall belyser i detta svar att de har i en tidigare skrivelse till EI presenterat en egen kostnads katalog framtagen 1997. Vid jämförelser mellan denna katalog och den nu förslagna lista kan konstateras skillnader, vilket Vattenfall anser anmärkningsvärt och således något som är behov av att klarlägga vart skillnaderna ligger och vad som är korrekt.</p> <p>Av detta skäl har Vattenfall bett Rejlers Ingenjörer AB att ta fram en komplett uppsättning normkostnader för regionnät. Materialet ska baseras på ett stort antal verifikat i form av slutkostnader för genomförda projekt och offertuppgifter från leverantörer av material. Hela kostnads katalogen ska exakt följa de synpunkter på struktur som Vattenfall redovisat i remissvaret. Vattenfall har till detta remissvar bifogat såväl Rejlers beskrivning av sin framtagna normkostnads katalog och själva normkostnads katalogen.</p> <p>Utöver detta har Vattenfall synpunkter på såväl struktur som på normkostnader, vilket preciseras närmare i remissvaret.</p>
Skellefteå Kraft Elnät AB	12	Pga av få interna verkliga projekt har SKEAB valt att inte lämna några synpunkter angående normprislistans kostnadsnivå.

		<p>SKEAB har i övrigt noterat följande: Normkostnad för 36 kV portalkonstruktion saknas. För friledning 36 kV med linarea över 329 mm² är portalstolpe normal standard. Saknar normkostnad för stort manöverhus med liten markyta. SKEAB anser att nya stationer till stor del kommer att byggas under tak med komprimerande lösningar. Normkostnad för transformatorer med spänningssomfånget 36/24-12 kV saknas.</p>
Fortum Distribution AB	16	<p>Huvudpunkter från Fortums remissvar</p> <ul style="list-style-type: none"> - Direkta jämförelser mellan normpriskoderna och egna kostnader har varit svåra att göra, pga olika strukturer på kostnadsuppföljningen. En jämförelse på total nivå för stationer har kunnat genomföras. Vilket indikerar att det främst är kostnadsnivån för byggnad och markarbeten samt 245kV ställverksfack som är för låg. Främst bör nya koder för större ytor för byggnad och markarbeten tas fram. - EI bör ta fram handbok/anvisningar som ger ett helhetsgrepp för tillämpningen av normpriserna med vilka metoder beräkning skall göras av t ex mellanliggande storlekar av transformatorer alternativt om storleken ligger utanför normprisernas storlek. - Fortum kan också notera att Stockholmsområdet till väsentliga delar inte kan inordnas i normkostnader. Då främst vad gäller byggnader, markarbeten, jordkabel och friledningar.
Umeå Energi elnät AB	19	<p>Saknar vissa anläggningar/utrustningar i normprislistan. Oklart hur olika areor på ledning ska värderas som inte finns med på listan. Hur värderas byggnaden till ett inomhusställverk?</p>

Allmänt

Affärskraftverket Svenska kraftnät, Svenskt Näringsliv, Villaägarna riksförbund, Elforsk, Lantbrukarnas riksförbund, LKAB, Svenska Cellulosa Aktiebolag SCA, Härjeåns Nät AB, Jämtkraft Elnät AB, Karlstads Elnät AB, Landskrona kommun Teknik- &

stadsbyggnadsförvaltning, Olofströms Kraft Nät AB och Utsikt Nät AB har avstått från att yttra sig.

E.ON Elnät Sverige AB

Normkostnadsnivå

Som helhet ligger priserna i normprislistan på en genomsnittlig rimlig nivå.

Priser som avviker från egna kostnadsberäkningar som används internt

- Stålstolpsledning för 145kV och 72,5 kV ligger 20% respektive 45% lägre i normprislistan i jämförelse med egna beräkningar.
- Dubblering av transformatorpriserna enligt förslag vid beräkning av pris för trelindningstransformatorer ger en överkompensation.

Övrig synpunkt, priserna i normkostnadslistan måste hänföras till ett specifikt årtal som utgångspunkt för årliga indexeringar.

Struktur

I det stora hela anser E.ON Elnät att prislistan enligt version 5 är fullt användbar för att beräkna NUAK för regionnät.

Slutna intervall för alla areor och storheter bör införas så att inga anläggningar hamnar utanför. Tilläggs- och avdragskoder bör alltid anges kr/enhet och inte procent, för att underlätta beräkningarna.

Jordkablar

Normpriser på sjökabel önskas på sikt men kostnaden för dessa kan hanteras på annat sätt under den första reglerperioden.

Station grundkostnad

Markyta bör inte användas för att definiera storlek på station då det är omständigt att fram dessa uppgifter. Dessutom är det inte givet att markytan motsvarar anläggningens behov samt att metoden öppnar för individuella bedömningar hos respektive företag. Antal fack och/eller transformatorer samt spänning bör styra, vilket också öppnar upp möjligheten för en automatiserad beräkning.

Stationsdator bör ingå med frekvens i grundkostnad och ej vara egen kod. Vår bedömning är också att byggnation med stationsdator inte är dyrare än att bygga med konventionell teknik. Stålportal bör ingå i grundkostnad eller i ledningsfack. En enskild kostnadskod komplicerar beräkningen då detta inte kan utläsas av ett driftschema.

Transformatorer

Reglertransformatorer kan prissättas med hjälp av de ordinarie transformatorpriserna. Om separata normpriser ska användas krävs att omfattningen på koderna utökas eller att

slutna intervall för storlekar och spänningar införs så att alla förekommande enheter kan prissättas.

Ställverk

Förtydligande om hur inomhus luftisolerade högspänningsställverk ska hanteras bör göras. En möjlig lösning är att införa tilläggs-koder i kontor per fack och transformator på respektive spänningsnivå.

Varför skiljer listan på fack för ledningar och transformatorer på spänningarna 12-36kV men inte på högre spänningarna? En konsekvent struktur underlättar och minskar risken för felräkning.

Reservdelar

Förtydligande om hur reservdelar ska prissättas önskas. Enligt EI:s rapport ska reservdelar prissättas med enbart materialkostnad vilket medför att föreslagen prislista över 24kV ej är tillämplig.

Öresundskraft AB

Saknar beskrivning i normprislistan som talar om hur man skall hantera ställverkskonstruktioner som inte finns med i listan. För mellanspänning finns exempelvis endast alternativen "1 brytarfack" och "2 brytarfack" men i verkligheten finns andra varianter som t.ex. ringskenesystem eller varianter på "2 brytarfack" med en brytare kopplad mot två samlingsskenor via två fränkskiljare. Det är inte heller helt ovanligt med ställverk byggda som "2 brytarfack" med ställverk byggda som "2 brytarfack" men där inte alla fack är fullt bestyckande. De flesta facken har bara en brytare som kan flyttas mellan de bägge sidorna.

Om tanken är att man skall prissätta sina anläggningar efter hur man skulle ha gjort om man byggt nytt, bör det framgå vilket byggsätt man då skall tänka sig använda: Enkelskenesystem A- och B- skena eller ringskena t.ex.

Anmärkningar gjorda i samband med att prislistan och fackmatrisen använts:

- I fackmatrisen "170 – 72.5kV Konv (1/3)" är alternativen "Fränkskiljarfack linje" alt AC och AB lika och endast det ena finns med i normprislistan.
- I prislistan koder NR-S23-16 - NR-S23-19 finns olika sammankopplingsfack men det framgår inte om det är brytare eller fränkskiljare som avses. Bägge typerna finns i fackmatrisen. Dessutom skiljer det mycket i pris mellan alternativ AB och AC medan det i fackmatrisen inte skiljer något i fränkskiljarvarianten mellan dessa bägge alternativ.
- Det förefaller som om 52kV- anläggningarna förekommer två gånger efter varandra men med olika prissättning. Jämför t.ex. kod NR-S29-01 med NR-S31-01.
- Kod NR-S34-03 har ett högre pris än kod NR-S34-05. Detta verkar vara fel, eller så är "1 brytarfack" och "2 brytarfack" något annat än vad man i första ögonblicket kan förväntas anta. När det gäller trafofack är i alla fall relationerna de omvända även om kod NR-S34-04 verkar lågt prissatt.

