

Standardkostnader i den kommande intäktsregleringen för nätföretag Kommentarer till SOU 2007:99 ”Förhandsprövning av nättariffer m.m.”

Innehållsförteckning

1. Inledning	2
2. Utredningens alternativ för standardkostnader	2
3. Sammanfattning av standardkostnadsprojektets slutsatser	2
4. Alternativen för att ta fram standardkostnaderna	
4.1.1 EBR-systemet	4
4.1.2 Standardkostnader baserade på EBR P1	5
4.2 Standardkostnader baserade på upphandlade kostnader	7
4.3 Standardkostnader genom jämförelse med andra länder	7
4.4 EI beräknar själva standardkostnaderna	9
5. Kartor för definition av bebyggelse typer och markslag	9
6. Kostnader som kan vara antingen OPEX eller kapitalkostnad	9
7. Markkostnader för ledningar och stationer	11
8. Principer för att beräkna NUAK	11
9. Åldersjustering av NUAK	11
10. Indexreglering av standardkostnaderna	11
Bilaga 1 Standardkostnadsprojektets deltagare	13
Bilaga 2 Utredningens förslag om standardkostnader	14
Bilaga 3 Beskrivning av EBR-systemet	16
Bilaga 4 Utredningens förslag om OPEX – CAPEX	30
Bilaga 5 Den finska regleringens standardkostnadslista	35

1. Inledning

Sverige kommer år 2012 att få en ny elnätreglering där kapitalbasen enligt Energinätsutredningens förslag ska vara baserad på företagens verkliga elnät. Utredningen föreslår vidare att elnätens komponenter ska prissättas med standardkostnader. Dessa standardkostnader ska användas för att räkna ut den ingående kapitalbasen i den nya regleringsmodellen och föreslås också användas i regleringsmodellen för att kontrollera de investeringar som nätföretagen gör under regleringsperioden. Detaljutformningen överlåter utredningen åt Energimarknadsinspektionen (EI), som har framfört en önskan om dialog med branschen vid utformningen av regleringen.

Mot denna bakgrund beslöt Svensk Energi våren 2008 att tillsätta ett utredningsprojekt, standardkostnadsprojektet, för att ta fram underlag för branschens diskussioner med EI genom att belysa de olika alternativ för standardkostnader som utredningen har fört fram för lokal- och regionnät (stamnätskostnader har av naturliga skäl inte behandlats av projektet). Denna rapport redovisar standardkostnadsprojektets slutsatser.

2. Utredningens alternativ för standardkostnader (för den fulla texten se bilaga 2)

Med standardkostnad avses genomsnittskostnaden för att investera i likartade tillgångar under liknande objektiva förutsättningar. Standardkostnaden motsvarar det genomsnittliga värdet i normalfallet.

Utredningens alternativ för standardkostnader:

1. Branschens kostnadskatalog EBR används för standardkostnaderna. EI kan aktivt medverka i EBR i framtiden.
2. Standardkostnaderna baseras på upphandlade kostnader för olika investeringar.
3. EI tar fram standardkostnaderna genom att jämföra Sverige med andra länder.
4. EI beräknar själv eller med hjälp av konsult standardkostnaderna.

Vilken detaljnivå elnäten ska prissättas på och hur många kategorier av standardkostnader som behövs lämnar utredningen inga förslag på. De objektiva förutsättningarna ska dock inverka på standardkostnadernas storlek. De objektiva kriterier som utredningen nämner är typen av elnät (lokalnät, regionnät, stamnät), de geografiska förutsättningarna och bebyggelsens täthet.

Även om man beaktar de objektiva kriterierna är standardkostnader inte alltid tillämpliga. EI bör kunna frågå standardkostnaderna om det finns särskilda skäl, till exempel i skärgårdsmiljö och i städer. Upphandlade kostnader kan i sådana fall användas i stället för standardkostnader.

3. Sammanfattning av standardkostnadsprojektets slutsatser

Att utgå från branschens kostnadskatalog EBR P1 är det bästa alternativet för regleringens standardkostnader. EBR P1 behöver dock i vissa avseenden utvecklas. För att EI ska ha förtroende för EBR bör myndigheten själv ha möjlighet att kontrollera de uppgifter som EBR innehåller. Om EBR P1 används i regleringen är det därför viktigt att också EI deltar i och har inflytande på EBR-arbetet och på EBR:s fortsatta utveckling.