- Kod NR-S34-04 har samma pris som NR-S34-07. Det första priset verkar vara alldeles för lågt.
- Priserna för NR-S34-01 och NR-S34-02 verkar vara omkastade.
- Priserna för kondensatorbatterier måste vara storleksberoende. Inte kkr/st
- Hur skall transformatorer i storlek mellan de storlekar som finns i prislistan hanteras? Närmast större?

Lunds Energi AB

SWECO:s lista för regionnät och EBR P1:s struktur för lokalnät anser Lunds Energi vara ett bra system att använda, vilket kommer underlätta dokumentationen. Det är dock viktigt att listor för region- och lokalnät hänger ihop och att exempelvis motsvarande tillägg finns i båda listorna. T. ex.

- *Luftledning i skogsmark.* För regionnät är denna post länsuppdelad medans för lokalnät är indelad med viss frekvens vilken är lika för hela landet.
- *Luftledning i tätort.* Regionnät har en specifik post medans lokalnät motsvaras av klass A? (Om detta är tanken bör det beskrivas i handbok). Ska indelningen i klass A och klass B för lokalnät B för i sådana fall göras efter tätortskartan?
- *Jordkabel i svår landsbygd* bör även finnas för >24kV.
- *Frånskiljare 12-24kV* (i P1 24 600kr). Ingår denna i ledning med viss frekvens? Vad gäller för >24kV? (Frånskiljare >24kV i P1 108 000kr). Menas olika? Bör även finnas tillägg för fjärstyrd frånskiljare, vilket finns i P2.
- *Optokabel* finns med både i region- och lokalnätlistan, vad gäller?
- *Tillägg för station i city* finns i rapportutkastet för <24kV. Motsvarande bör även finnas för >24kV.

Tydliggöra att Gemensam utrustning inomhus och Manöverhus baseras på husets storlek och att Gemensam utrustning utomhus och Markarbeten baseras på markyta.

Om anläggning saknas i normvärdeslistan ska enligt rapportutkast närmaste komponent i storlek användas. Lunds Energi anser att det bör vara närmast större komponent. En mindre komponent har för låg kapacitet.

SCB:s nya tätortskarta kommer inte vara klar till första tillsynsperiodens indata ska rapporteras in. Kartan kommer sannolikt påverka kapitalbasen en hel del. Hur kommer detta hanteras? Vilken karta kommer att användas vid en eventuell omprövning?

I rapportutkast för löpande kostnader anges att kostnader för ledningsrätt och servitut ska hanteras som löpande. Intrångsersättning ingår ju i EBR P1. Kommer detta att även gälla för Regionnät? Markkostnad finns ju med. Ska intrångsersättningen dras bort ur kapitalkostnad? Med verklig kostnad eller schablon? Det är ohanterligt att reda ut hur stor av en historisk investering som är ledningsrätt och vilken avskrivning det har genererat. Detta är sannolikt också en mycket liten del av kapitalbasen.

Göteborg Energi Elnät AB

De synpunkter som lämnats efter tidigare pilotstudier för både anläggningar på lokalnät- och regionnät-nivå står kvar. Vad gäller alternativa kostnader för anläggningskomponenter för regionnät-anläggningar har inga specificerade uppgifter tagits fram, med motivering att de anser sig ha speciella förutsättningar som bör beaktas och därmed inte något som kanske ska finnas med i en normkostnads katalog.

Göteborg Energi har här i huvudsak lämnat synpunkter på värdering av stationer/byggnader, transformering, ställverk och jordkabel. Låg erfarenhet av luftledning (130kV) samt avsaknaden av information om mätare för kunder på spänningsnivåer >24kV har gjort att kommentarer för dessa två inte lämnats.

Stationer

Göteborg Energi saknar normvärdesersättning för ställverksbyggnader. Merparten av ställverken är placerade inomhus och kräver därmed omfattande byggnader för dessa. Problem kan uppstå vid värdering av stora fördelningsstationer som enbart har ställverk utan transformering vilka enligt förslagen normlista inte skulle kostnadskompenseras.

Stationer som är insprängda i berg är även utrustade med en omfattande fläktanläggning för kylning av transformatorerna samt brandlarm och släckutrustning vilka inte finns med i listan. Även kontrollutrustning etc. måste hänsyn tas till större stationer. Problem med inbrott och stölder skapar kostnader tack vare uppgradering av intrångsskyddet (larm, staket, övervakning).

Ställverk

Saknas i normprislistan

- GIS-ställverk, 130kV ($U_n=145kV$).
- Luftisolerade inomhusställverk i bergrum, 50kV ($U_n=72,5kV$).
- Filterlösning till kondensatorbatterier (12kV). Istället för synkroniserade brytare som finns med i förslaget till normprislistan.

Jordkabel

Saknas i normprislistan

- 2x1600mm² för 145kV kablar.

Vårt (Göteborg Energi) 130kV och 50kV kabelnät (ca 120km) ligger i city- och tätortsområden och förläggas till stora delar med hjälp av styrd borring. Vi anser inte att ett tillägg på 20% resp 50% på kostnaden för kabelförläggning landsbygd är tillräckligt för att täcka upp de kostnader vi har för styrd borring i tätorts- och citymiljö.

Vattenfall Eldistribution AB

Allmänt

Vattenfall påpekar att det material EI:s förslag på standardkostnader för regionnät utgörs i huvudsak av den rapport som SWECO presenterade i februari 2009, med de brister i underlag, presentation och validitet såväl i struktur som i enskilda kostnadsuppgifter som tidigare framförts. Vattenfall saknar en andra verifiering av materialet och konstaterar därmed att de brister som fanns tidigare ligger kvar.

Vattenfall anser att föreslagna lista är ganska bra, men att ytterligare precision krävs för att förslaget ska kunna tillämpas. Till detta remissvar har tidigare synpunkter renodlats och utvecklats. Vattenfall belyser i detta svar att de har i en tidigare skrivelse till EI presenterat en egen kostnads katalog framtagen 1997. Vid jämförelser mellan denna katalog och den nu förslagna lista kan konstateras skillnader, vilket Vattenfall anser anmärkningsvärt och således något som är behov av att klarlägga vart skillnaderna ligger och vad som är korrekt.

Av detta skäl har Vattenfall bett Rejlers Ingenjörer AB att ta fram en komplett uppsättning normkostnader för regionnät. Materialet ska baseras på ett stort antal verifikat i form av slutkostnader för genomförda projekt och offertuppgifter från leverantörer av material. Hela kostnads katalogen ska exakt följa de synpunkter på struktur som Vattenfall redovisat i remissvaret. Vattenfall har till detta remissvar bifogat såväl Rejlers beskrivning av sin framtagna normkostnads katalog och själva normkostnads katalogen.

Struktur

Normkostnads katalogen för regionnät bör redovisas i ett dokument med heltäckande information för tillämpning. I det remissmaterialet finns fragmentarisk information i olika dokument som gör det svårt att få överblick över helheten. Exempel på detta är att enlinjeschema för olika typer av fack bör framställas i anslutning till normkostnader för fack.

Normkostnader för regionnät och lokalnät bör redovisas tillsammans i ett samlat dokument, eftersom många lokalnätsföretag äger regionnätsanläggningar och regionnätsföretagen äger vissa anläggningar som klassas som lokalnätsanläggningar.

Vattenfall noterar att EI nu anger att angivna spänningar avser konstruktionsspänning. Det är bra, men det bör också framgå i normkostnads katalogen, vilket det inte gör nu.

Det saknas en definition av spänningen 6 kV. Vattenfall anser att spänningen 6 kV i normkostnads katalogen bör jämföras med konstruktionsspänningen 12 kV.

I inledningen till varje huvudavsnitt ledningar, kablar, linjefrånskiljare etc. bör det finnas en beskrivning till vad som ingår i angivna normkostnader. Denna beskrivning saknas nu för några huvudavsnitt, tex. linjefrånskiljare. Vidare behöver inte denna beskrivning

sedan framgå vid varje enskild normkostnad, utan det räcker att den finns som inledning till respektive huvudavsnitt.

I dokumentationen saknas normkostnader eller anvisade metoder för bestämning av nuanläggningsvärde (NUAK) för mätare, mätsystem, driftsystem, nätinformationssystem, reservdelar och dokumentation. Vattenfall utgår från att anvisningar för bestämning av NUAK för angivna delar kommer att framgå i en slutlig normkostnads katalog.

Normkostnadsnivå

Ledningar

Det bör preciseras ett intervall eller liknande för bestämning av fasledararea, därför att det finns skillnader mellan olika fabrikat. Till exempel anses 234 mm² vara lika med 241 mm². Det förekommer också av historiska skäl fasledare med udda ledningsarea mitt emellan angivna areor. Det bör preciseras hur sådana fasledare ska hanteras. Ett alternativ till ett intervall är att ge anvisning om att normkostnad för närmast högre ledararea ska väljas.

Många befintliga kraftledningar har fasledare av koppar eller olika kombinationer av legerade metaller, exempelvis AlMgSi eller AL-59. I anslutning till normkostnads katalogen bör det finnas en översättningstabell för omräkning av Cu-linor till ekvivalent FeAl-area, samt en anvisning om att olika legerade fasledare får normkostnad efter FeAl. Det bör preciseras att fasledare typ BLL är det samma som BLX.

Ledningar i intervallet 36-52 kV byggs normalt med enkelstolpe för fasledare upp till 329 mm², och med portalstolpe för grövre fasledare. Föreslagna normkostnader baseras på detta förhållande för 52 kV ledningar. För 36 kV ledningar förutsätts enkelstolpe för alla fasledare. För spänningen 36 kV borde beskrivning och normkostnader anpassas till att ledningar med fasledare 454 mm² och grövre byggs med portalstolpe.

I ny version 2010-04-14 har EI tagit bort normkostnad för ledareor 2x910 och 3x910 mm² för 123-170 kV stålstolpe. Dessa ledareor bör enligt vår mening finnas kvar med normkostnader.

Vidare har EI 2010-04-14 sänkt ledningsgatans bredd från 36 till 24 m för 36 kV och från 24 till 12 m för BLL på 36 kV. Vi ifrågasätter dessa ändringar. Tidigare värden var rimliga.

För tilläggs kostnader i olika tillväxtområden för ledningsdragning i skoglig mark hänvisas till anvisningar i en pdf-fil på Lantmäteriets hemsida. Definitionen av tillväxtområde bör finnas i anslutning till normkostnaderna, man ska inte behöva leta någon annanstans och det ska inte råda tvivel om vad som avses.

I ny version 2010-04-14 har EI omvandlat en uppsättning normkostnader för ledning till 6 olika uppsättningar normkostnader för ledning, där enda skillnaden mellan de olika uppsättningarna är tilläggs kostnaden för ledningsdragning i skoglig mark. Därtill har

tilläggskostnaden på många ställen felaktigt summerats till normkostnaden vid denna förändring. Vattenfalls uppfattning är att antalet normkostnader på detta sätt blir onödigt många och förordar med bestämdhet att tilläggskostnad för ledningsdragnings i skoglig mark bör uttryckas som en fristående tilläggspost till en enhetlig uppsättning normkostnader för ledning. Det är väsentligt enklare att hantera ur administrativ synvinkel.

Vid normkostnader för reduktion sambygge i samma stolpar (EI kod NR-L14) anges i en anvisning att reduktionen gäller för sambygge med annan nätägare, tex SvK. Enligt Vattenfalls uppfattning blir det en kostnadsreduktion oavsett vem som äger den ledning som man sambygger med, dvs även om man sambygger två egna ledningar. Därför bör anvisningen i EI förslag tas bort i alla tre normkostnader för reduktion vid sambygge. Vidare framgår det inte av EI instruktion om reduktionen gäller båda ledningar som sambyggs eller om reduktionen ska tillämpas på vardera ledning. Enligt Vattenfalls uppfattning bör reduktionen tillämpas per ledning, eftersom normkostnaderna ska tillämpas på en ledningsförteckning där båda berörda ledningar oftast inte är uppräknade bredvid varandra. Slutligen anser Vattenfall också att spänningsintervallet för tillämpning av reduktion för sambygge skall vara 36-52 kV respektive 72,5-170 kV istället för EI förslag 52-170 kV för EI koder NR-L14-01 och NR-L14-02, för att täcka in alla spänningar på regionnät. Uppdelningen i två intervall görs för ökad kostnadsriktighet. För intervallet 72,5-170 kV bör det av samma skäl finnas reduktionsfaktor både för trästolpar och stålstolpar.

Reduktion för markkostnader vid två parallella ledningar är mycket svår att tillämpa för nätföretagen, eftersom uppgift om parallella ledningar inte finns i några tekniska system. Enligt Vattenfalls uppfattning täcks merparten av denna kostnadsreduktion in om den tillämpas på sambyggda ledningar. Vidare noteras att normkostnaden för 36 kV (EI kod NR-L15-02) skiljer sig från normkostnaden för 12-36 kV (EI kod NR-L15-01) trots att spänningen 36 kV återfinns i båda normkostnader. Därför bör den första normkostnaden NR-L15-01 kunna tas bort helt, eftersom den efter korrigering av spänningsintervall till 12-24 kV bara avser lokalnät. Vattenfall anser att normkostnad för reduktion av markkostnad vid parallella ledningar bör inkluderas i normkostnader för reduktion vid sambygge av ledningar. Det förenklar och innebär en anpassning till hur informationen finns tillgänglig i de tekniska systemen. Därvid bör samma kostnadspåslag kunna användas för alla tre normkostnader för sambygge, eftersom kostnaden är proportionell mot ledningsgatans bredd, även om ledningsgatan 36 m för 36 kV skiljer sig något lite från ledningsgatan 42 m vid övriga spänningar.

Sammanfattningsvis anser Vattenfall att spänningsintervallet för kostnadsreduktion vid sambyggda ledningar bör ändras till 36-52 kV och 72,5-170 kV, att intervallet 72,5-170 kV bör ha reduktionsfaktor både för trästolpar och stålstolpar, samt att kostnadsreduktion för mark bör inkluderas i kostnadsreduktion för sambyggda ledningar.

I ny version 2010-04-14 har EI slagit ihop reduktion för parallella ledningar med reduktion för sambyggda ledningar till en enda uppsättning reduktion, men uttryckt reduktionsfaktorn till 40 % istället för i kkr/km. Här anser vi att 40 % är en felaktig

reduktionsfaktor och att den istället bör uttryckas i kkr/km. Det är en stor fördel ur administrativ synvinkel.

EI förslag till normkostnader innehåller en tilläggskostnad för ledningsdragning i tätbebyggt område. Swecos ursprungliga förslag innehöll dessutom tilläggskostnad för jordtagsförstärkning, specialspänn, ventilavledare i stolpar och stål stolpe som julgranskfiguration. Dessa tilläggsposter finns nu inte med i EI:s förslag. Vattenfall anser att alla nämnda tilläggskostnader i hög grad beror av omständigheter i det enskilda fallet och därför inte bör uttryckas som normkostnader.

I ny version 2010-04-14 har EI omvandlat en tilläggskostnad för ledningsdragning i tätbebyggt område på 120 kkr/km till en ytterligare uppsättning normkostnader för ledning, där enda skillnaden mot ordinarie normkostnader är en tilläggskostnad på 50 % på ordinarie normkostnad. Vattenfalls uppfattning är att antalet normkostnader på detta sätt blir onödigt många och förordar med bestämdhet att tilläggskostnad för ledningsdragning i tätbebyggt område bör (om den alls ska finnas med) uttryckas som en fristående tilläggspost till en enhetlig uppsättning normkostnader för ledning. Det är väsentligt enklare att hantera ur administrativ synvinkel. Samtidigt kvarstår vår uppfattning att förhållandena i tätbebyggt område kan vara så speciella och variera så mycket från en plats till en annan att det är direkt olämpligt att uttrycka merkostnaden i tätbebyggt område med normkostnad.

Ledningsfrånskiljare

Vattenfall har inga strukturella synpunkter på normkostnader för ledningsfrånskiljare.