För att göra beräkningen av kapitalbasen så enkel som möjligt, vilket är en fördel både för nätföretagen och EI, bör regleringens standardkostnadsprislista inte vara mer omfattande än vad som erfordras för att i regleringsmodellen ge rimliga värden på nätföretagens NUAK och investeringar. För regleringens standardkostnader kan en speciell variant av EBR P1 tas fram i

vilken antalet kostnadskoder reduceras genom att man t ex slår ihop kostnadskoderna för 12 och 24 kV kablar och att friledningsklasserna A och B slås ihop till en klass etc.

Av de objektiva förutsättningarna är det i fråga om geografin främst markens beskaffenhet som påverkar kostnaderna för kabelförläggning på landsbygden. Det är särskilt dyrt att lägga kabel i mark med ytligt berg, blockig terräng eller träsk- och myrmark. För många företag med relativt liten andel svår mark är den svåra marken ett mindre problem. För vissa företag med stor andel svår mark kan dock den svåra marken ha en betydande inverkan på de totala kabelförläggningskostnaderna, i och med att dessa företag har svårare att hitta alternativa sträckor med gynnsammare mark och därför i högre grad måste förlägga kablarna i den svåra marken. EBR P1 bör därför kompletteras med koder för kabelförläggning i svår terräng. Områden med svår terräng identifieras med hjälp av SGU:s jordartskarta.

EBR P1:s kostnader för kabelförläggning i tätort och city bör behållas. EBR P1 skulle därigenom få fyra kategorier eller förläggningsmiljöer för kabelförläggning:

- normal terräng på landsbygden
- svår terräng på landsbygden
- tätort
- city

De objektiva förutsättningarna tätort respektive city definieras i EBR på ett entydigt sätt utifrån Lantmäteriets terrängkarta. Terrängkartan bör användas för detta även i regleringen. Industriområden i städer bör dock med hänsyn tagen till investeringskostnaderna betraktas som city (dvs inte som tätort som i EBR i dag). Indelningen blir då:

- city = sluten och hög bebyggelse samt industriområden i anslutning till sluten och hög bebyggelse
- tätort = låg bebyggelse och fritidsbebyggelse samt övriga industriområden

EBR P1 är dock inte heller med dessa ändringar heltäckande för kostnaderna i lokalnäten. Kostnaderna i EBR P1 city når inte alltid upp till de verkliga kabelförläggningskostnaderna i cityområden. EBR P1:s kostnader för utomhusbetjänade standardnätstationer av plåt är också långt ifrån vanliga kostnadsnivåer för nätstationer i cityområden. I sådana fall bör regleringens ersättning kunna baseras på nätföretagens verkliga redovisade investeringskostnader. Också andra objektiva faktorer kan fördyra investeringskostnaderna. Rent generellt bör verkliga investeringskostnader kunna användas i de fall de verkliga investeringskostnaderna är betydligt högre än standardkostnaderna.

EBR P1:s regionnätssdel är inte komplett vad gäller förekommande konstruktioner. Bland annat saknas kostnader för stålstolpsledning, spänningsnivån 36 kV, en del stationstyper och viss kontrollutrustning. EBR bör kompletteras i detta avseende. En möjlighet skulle eventuellt kunna vara att delar av den prislista för regionnät som tas fram i EI:s eget projekt för regionnät används för att komplettera EBR P1.

EBR P1 bör också kompletteras med kostnader för sjökabel, vidare med kostnader för IT-system som erfordras i all nätverksamhet: nätdriftsystem, kundhanterings- och faktureringsystem, mätvärdesinsamlings och avräkningssystem samt nätinformationssystem. Markkostnaderna i EBR bör också kompletteras.

Beträffande IT-systemen är utredningens förslag att bokförda värden ska användas. Det är dock vanligt att nätföretag köper en färdig tjänst som innehåller kostnader för sådana IT-system, vilket också utredningen själv påpekar beträffande mätvärden och fakturering (se bilaga 4). För att inte de företag som hyr sådana tjänster ska missgynnas i effektivitetsmätningarna, som enligt utredningens förslag ska genomföras endast på OPEX, bör IT-systemen liksom elnäten prissättas med standardkostnader för alla företag och ingå i kapitalbasen vare sig de är ägda eller hyrda. I effektivitetsmätningarna ska sedan hyran för sådana system minska med motsvarande kapitalkostnader.

Övriga alternativ, att EI själva beräknar standardkostnaderna eller hämtar standardkostnaderna från utlandet riskerar att leda till felaktiga standardkostnadsnivåer. Att EI samarbetar med branschen i dessa frågor är bättre för båda parter.