Jordkabel

Det bör preciseras ett intervall eller liknande för bestämning av ledararea, därför att det finns skillnader mellan olika fabrikat. Det förekommer också av historiska skäl ledare med udda ledararea mitt emellan angivna areor. Det bör preciseras hur sådana ledarareor ska hanteras. Ett alternativ till ett intervall är att ge anvisning om att normkostnad för närmast högre ledararea ska väljas.

Många befintliga kablar har ledare av koppar eller olika kombinationer av legerade metaller. I anslutning till normkostnadskatalogen bör det finnas en översättningstabell för omräkning av Cu-ledare till ekvivalent AL-area, samt en anvisning om hur olika legerade ledare ska hanteras.

För spänningen 52 kV saknar Vattenfall en normkostnad för dimensionen 300 mm².

För spänningen 72,5 kV saknar Vattenfall en normkostnad för dimensionen 1000 mm², speciellt som den dimensionen finns för både 52 kV och för 84 kV.

I ny version 2010-04-14 anger EI att tidigare presenterade normkostnader för jordkabel avser förläggning i tätort, vilket Vattenfall anser vara rätt och rimligt. EI inför samtidigt nya och helt fristående uppsättningar normkostnader för jordkabel på landsbygd respektive city, där skillnaden mot ordinarie uppsättning normkostnader är 80 % för

landsbygd och 120 % för city. Vattenfalls uppfattning är att antalet normkostnader på detta sätt blir onödigt många och förordar med bestämdhet att det inte finns anledning att ha särskilda normkostnader för landsbygd och city för regionnät. Andelen kabel på regionnät är synnerligen liten i förhållande till friledning och olika normkostnader för landsbygd, tätort och city ger ett betydande merarbete. Dessutom är det vår uppfattning att förhållandena i city kan vara så speciella och variera så mycket från en plats till en annan att det är direkt olämplig att uttrycka merkostnaden i city med normkostnad. Skulle man ändå göra det skulle merkostnaden i city uppgå till avsevärt mer än +20%. Slutligen bör normkostnader inte uttryckas i procent utan i kkr/km.

I beskrivningen till vad som ingår i angivna normkostnader för kabel anges att PEX-skarvar och PEX-avslutningar ingår i normkostnaden. Beskrivningen upplevs som direkt hämtad från EBR och avser där kabelkostnader för lokalnät. På lokalnät byggs ofta längre sträckor med jordkabel, vilket gör det rimligt att där inkludera kostnader för kabelavslut och kabelskarv i angivna kostnader om dessa antas förekomma med viss frekvens. På regionnät är det istället ovanligt med längre kablar. De allra flesta kablar är korta. Då blir det inte längre oväsentligt att särredovisa kostnader för kabelskarv och kabelstolpe, efter som det på varje kort kabel finns en sådan i varje ände av kabeln. EI har under remisstiden kompletterat med normkostnader för ändavslut och kabelstolpe. Därför behöver beskrivningen över vad som ingår i kabelkostnader revideras med avseende på det. Vattenfall kan acceptera att kabelskarv ingår i normkostnader för jordkabel utan egen normkostnad.

I ny version 2010-04-14 har EI tagit bort normkostnader för kabelstolpe med ändavslut. Vattenfall anser att det ger en felaktig kostnadsbild om kabelstolpe med ändavslut inte särredovisas som fristående normkostnad, med motiv enligt föregående stycke. Vattenfall anser att dessa normkostnader ska finnas med.

Av beskrivningen till vad som ingår i angivna normkostnader noteras att kostnader för långsgående jordkabel och signalkabel, som regelmässigt förläggs samtidigt med kabelförband, inte är beaktade. Vattenfall anser att kostnader för detta ska inkluderas i normkostnader för jordkabel.

I ny version 2010-04-14 har EI infört nya normkostnader för optokabel, med olika normkostnader för optokabel som förläggs tillsammans med jordkabel i landsbygd, tätort och city samt optokabel som förläggs i friledning. Vi uppfattar att det är en eftergift till föregående synpunkt. Enligt vår mening är det felaktigt att införa en normkostnad för optokabel. I många fall har optokabel som förläggs tillsammans med jordkabel ett annat och kommersiellt syfte än att utgöra signalkabel som en del i kommunikationen i nätet. Genom att införa detta som normkostnad är det stor risk för att alla optokablar kommer med i värderingen, och det blir fel när en stor del kommersiell kabel på detta sätt felaktigt beaktas. Kostnad för optokabel bör ingå i normkostnad för jordkabel med en viss frekvens, tex 60 % av ledningslängden. Vi noterar också att enheten för optokabel satts till kkr/st, vilket mer rimligt bör vara kkr/km.

EI har också infört separata normkostnader för långsgående jordledare, som normalt förläggs samtidigt med jordkabel, med olika ledarareor på jordledaren. Det är inte

administrativt rimligt att särskilja olika ledarareor på långsgående jordledare. Kostnaden för långsgående jordledare bör ingå i normkostnad för jordkabel med en viss frekvens.

Vattenfall anser det önskvärt med normkostnader för sjökabel på 52 kV med ledararea 150 mm², 240 mm², 500 mm² och 630 mm² och på 145-170 kV med ledararea 240 mm², 400 mm², 500 mm², 630 mm², 1000 mm² och 1200 mm². Sjukabel är så pass vanligt på regionnät att det finns skäl att värdera dessa med normkostnader. Alternativa värderingsmetoder är administrativt betungande. Vi är dock medvetna om svårigheten att uttrycka normkostnader för sjukabel, varför det sannolikt inte är lämpligt att så sker.

I rapporten EI PM 2009:02 anges på sid 12 att korrigeringsfaktor för samförläggning av kabel ska tas fram ifall det anses vanligt förekommande. Tilläggsposten fanns med i Swecos förslag på normkostnader men inte i EI:s remissade förslag. Andra poster som fanns med i Swecos förslag men som nu inte återfinns i EI:s förslag är tilläggskostnader för schakt i cityområde, tillägg för bergsprängning, tillägg för grundförstärkning, tillägg för väg/järnvägs korsning, tillägg för styrd borring, tillägg för tunneldrivning och reduktion när kabel läggs i befintlig tunnel. Vattenfall anser att alla dessa tilläggskostnader och reduktionsfaktorer i hög grad beror av omständigheter i det enskilda fallet och därför inte bör uttryckas som normkostnader.

Grundkostnad i station

EI föreslår att grundkostnad i station ska bestå av fyra olika normkostnader, en för gemensam utrustning inomhus, en för gemensam utrustning utomhus, en för manöverhus inklusive VVS och elinstallation och en grundkostnad för markarbeten inklusive stängsel, dränering etc. För var och en av dessa fyra grundkostnader föreslår EI en uppdelning med separata normkostnader för liten station, medelstor station och stor station. Liten station definieras som markyta 1000 m² och manöverhus 20-30 m². Medelstor station definieras som markyta 5000 m² och manöverhus 40-50 m². Stor station definieras som markyta 10000 m² och manöverhus 60-80 m². Dessutom föreslår EI en tilläggskostnad för inkommande stålportal och en tilläggskostnad för stationsdator.

Vattenfall anser att detta angreppssätt för att beskriva grundkostnaden i stationer ger ett missvisande resultat, dels på grund av att angivna normkostnader inte är kopplade till spänningsnivå i stationen och dels för att angivna storlekar på markyta och manöverhus inte rätt återspeglar vad som är en stor, medelstor respektive liten station. Särskilt märkligt är det att EI PM 2009:2 sid 14 anger att grundkostnaden kommer att definieras för ett antal stationsstorlekar per spänningsnivå, där primärsidans spänningsnivå kommer att vara styrande, medan föreslagna grundkostnader inte alls är beroende av spänning.

I beskrivningen av vad som ingår i gemensam utrustning inomhus ingår bland annat LS-system inkl SUB1 och SUB2, fjärrkontroll till stationen, samlingsskeneskydd, störningsskrivare, kontrolltavla, kontroll/reläskåp, AFK-utrustning, ljusbågvakt och övrig utrustning. Alla dessa delar har ett tydligt spänningsberoende. Vissa saker är mer omfattande och dyrare vid högre än vid lägre spänningar och vissa saker finns inte alls vid lägre spänningar.

I beskrivningen av vad som ingår i gemensam utrustning utomhus ingår belysning, VS-system och radiomast. Även här gäller att omfattningen är större vid högre än vid lägre spänningar.

I beskrivningen av vad som ingår i grundkostnad för markarbeten ingår en rad uppräknade förhållanden. Marklinenät är mer omfattande vid högre än vid lägre spänning. Stationer för högre spänning är ofta lokaliserade mer avsides än stationer för lägre spänningar, vilket innebär högre kostnader för markarbeten, dränering och tillfartsvägar.

Enligt Vattenfalls erfarenhet är en stor 400 kV station ofta betydligt större än de 10000 m² som av EI definieras som en stor station och en liten 30 kV station kan vara mindre än 1000 m², speciellt som normkostnaderna för 10-20 kV ledningsfack förutsätter inomhusstation.

Ett annat problem med föreslagen struktur för grundkostnader i station är kopplingen till yta, vilket inte enkelt framgår av nätföretagens tekniska system. Det gäller både stationens yta och ytan på manöverhus.

I många regionnätstationer finns det flera intressenter. I många stamnätstationer är SvK huvudman och äger 400 kV ställverket, medan regionnät äger stamnätstransformatörer och ställverk på nedspänningssidan. I andra stationer äger regionnät 130 kV ställverk och externa kunder äger transformering till lägre spänning, alternativt bara hela eller delar av ställverket på nedspänningssidan. Det är bara NUAK för den egna delen som ska ingå i kapitalbasen. Det är därför angeläget att normkostnader för grundkostnad i station på ett enkelt sätt kan fördelas mellan parter i samma station. Hur sådan fördelning ska göras framgår inte av EI förslagna normkostnader. Det framgår på annan plats i det remissade materialet (Sweco 2009-02-02 sid 11) att fördelningen av grundkostnad ska ske enligt följande

Primärställverk	60-70 % av grundkostnaden
Transformering	5-10 % av grundkostnaden
Sekundärställverk	20-35 % av grundkostnaden

Det framgår inte av materialet om detta ska tolkas som en del av EI förslag på normkostnader eller om det bara är ett inspel från Sweco. Någon annan ansats på fördelning av grundkostnad mellan olika intressenter finns inte i det remissade materialet. För det första är fördelningen av grundkostnaden mellan uppsida, transformering och nedsida i tabellen ovan inte fastställd, utan är angiven i intervall, vilket ger upphov till tolkningssvårigheter. Vidare är verklig fördelningen inte lika mellan stationer med olika spänningar, vilket Vattenfall tidigare redovisat i en inlägga till EI. Fördelningen av grundkostnad mellan uppsida, transformering och nedsida i en 400 kV station ser ut på ett annat sätt än motsvarande fördelning i en 40 kV station. Angiven mall för fördelning av grundkostnad är därför både felaktig och ofullständig. Det är Vattenfalls uppfattning att detta måste uttryckas tydligare i anvisningarna för normkostnader för regionnät. Det är särskilt önskvärt att fördelningen direkt framgår av de normkostnader som ska tillämpas.

Vad gäller definition av stor och liten station anser Vattenfall att en indelning kan göras efter antalet fack på uppspännings- och/eller nedspänningssida i stationen, vilket i normalfallet väl speglar om stationen är stor eller liten. För att undvika svåra bedömningar anser Vattenfall att det räcker med stor och liten station och att medelstor station därmed inte behöver definieras. Beskrivet angreppssätt föreslås också av Sweco i den uppdaterade rapporten sid 47 som skickades ut 2010-04-14.

Sammantaget anser Vattenfall att föreslagen struktur för grundkostnader för station inte korrekt återspeglar dessa kostnader. Vattenfall anser att grundkostnad för station ska vara spänningsberoende, att definitionen av stor och liten station behöver en definition som är frikopplad från ytenheter och att fördelningen av grundkostnad mellan uppsida, transformering och nedsida tydligt ska framgå av normkostnaderna.

Utöver ovanstående anser Vattenfall att grundkostnader som är möjliga att fördela ut på ledningsfack och transformatorer bör ingå i normkostnader för dessa. På det viset kommer normkostnad för grundkostnad enbart att omfatta icke enkelt fördelbara grundkostnader i stationen.

Vattenfall föreslår vidare att normkostnad för tillägg för inkommande stålportal och tillägg för stationsdator inkluderas i grundkostnader och inte framställs med egna normkostnader.

I Sweco rapport 2009-02-01 sid 11 och i EI rapport EI PM2009:02 sid 67 anges att det bör finnas en tilläggskostnad för stationsplacering i city, medan denna normkostnad inte kan återfinnas i excelfilen med EI förslag på normkostnader. Vattenfall anser att en sådan tilläggskostnad i hög grad beror av omständigheter i det enskilda fallet och därför inte bör uttryckas som en normkostnad.

Transformatorer:

Utöver de transformatorstorlekar som EI föreslår normkostnader för, finns det av historiska skäl ett antal storlekar mitt emellan angivna storlekar. Enligt Vattenfalls mening bör normkostnaderna kompletteras med en anvisning om att normkostnad för närmast större transformator ska tillämpas.

Det saknas normkostnader för transformering från 36 kV i föreslagna normkostnader. Det bör kompletteras med normkostnader för storlekar 4 MVA, 6,3 MVA och 10 MVA. På grund av stor likhet i kostnader mellan 36/12 och 24/12 kV transformatorer anser Vattenfall att detta enklast realiseras med att normkostnader uttrycks för 24-36/12 kV istället för nuvarande 24/12 kV.

För 123-170/36-52 kV saknar Vattenfall normkostnader för storleken 120 MVA.

Normkostnader för 245/123 kV transformatorer saknas i det remissade materialet. Detta kan enklast åtgärdas genom att normkostnader för 245/145 kV anses gälla för 245/123-145 kV. Detta är rimligt på grund av stor likhet i kostnader mellan 245/123 kV och 245/145 kV transformatorer.

Normkostnader för 245/123-145 kV transformatorer bör anges efter 245/72-84 kV transformatorer för att harmoniera med principen stigande spänning.

I ny version 2010-04-14 kompletterar EI normkostnader för ett antal nya och efterfrågade transformatorstorlekar, vilket är bra. Det kan dock ifrågasättas om det ska finnas normkostnad för en så liten transformator som 2 MVA vid 24/12 kV.

I specifikation till föreslagna normkostnader och i EI PM2009:02 sid 69 anges att trelindningstransformatorer kan representeras som två separata transformatorer. Vattenfall anser att det ger en felaktig (för hög) värdering, eftersom det i så fall ger kostnader för två oljegropar etc. Kostnaden för en trelindningstransformator bör istället uttryckas med normkostnader för tillägg för tredje lindning för de transformatorer där detta är aktuellt.

För 123-170 kV/36-52 kV transformatorer bör det finnas en tilläggskostnad för 12 kV och 24 kV tredje lindning. För 245/72-84 kV transformatorer bör det finnas en tilläggskostnad för 24 kV tredje lindning. För 245/145 kV transformatorer bör det finnas en tilläggskostnad för 12-24 kV och 52 kV tredje lindning. För 420/145 kV transformatorer bör det finnas en tilläggskostnad för 24 kV tredje lindning.

I specifikation till föreslagna normkostnader anges att bullerskydd/sabotageskydd ingår i kostnaden för samtliga transformatorer. Ett bullerskydd eller ett sabotageskydd kostar enligt vår uppfattning från 500 tkr upp till flera Mkr, vilket orimligen kan ingå i föreslagna normkostnader. Bullerskydd eller sabotageskydd förekommer normalt bara på 400 kV, 220 kV och 130 kV och endast sällsynt på lägre spänningar och bör därför uttryckas som tilläggskostnad.

Vattenfall anser att det bör kompletteras med normkostnader för så kallade nollpunktsbildare inklusive anslutningsfack för spänningar 12-24 kV, 36-52 kV och 72,5-84 kV. Dessa blir allt vanligare som kompletterande avstämning till transformatorernas nollpunkter i takt med konvertering av lokalnätens högspänningsnät från luftledning till jordkabel.