4. Alternativen för att ta fram standardkostnaderna

4.1.1 EBR-systemet (bilaga 3)

EBR (ElByggnadsRationalisering) är branschens system för rationell planering, byggnation och underhåll av eldistributionsanläggningar 0,4-145 kV. Syftet och målet med EBR är att vara branschens viktigaste verktyg för effektivisering samt miljö- och kvalitetssäkring av nätverksamheten. Med EBR-systemet säkerställs att anläggningarna blir byggda enligt starkströmsföreskrifterna, med beprövad och noggrant utprovad teknik och material samt med effektiva metoder som baseras på metod- och tidsstudier.

Drivkraften för EBR är effektivisering genom standardisering av konstruktioner, metoder och arbetssätt. I EBR ingår ett antal viktiga funktioner. Namnet på respektive funktion beskriver vad funktionen innebär. I ”EBR konstruktion” beskrivs således konstruktionerna medan byggsättet beskrivs i ”EBR byggmetod”. Elanläggningsdelarna delas in i de tre huvudgrupperna *luftledning, stationer och jordkabel*. Denna gruppering av elanläggningarna går igen i de olika funktionerna.

En viktig grundpelare i EBR är transparens. Öppenhet och transparens är en nödvändig förutsättning för att EBR ska fungera. Ett led i den rationalisering som EBR står för är utveckling av *arbetsmetoder*. Detta sker i stor utsträckning genom utbyte av erfarenheter mellan företagen, dvs ”*best practice*”.

Kostnadskatalogen bygger på *genomsnittskostnader* från medlemsföretagen vad gäller timkostnad för *arbete, maskin och materielkostnad*.

I *metodstudierna* kartläggs tidsåtgång för olika arbetsmoment. Arbetsmomenten ska då utföras enligt den beskrivning som finns i ”EBR byggmetod” samt enligt EBR:s konstruktionshandlingar

Frekvensstudierna används för att bestämma förekomsten (frekvensen) av olika saker i projekten, t ex antal korsande hinder i ett kabelförläggingsprojekt.

De tider som är angivna för de olika arbetena i katalogerna är till övervägande del metodstuderade. Katalogernas kostnader är av genomsnittskaraktär och kan därför variera från företag till företag och från arbete till arbete.

Kostnadskatalogen används för planering, projektering, budgetering, upphandling, anläggningsvärdering, offertvärdering, kostnadsjämförelser och produktivitetsmätning. Nyanläggning och underhåll utförs i många elnätsföretag av egen personal, vars kostnader sedan interndebiteras baserat på kostnadskatalogen. EBR:s kostnadskatalog används även i

stor utsträckning vid konkurrensutsatta upphandlingar av entreprenader, där entreprenörerna får offerera priser på olika P1- och P2-koder. EBR:s kostnads katalog är på grund av sin seriositet allmänt accepterad av elnätsföretag och av entreprenörer inom elbranschen och har blivit ett oundgängligt hjälpmedel i deras dagliga arbete.

Mot denna bakgrund kan det naturligtvis inte finnas några skäl för elnätsföretagen, som det ibland har påståtts, att sträva efter höga kostnader i en katalog som både används för att handla upp entreprenader och som sedan kalibreras mot verkliga projekt, varav en stor del är just sådana entreprenader. För hela branschen handlar det om miljardbelopp varje år och det faller på sin egen orimlighet att branschens katalog skulle vara medvetet högt prissatt – det enskilda företaget skulle ju inte tjäna något på att ha högre kostnader än nödvändigt.

EBR-systemet och hur det skulle kunna utvecklas för att användas i den kommande regleringen beskrivs ingående i bilaga 3.

4.1.2 Standardkostnader baserade på EBR P1

Av de objektiva förutsättningarna är det i fråga om geografin främst markens beskaffenhet som påverkar kostnaderna för kabelförläggning på landsbygden. Det är särskilt dyrt att lägga kabel i berg eller där berget endast täcks av ett tunt jordtäckte, liksom också i blockig terräng och i träsk- och myrmark. EBR P1 bör därför kompletteras med koder för kabelförläggning i svår terräng. Områden med berg/berg med tunt jordtäckte (< 0,5 m) och blockig terräng kan identifieras med hjälp av SGU:s detaljerade jordartskarta. Områden med träsk- och myrmark framgår av Lantmäteriets terrängkarta. EBR P1 skulle därmed få två kostnads koder för förläggning av kabel på landsbygden, dels de befintliga kostnads koderna för normal terräng motsvarande över 90% av Sveriges yta, dels de nya kostnads koderna för svår terräng. Det är att märka att andelen kabel som förläggs i svår terräng torde vara betydligt mindre än den svåra markens andel av Sveriges yta. Skälet är att man i möjligaste mån undviker den svåra marken vid kabelförläggning och i stället där så är möjligt väljer en något längre väg med gynnsammare markförhållanden. För många företag med relativt liten andel svår mark är den svåra marken därför ett mindre problem. För vissa företag med stor andel svår mark kan dock den svåra marken ha en betydande inverkan på de totala kabelförläggningskostnaderna, i och med att dessa företag har svårare att hitta alternativa sträckor med gynnsammare mark och därför i högre grad måste förlägga kablarna i den svåra marken.

Det bör i detta sammanhang påpekas att den ökning av de genomsnittliga kostnaderna för kabelförläggning som skedde i EBR P1 år 2006 bättre speglar kabelförläggningskostnaderna efter stormen Gudrun. Tidigare lades kabel huvudsakligen i lätt terräng där kabelförläggning var billig genom att kabeln kunde plöjas ned. Efter Gudrun och den lagstiftning som följde har kabeln blivit huvudalternativet i lokalnäten och följden är att kabel numera läggs även i sådan terräng där man inte kan plöja ner kabeln och där man tidigare därför valde att bygga luftledning. De genomsnittliga kabelförläggningskostnaderna hos nätföretagen har därför ökat betydligt jämfört med tidigare. Det har också utbildats en praxis att i stor utsträckning lägga kabel utmed vägar.

EBR P1:s kostnader för kabelförläggning i tätort och city bör behållas. EBR P1 skulle därigenom få fyra kategorier eller förläggningssmiljöer för kabelförläggning:

- normal terräng på landsbygden
- svår terräng på landsbygden
- tätort

- city

De objektiva förutsättningarna tätort respektive city definieras i EBR på ett entydigt sätt utifrån Lantmäteriets terrängkarta. Att definitionerna utgår från en officiell publikation är en fördel och terrängkartan bör användas för detta även i regleringen. Verkliga investeringskostnader från många industriområden i städer indikerar dock att sådana industriområden bör betraktas som city och inte som tätort. Indelningen blir då:

- city = sluten och hög bebyggelse samt industriområden i anslutning till sluten och hög bebyggelse
- tätort = låg bebyggelse och fritidsbebyggelse samt övriga industriområden

EBR P1 är dock inte heller med dessa ändringar heltäckande för kostnaderna i lokalnäten. De verkliga genomsnittliga kabelförläggningkostnaderna i städers tätaste delar är bl a beroende på den höga trafikintensiteten oftast högre än EBR P1 citys kostnader. Vidare är EBR P1:s kostnader för utomhusbetjänade standardnätstationer av plåt ofta långt ifrån kostnaden för nätstationer i städer. Utomhusbetjänade nätstationer är bl a av säkerhetsskäl inte alltid lämpliga att använda där det är mycket folk i rörelse i närheten av stationerna. Montören som manövrerar apparaterna i stationen behöver kunna koncentrera sig på kopplingsarbetet och ska inte behöva riskera att t ex få en knuff av en förbipasserande. Vidare gör stadens struktur att nätstationer ofta inte kan placeras där det från elnätssynpunkt vore lämpligast. Nätstationer måste därför specialutformas, byggas in i byggnader eller förläggas under marken. Sådana stationer kostar många gånger mer än de enkla utomhusbetjänade plåtstationerna som EBR P1:s priser är baserade på. I dessa fall bör regleringens ersättning kunna baseras på nätföretagens verkliga redovisade investeringskostnader.

Investeringar på öar utan broförbindelse är p g a transportkostnaderna dyrare än EBR P1:s genomsnittskostnader. Omlastning från mark- till sjötransport och från sjö- till marktransport igen kostar extra och det kan vidare vara svårt att överhuvudtaget använda transportfordon på vissa öar. Andra objektiva förutsättningar som t ex natur- och kulturintressen kan också påverka kostnadsläget. Även i dessa fall bör regleringens ersättning kunna baseras på verkliga redovisade kostnader.

EBR P1:s regionnätssdel är inte komplett vad gäller förekommande konstruktioner. Bland annat saknas kostnader för stålstolpsledning, spänningsnivån 36 kV, en del stationstyper och viss kontrollutrustning. EBR bör kompletteras i detta avseende. En möjlighet skulle eventuellt kunna vara att delar av den prislista för regionnät som tas fram i EI:s eget projekt för regionnät används för att komplettera EBR P1.