Vattenfall anser att grundkostnader i station som är möjliga att fördela ut på ledningsfack och transformatorer bör ingå i normkostnader för dessa. På det viset kommer normkostnad för grundkostnad enbart att omfatta icke enkelt fördelbara grundkostnader i stationen.

Reglertransformatorer

För 145 kV saknar Vattenfall normkostnad för storleken 120 MVA.

Normkostnaderna för reglertransformatorer bör uttryckas efter stigande spänning och stigande storlek i likhet med normkostnaderna i övrigt.

Ställverk

I den slutliga dokumentationen av normkostnader bör ritning i form av enlinjeschema finnas i anslutning till angivna fackkostnader, så att den kan användas ungefär som en kartbok för olika utformningar.

Föreslagna normkostnader för ställverksfack finns angivna för både konventionell teknik och för frånskiljande brytare för varje förekommande facktyp på alla spänningar 420-72 kV i identisk struktur men med olika kostnader. Den konventionella tekniken är den vanligaste medan tekniken med frånskiljande brytare kommer allt mer. Vattenfall har analyserat kostnaderna för dessa olika tekniker och skillnaden mellan normkostnaderna för dessa båda utföranden är försumbart liten. Vattenfall anser att det är tillräckligt med normkostnader för frånskiljande brytare, och att normkostnader för konventionell teknik kan tas bort. Med tanke på det stora antalet normkostnader som behövs för att täcka in alla typer av ledningsfack torde det för alla inblandade parter vara en välgärning om antalet normkostnader för fack kunde halveras. Förslaget är också rimligt med tanke på principen ersättande anläggning, som var en bärande princip när strukturen på kostnadskatalogen togs fram i det ursprungliga projektet.

I ny version 2010-04-14 har EI tagit bort alla fack med tekniken frånskiljare brytare och bara behållit normkostnader för fack med konventionell teknik. Med stöd av föregående stycke anser Vattenfall att halveringen av antalet normkostnader är välkommen, men att normkostnaderna bör byggas upp av tekniken frånskiljande brytare. 80-90 % av alla nybyggnationer på regionnätstationer sker idag med frånskiljande brytare.

I ny version 2010-04-14 ändrar EI också konfigurationen av ett antal facktyper, varvid EI bland annat jämställer ledningsfack och transformatorfack. Vattenfall ifrågasätter dessa ändringar som kom i ett sent skede av remisstiden. Vattenfalls uppfattning är att de fackkonfigurationer som fanns i det först remissade materialet, vilka också var de som det ursprungliga projektet kom fram till, är korrekta och avstämde med regionnätstämman. Till exempel är det en stor skillnad i kostnad för kontrollutrustning mellan lednings- och trafofack, och de kostnaderna ingår ju i fackkostnaden. Det är flera andra skillnader mellan ledningsfack och transformatorfack som gör att den förändring som EI nu gjort är direkt felaktig.

För att överensstämja med principen om ersättande anläggning anser Vattenfall också att det är fel att ha normkostnader för både utomhus- och inomhusställverk på 36 kV. Inomhusställverk är den teknik som kommer på 12-36 kV ställverk och då räcker det enligt Vattenfalls uppfattning att ha normkostnader för inomhusställverk för spänningar 12-36 kV.

Vattenfall anser att det bör finnas normkostnader även för utförande i GIS på spänningsnivåerna 420-52,5 kV.

Normkostnad för kondensatorbatterifack saknas på spänningen 245 kV. Det bör kompletteras eftersom det finns normkostnad för 245 kV kondensatorbatteri.

Vattenfall anser att grundkostnader i station som är möjliga att fördela ut på ledningsfack och transformatorer bör ingå i normkostnader för dessa. På det viset kommer normkostnad för grundkostnad enbart att omfatta icke enkelt fördelbara grundkostnader i stationen.

Kondensatorbatterier

Vattenfall har inga strukturella synpunkter på normkostnader för kondensatorbatterier.

Skellefteå Kraft Elnät AB

Skellefteå Kraft (SKEAB) har, pga verkliga projekt på aktuell nivå har varit begränsad, haft det svårt att lämna synpunkter på normkostnader som kan styrkas genom fakturor eller motsvarande och väljer därför att inte kommentera kostnadsnivåerna.

Saknas i normprislistan:

- SKEAB har noterat att det saknas normkostnad för 36kV portalkonstruktion. För friledning 36kV med linarea över 329mm² anser SKEAB att portalstolpe är normal standard.
- Saknar normkostnad för stort manöverhus med liten markyta. SKEAB anser att nya stationer till stor del kommer att byggas under tak med komprimerande lösningar.
- Normkostnad för transformatorer med spänningssomfånget 36/24-12kV saknas.

Fortum Distribution AB

Fortum har lämnat följande synpunkter och förbättringsförslag

Allmänt

Generellt anser Fortum att den beskrivande texten och kommentarerna bättre ska anpassas till normprislistans innehåll. Fortum ser också en stor osäkerhet till Sweco:s rapporter vilka till alla delar inte verkar vara avstämd med EI. Framförallt saknas detaljeringsgraden som EI efterfrågar. Även EI:s ståndpunkt gällande detaljtillämpningar efterfrågas och inte Sweco:s.

Fortum föreslår att EI bör ge ut en handbok hur normpriser skall beräknas med tillhörande tolkningar. Exempelvis hur olika kategorier som saknar slutna intervall och där SWECO föreslår att linjärapproximation ska användas. Framför allt vid extrapolering är det viktigt med en vägledning.

Fortum konstaterar också att egna upphandlingar/projekt på regionnätetsnivå inte haft den uppdelning som EI föreslagit vilket försvårat en jämförelse. Däremot anser Fortum att en jämförelse har kunnat göras av total kostnad för ett antal stationer. Resultatet indikerar enligt Fortum att det främst är mararbeten och byggnader som avviker.

Saknar poster som avser kommunikationskanalen för reläskydd, SCADA etc. saknas.

Transformatorer

Transformatorstorlekar saknas i normprislistan. (Även om listan har kompliterats). Är positivt till att listan utökas. Angivna spänningar i listan anges i konstruktionsspänning, vilket bör förtydligas i samma lista.

Saknar helt från listan:

- 36/12-24kV (Transformering från högre spänning till 36kV finns med). Fortum anser att gruppen bör skrivas 36-52kV.
- 130-170/24kV 10MVA
- 130-170/52kV 120MVA
- 130-170/72,5kV 120 MVA
- 245/130-170kV 500MVA.

Vi kan från SWECOS´ s rapport se att slutna intervall inte är tänkt, utan interpolering skall ske mellan de två närmaste storlekarna. Vi saknar dock EI:s ståndpunkt för att helt kunna göra en helhetsbedömning av konsekvenserna.

Dubbling av transformatorpriserna enligt förslag vid beräkning av pris för trelindningstransformatorer ger en överkompensation. Då kostnaden ingår två oljeprovar, osv. Istället bör man antingen ta fram en beräkningsmodell som utgår från 2 st 2-lindningstransformatorer med reduktion och alternativt utgå från 1 st 2-lindningstransformator och göra tillägg för en tredje lindning. Fortum förordar det första alternativet.

Normpriser för nollpunktsbildare saknas för 52kV och 72,5kV

Ställverksfack

Frånskiljarfack bör ha en egen beskrivande text som stämmer med fackets bestyckning.

Kostnadsnivån för ställverksutrustningen anser Fortum är för låg för 245kV. Visar med 2 exempel att kostnadsnivån ligger 50% över egna beräkningar.

Byggnader

Fortum påpekar att det inte finns någon verklig koppling mellan byggnaden och markens ytstorlek. Byggnader innehåller oftast både kontrollutrustning för utomhusställverk plus ett 12kV eller 24kV inomhusställverk vilket medför att byggnadens storlek inte nödvändigtvis har en direkt koppling till storleken på utomhusställverket.

Den del av byggnaden som inhyser mellanspänningsställverket är normalt också större än den del som innehåller övrig kontrollutrustning. De definierade byggnadsytorna liten, mellan och stor verkar sakna byggnadsytan för mellanspänningsställverket.

Normvärdeslistan bör kompletteras med koder för byggnader på 100, 250 och 200 kvadratmeter.

Gemensam utrustning inomhus

Kommentarerna bör separeras avseende gemensam utrustning inomhus så att respektive Liten, Mellan och Stor ges en kommentar som motsvarar innehållet i respektive kod. Normpriset som anges för "Gemensam utrustning inomhus Liten" är antingen en för låg kostnadsnivå eller så ingår inte den utrustning som anges i kommentaren för normpriskoden.

Fortum föreslår att normpriserna för gemensam utrustning inomhus omarbetas för att spegla stationens spänningsnivå, högre spänning = större komplexitet. Fortum ser en klar koppling mellan utrustningens innehåll och spänningsnivå.

Tillägg stålportal

Det behövs en förtydligande kommentar vad som avses med "inkommande stålportal" i ett ställverk.

Mark och markarbeten

För markarbeten bör koder för större än Stor anges för 20 000, 30 000 och 40 000 kvadratmeter.

Anskaffningskostnaden för mark har en betydande avvikelse för vissa områden, ex Tätort och City i Stockholm mot medelvärdet. Hur avser EI att reglera kostnadsutvecklingen i de områden som har en betydande avvikelse min riksgenomsnittet som används. Fortum anser att detta bör ses som en objektiv förutsättning, pga områdets geografiska läge, och därmed också ersättas efter faktisk kostnadsutveckling för området.

Hur kommer kostnaden för anskaffningen av marken ersättas om den inte hyrs?

Kabel

Prisnivån för city bör höjas så att den ligger 50-100% över prisnivån för tätort.

Trafiksituationen och andelen sprängning har en stor betydelse för kostnaden även i områden som definieras som tätort.

Friedning

Det förekommer fasledare innehållande andra metaller/legeringar och även andra areor än angivna i normpriskoderna. Av denna anledning bör en översättningstabell eller anvisning tas fram som anger hur omvandlingen skall göras ekvivalent ledningsarean enligt normpriskoderna. Vägledande bör vara att den ekvivalenta ledningsarean skall ha mins samma överföringsförmåga som verklig fasledare.

Varför finns det två kategorier för topplina som har överlappande spänningsintervall, priserna tycks inte reflektera kostnadsskillnaderna?

Vid reduktion för sambygge bör förtydligas vad som avses med "samma stolpar". 36kV-ledningar behöver samma bredd på gatorna som 52kV-ledningar pga trädsäkerhet. En ledningsgata på 24m är inte trädsäker.

När ska kategorin "Friedning" i normprislistan tillämpas, vid öppen mark? Anvisning bör ges om vilka situationer denna kod skall användas.

Kostnaden för tätbyggt område är inte representativt för 245kV-ledningar i Stockholm. På vissa ledningar är det ca 50 procent vinkel- eller avspänningsstolpar.

Umeå Energi Elnät AB

Saknar följande:

- Transformator 50 och 32 MVA. Hur ska anläggningar utanför listan att hanteras och värderas? Kommer det flera poster? Vad gäller för olika ledningsareor?
- GIS ställverk
- Sjökabel. (Är ej något problem idag då endast få sjökablar är anslutna till det egna nätet, kan dock bli fler i framtiden)

Tariffillsyn

**Remissammanställning 2 –
Normpriser för regionnätansläggningar****(dnr 2010-102285)
Remissvar har inkommit ifrån:**

Bodens Energi Nät AB
 C4 Elnät AB
 E.ON Elnät Sverige AB
 Fortum Distribution AB
 Göteborg Energi Nät AB
 Jukkasjärvi Sockens Belysningsförening u p a
 Jämtkraft Elnät AB
 Karlstads Elnät AB
 Oskarshams Energi Nät AB
 Skellefteå Kraft Elnät AB
 Telge Nät AB
 Umeå Energi Elnät AB
 Vara Energi
 Växjö Energi Elnät AB
 Vattenfall Eldistribution AB
 Öresundskraft AB

Remissinstans	Aktbilaga	Synpunkter
Bodens Energi Nät AB	6	- Inget att erinra.
C4 Elnät AB	9	Anser att förändringarna i stort är positiva mot tidigare presenterad lista, men konstaterar även att de egna förutsättningarna att bedriva nätverksamhet på högre spänningsnivå skiljer sig avsevärt i jämförelse med Vattenfall och säger sig ha svårt att skaffa utrustning till de angivna priserna (12/24 kV).
E.ON Elnät Sverige AB	10	Kommentarerna avser prisnivå och struktur baserat på jämförelser med E.ON elnät Sveriges



		<p>erfarenhetsvärden och anläggningsbestånd. Prisnivå: Konstaterar att nivån på priserna för jordkabel 82,5 kv är något lägre än egna erfarenhetsvärden. E.ON anser att ett förtydligande kring vilken del av mark- och intrångskostnader som ingår i normpriset och hur det ska räknas om till löpande kostnad. I övrigt anses prisnivån ligga på en rimlig nivå. Struktur: Strukturen i listan är bra, särskilt bra är spårbarheten på kostnaderna i form av frekvensunderlag. E.ON anser det vara av stor vikt att dessa frekvenser används som underlag vid beräkning av normvärdet.</p> <p>E.ON önskar komplettering med normpriser på:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grundkostnad för station med byggnad för mellanspänning och kontrollutrustning med yta på 50 kvadratmeter • Byggnad för högspänningsställverk och transformatorer med yta på 150 och 300 kvadratmeter. • Infrastruktur för fjärrkommunikation med stationer • Reservdelar i form av <ul style="list-style-type: none"> - Brytare - Frånskiljare - Mättransformatorer - Krafttransformatorer - Nollpunktsapparater - Ventilavledare
Fortum Distribution AB	4	<p>Fortum Distribution är positiva till Energimarknadsinspektionens förslag att använda Normvärden framtagna av Rejlers för anläggningar med spänning över 24 kV. Den normprislistan är bättre underbyggd och innehåller ett helt annat bakgrundsmaterial än den som sändes på remiss tidigare. Det ger en bättre spårbarhet och ger möjlighet att med stöd av materialet plocka fram saknande värden. Normprislistan kan förbättras genom att ta fram ytterligare normvärden. För anläggningar som</p>

	<p>ändå kommer att sakna normpris föreslår Fortum att prislistans bakgrundsmaterial får användas som annan skälig metod, i de fall anskaffningsvärde eller bokfört värde inte går att få fram.</p> <p>Fortum önskar komplettering med normpriser på:</p> <ul style="list-style-type: none">• Byggnader utan inomhusställverk. Listan bör kompletteras med byggnader på både 50 och 25 kvadratmeter. (Fortum redovisar att de har ca 130 byggnader som är mindre än 50 kvadratmeter).• Koder för ställverk 36 kV utomhus• Splitterskydd för 110/33 kV. Förslag för post ”Splitterskydd 33-110 kV”• Reservdelar i form av<ul style="list-style-type: none">- Reservbrytare mellanspänning, truck- Övriga brytare eller brytapoler- Lastfrånskiljare och frånskiljare- Avledare- Spänningstransformatorer och strömtransformatorer- Kabelskarvar och ändavslut av kabel- Reservkabel och resrvlinor- Isolator kedjor- Skarvrör, reläskydd och nolluppunktsutning <p>Fortum redogör även att de har stationer av mer unik karaktär och med byggnader i storlek mellan 560-990 kvadratmeter. För dessa kanske det inte är rimligt att skaffa specifika normvärden för men det vore önskvärt om EI accepterar att normprislistans underlag kan appliceras på dessa och andra byggnader. Det är möjligt att plocka ut informationen och använda själv eller kanske hellre med hjälp av Rejlers.</p> <p>Prissättning av friledning 245 kV är endast landsbygd. För ledningar runt Stockholm är dessa priser ej rimliga. Även tidigare prislista för tätort var för låg.</p>
--	--