Det bör i detta sammanhang för tydlighetens skull påpekas att det från konstruktionssynpunkt inte är någon tydlig gräns mellan lokalnät och regionnät. I EBR kallas nät med konstruktionsspänningar över 24 kV för regionnät. I verkligheten förekommer spänningsnivåer högre än 24 kV också i lokalnäten. Det är alltså egentligen inte så, som utredningen skriver, att lokalnät respektive regionnät skulle vara objektiva förutsättningar för standardkostnaderna, utan det är nätens olika konstruktionsspänningar som är de objektiva förutsättningarna.

EBR P1 bör också kompletteras med kostnader för sjökabel, vidare med kostnader för IT-system som erfordras i all nätverksamhet: nätdriftsystem, kundhanterings- och faktureringsystem, mätvärdesinsamlings- och avräkningssystem samt nätinformationssystem.

Branschens kostnadskatalog EBR P1 är, trots att den inte är alldeles heltäckande, det bästa alternativet för regleringens standardkostnader. Bortsett från de undantag som nämnts ovan är de genomsnittliga kostnaderna i EBR representativa för nätföretagens genomsnittliga investeringskostnader. De kostnadskoder som anges i EBR P1 utgår från verkliga projekt. Systemet är vidare uppbyggt så att de underliggande data som kostnadskoderna baseras på är spårbara och därmed kan granskas.

För att EI ska ha förtroende för EBR bör myndigheten själv ha möjlighet att kontrollera de uppgifter som EBR innehåller och de bakomliggande data som EBR P1 är baserad på. Om EBR P1 används i regleringen är det därför viktigt att också EI deltar i och har inflytande på EBR-arbetet och på den utveckling av EBR som i så fall erfordras.

För att göra beräkningen av kapitalbasen så enkel som möjligt, vilket är en fördel både för nätföretagen och EI, bör regleringens standardkostnadsprislista inte vara mer omfattande än vad som erfordras för att i regleringsmodellen ge rimliga värden på nätföretagens NUAK och investeringar. För regleringens standardkostnader kan en speciell variant av EBR P1 tas fram i vilken antalet kostnadskoder reduceras genom att man t ex slår ihop kostnadskoderna för 12 och 24 kV kablar och att friledningsklasserna A och B slås ihop till en klass etc (för mer detaljer se bilaga 3).

4.2 Standardkostnaderna baseras på upphandlade kostnader för olika investeringar

Upphandlade kostnader kan av uppenbara skäl endast erhållas från nätföretagen själva och bland dem endast från de nätföretag som använder externa entreprenörer för investeringar (såvida inte upphandlade kostnader fritt tolkas som uppgifter från nätföretagens leverantörer eller entreprenörer). Många nätföretag gör sina investeringar i egen regi och handlar då bara upp materiel och vissa andra tjänster för investeringarna. Även sådana företag som investerar i egen regi kan naturligtvis redovisa sina totala investeringskostnader inklusive kostnaderna för den egna personalen i investeringen etc.

Det bör påpekas att även vid upphandlade investeringsprojekt är den totala investeringskostnaden större än den rena entreprenadkostnaden, då byggherren även i dessa fall står för vissa delar av den totala investeringskostnaden själv. Det bör också slutligen påpekas att uppgifter från leverantörer och entreprenörer av bland annat detta skäl ofta är missvisande.

EBR:s kostnadskatalog är baserad på just det som diskuteras i styckena ovan, kostnader från verkliga investeringar utförda hos svenska nätföretag. EBR är baserat på ett större underlag än vad som sannolikt är möjligt om EI skulle välja att basera standardkostnaderna på en begränsad utredning om verkliga investeringar hos svenska nätföretag. Att basera standardkostnaderna på EBR P1 borde därför vara ett säkrare och på alla sätt bättre alternativ inte bara för branschen utan även för EI.

Som framgått av huvudalternativet EBR P1 är dock inte EBR P1 heltäckande för kostnaderna i näten. I vissa fall där standardkostnaderna inte räcker till bör nätföretagen som tidigare nämnts kunna få använda verkliga investeringskostnader i regleringen enligt utredningens förslag.