		<p>Fortum ifrågasätter antagandet att det görs en skarv per kilometer oavsett spänningsnivå. För lägre spänningar är det nog rimligt, men för högre är det mer rimligt med 600-700 meter mellan skarvarna. Detta då det är svårt att hantera kabeltrummor som krävs för att få plats med dessa längder samt att det i allmänhet kommer något hinder i form av ett rörkors eller liknande som gör att det inte går att dra längre sammanhängande sträcka. Ändavslut ingår inte i kostnaden för kablar.</p> <p>Kablar av denna spänningsnivå är i allmänhet under 5 km långa vilket då torde innebära 6 ändavslut per 5 km kabel, dvs 1,2 ändavslut/km.</p> <p>Prissättning för kablar borde ha differentiering mellan landsbygd och tätort. Fortum noterar även att jordkabel för 110 kV är 9-11 procent lägre än tidigare lista och därmed för låg då tidigare nivå anses mer rimlig.</p> <p>Trafikavstängningen om 47,5 kSEK/km är orimligt låg. Möjligen anses det vara ett genomsnitt, men då kanske grundpriset inte är rättvisande. Arbeten i tätort kräver i allmänhet avstängning av hela sträckan.</p> <p>När det gäller skogstillägg och liknande anser Fortum att enheten bör vara i kkr/km istället för procent av NUAK med anledning att kostnaden för mark är beroende av ledningsgatans bredd och inte något med linarean. Dessutom underlättas dokumentationen om inte terrängen måste vara direkt kopplad till teknisk data.</p>
Göteborg Energi Nät AB	5	<p>Anser att Rejlers lista troligtvis är mer användbar för ändamålen än tidigare lista. Göteborg Energi uppskattar strukturen och att det är möjligt att följa uppbyggnaden av ett normvärde.</p> <p>Den korta remisstiden har gjort att det inte funnits tid att detaljgranska remissunderlaget vad gäller stationer. Göteborg Energi hänvisar</p>

		<p>till tidigare insänt material (Aktbilaga 8) till EI angående vilka stationsstorlekar som finns i Göteborg.</p> <ul style="list-style-type: none"> • GIS (624-828 m²) • GIS utan transformator (231-320 m²) • Luft – utomhus (376-770 m²) • Endast transformator (324-570 m²) • Endast ställverk (112 m²) • F-stationer (50-168 m²), uppger även att det finns ett antal som är <50 m² och stationer/byggnader insprängda i berg <p>Om det är möjligt att skapa direkta (metod 1) eller indirekta (metod 4) normvärden är i nuläget svårt att bedöma. Det är inte osannolikt att det finns anläggningar vars speciella förutsättningar bör beaktas och som därmed medför att anläggningarna inte skall vara med i en normkostnadskatalog.</p> <p>Göteborgs Energi önskar komplettering med normpriser på:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Normpriser för stora fördelningsstationer (enbart 12 kV ställverk, ingen transformering) och dess byggnader. • Kostnadstäckning för intrångsskydd (staket, larm, övervakning) saknas i listan. Uppger att det är en kostnad på omkring 4 Mkr/station och som är enligt Svenska Kraftnäts riktlinjer • Splitterskydd för 130/xx kV. Uppger att nästan samtliga transformatorer i Göteborgs Energis bestånd är utrustade med ett sådant skydd. • Bra att det finns GIS-ställverk, men om dessa motsvarar våra anläggningar kan dock inte här fastställas då detta inte har studerats ännu. Önskar även luftisolerade 50 kV inomhusställverk. • Kondensatorbatterier kan vara försedda med filterlösning i stället för synkroniserade brytare. • Saknar 2x1600 mm² för 145 kV kablar.
--	--	--

		Avvaktar att kommentera mätare för spänningsnivåerna 50 kV och 130 kV eftersom det pågår ett arbete kring detta.
Jukkasjärvi sockens belysningsförening	11	- Inget att erinra
Jämtkraft Elnät AB	12	Remisstiden var relativt kort och vi har inte hunnit göra någon djupgående analys. Men så långt vi analyserat tycker vi att den nya normvärdeslistan förefaller bättre utformad än tidigare förslaget. Vi är således positiva till att använda Rejlers lista som utgångspunkt för normvärden för anläggningar med spänning över 24 kV.
Karlstads Elnät AB	13	- Inget att erinra
Oskarshamn Energi Nät AB	14	Vid en jämförelse med ett internt projekt för kabelförband 72 kV konstaterar Oskarshamns Energi att de egna kostnaderna överstiger med omkring 35 %. Det är framförallt markförhållandena som påverkar att de egna kostnaderna ligger över. Eftersom dess påverkan på totalkostnaden är så stor anser Oskarshamns Energi att markförhållandena måste ingå som en viktig parameter när det gäller att värdera eller beräkna kostnaden för en anläggning. Om extrakostnader för markförhållanden exkluderas ligger kostnaderna i paritet med våra kostnader i entreprenaden.
Skellefteå Kraft Elnät AB	20	Meddelar att den nu framtagna katalogen av Rejlers bättre speglar Skellefteå Krafts anläggningskostnader än den tidigare av SWECO framtagna. Strukturen och spårbarheten på kostnaderna är mycket bra. Önskar komplettering – grundkostnader för mindre stationer.
Telge Nät AB AB	15	Generellt är Rejlers lista bättre än den tidigare presenterade normlista. Det är dock fortfarande ottydligt för hur fördelningsstationer 24/12 kV med byggnader på 20 – 30 m ² ska hanteras. Dessa kan anses som en liten station men i

		förklaringen skrivs 100 m ² , det bör kanske vara ”upp till 100 m ² ”.
Umeå Energi	16	Uppger att de inte har några speciella synpunkter, däremot är det bra att nollpunktsutrustning/nollpunktsbildare samt GIS ställverk har tillkommit i listan som tidigare har saknats.
Vattenfall Eldistribution AB	2	Vattenfall anser att den tidigare presenterade normkostnads katalogen för regionnätanläggningar, framtagen av SWECO, i sin helhet ska ersättas av den normkostnads katalog som Rejlers tagit fram och som EI nu skickat ut på remiss.
Vara Energi	17	- Inget att erinra
Växjö Energi Elnät AB	18	<p>Konstaterar att med tidigare lista så hade för flera anläggningar inte ett normvärde kunnat tillämpas, utan en annan värderingsmetod hade varit tvunget att användas. Det gäller för ställverksbyggnader och GIS ställverk. Med Rejlers kan ett normvärde för dessa anläggningar tillämpas. Att det går att välja mellan olika spänningsnivåer ger en mer rättvisande bild av kostnader för stationsbyggnaden. Även den ökade spårbarheten kring vad som ingår i de olika koderna är också en klar förbättring. Dock behövs en mer detaljerad instruktion kring hur listan i praktiken ska användas. Någon form av exemplifiering kring hur olika stationstyper kan värderas enligt listan är önskvärt.</p> <p>Prisläget för stationsbyggnader och ställverk verkar ligga i linje med vår senaste ombyggnad. Förutom förbättring av ställverksbyggnader och GIS ställverk är att Nollpunktsbildare numera finns med är ett positivt inslag.</p> <p>Det är positivt att spårbarheten även gäller ledningar, dock saknas olika förläggingsmiljöer som fanns med i den tidigare presenterade listan. Även EBR har en sådan fördelning. Små och medelstora elnätsföretag missgynnas av att denna</p>

		klassificering saknas. Rejlers lista bör därför kompletteras.
Östersundskraft AB	3	<p>Öresundskraft uppger att de inte har gått igenom förslaget i sin helhet men har gjort några iakttagelser som önskas framföra.</p> <p>Öresundskraft framför synpunkter på att signalkabel ingår i samtliga alternativ när det gäller kabel. Det kan vara frågan om olika typer av signalkablar beroende på kabelns driftspänning. Öresundskraft har dessa i ett separat register och menar att dessa bör ha en egen kod.</p> <p>Framför också att det borde finnas förläggningstyp för jordkabel. Ett generellt pris speglar ej verkligheten.</p> <p>I kabelpriserna ingår inte ändavslut utan dessa skall hanteras separat. Detta är måhända mest korrekt ur ett prissättningsalternativ men komplicerar arbetet med att ta fram kapitalbasen. I tidigare lista samt EBR bakas denna post in i kabelpriset. Det bör gå att göra även här.</p> <p>I övrigt anser Öresundskraft att det är olyckligt med denna mångfald av uppsättningar av kodbeteckningar för de olika anläggningstyperna som nu förekommer för varje lista som presenteras från EI. Det förberedande arbetet för nätägaren kompliceras.</p>