4.3 EI tar fram standardkostnaderna genom att jämföra Sverige med andra länder

Om konsultrapporter eller annan statistik om andra länders investeringar ska användas på svenska förhållanden måste hänsyn tas till faktorer som gör att man inte direkt kan dra

slutsatsen att investeringskostnader i andra länder med automatik skulle kunna erhållas i Sverige:

- Tvingande elföreskrifter, olika standarder och nätens uppbyggnad varierar från land till land så att elnäten byggs på olika sätt vilket i sin tur medför att exakta jämförelser inte kan göras.
- Lönenivåer och avtal varierar från land till land.
- Materielleverantörer offererar olika priser för samma materiel till olika länder (t ex till Sverige och Finland).
- Växelkurser fluktuerar och vilken är den rätta växelkursen i detta sammanhang? Är t ex en dollar värd 6 eller 11 kronor i en internationell jämförelse?
- Erfarenheterna från internationell benchmarking visar att det är svårt att få jämförbart innehåll i de kostnader som studeras. För att undvika att jämföra ”äpplen och päron” krävs en stor arbetsinsats.

Att tillämpa andra länders investeringskostnader på svenska förhållanden är därför en grannliga uppgift, som kräver mycket arbete och måste utföras med stor noggrannhet för att leda till ett tillförlitligt resultat, även om tidigare liknande studier har visat att svenska investeringskostnader ligger på en internationellt sett låg nivå.

Vid en jämförelse med andra länder ligger Finland nära till hands, bl a på grund av att utredningens förslag till regleringsmodell i mycket bygger på den finska regleringen. Den finska regleringen använder en komponentlista för lokalnät och regionnät med standardkostnader som fastställs inför varje regleringsperiod (bilaga 5). Standardkostnaderna är baserade på Finsk Energiindustris (Finlands motsvarighet till Svensk Energi) egen prislista för investeringar i elnät samt kompletterad med arbete utfört av EmPower AB direkt åt Energimarknadsverket. Följande kan sägas om den finska standardkostnadslistan.

- Den finska standardkostnadslistan är i vissa avseenden mindre detaljerad än EBR P1. Den innehåller t ex endast en klass för friledning. Den har också färre spänningsnivåer vilket är naturligt, då Finlands elnät har färre spänningsnivåer än Sveriges.
- I andra avseenden innehåller den finska standardkostnadslistan mer än EBR P1, t ex standardkostnader för sjökabel och IT-system som kundhanterings-, nätplanerings- och nätdriftsystem.
- Kabelförläggning och schakt har separata kostnader i den finska standardkostnadslistan. Detta är dock endast en teknikalitet, då antalet kablar per schakt på landsbygd, i tätort respektive i stad är fastställt i listan. Den finska standardkostnadslistan har därmed precis som EBR P1 definierat antalet kablar per schakt i respektive kategori.
- Där den finska standardkostnadslistans ersättningsnivåer inte har räckt till har EMV accepterat verkliga kostnader. Det gäller bl a Helsingfors Energi.
- Det är inte alldeles enkelt att på ett rättvisande sätt jämföra den finska kostnadsnivån med EBR P1:s nivå, även bortsett från fluktuationerna i eurokursen. De finska standardkonstruktionerna för både friledning och jordkabel skiljer sig ganska mycket från de svenska, bl a beroende på andra föreskriftskrav än i Sverige.

En sammanfattande slutsats är att den finska regleringens standardkostnadslista inte kan användas för investeringar i Sverige.

4.4 EI beräknar själv eller med hjälp av konsult standardkostnaderna

Detta alternativ är mindre bra än att branschen och EI samarbetar kring standardkostnaderna – endast nätföretagen har ju den fulla kunskapen om vad det kostar att investera i elnäten. Det finns heller ingen annan så väl underbyggd sammanställning av investeringskostnader som i EBR. Ett förtroendefullt samarbete mellan branschen och myndigheten kring EBR skulle bädda för större samsyn kring den nya regleringen och därmed vara till fördel för bägge parter.

5. Kartor för definition av bebyggelsetyper och markslag

För att definiera landsbygd, tätort och stad användes i EBR tidigare den s k tätheten uttryckt som meter kabel per kund. Ju lägre antal meter kabel per kund, desto tätare bebyggelse. Detta var ingen exakt definition i och med att meter kabel per kund inte var entydigt definierad. Så länge EBR endast användes för branschens eget interna rationaliseringsarbete var detta inget problem.

När Nätnyttomodellen infördes blev emellertid nackdelarna med den gamla täthetsdefinitionen meter per kund uppenbar. Så till exempel får industriområden i nätnyttomodellen därigenom samma låga ersättning för kabel som landsbygd, vilket strider både mot sunt förnuft och mot erfarenheten av verkliga kabelförläggningskostnader i industriområden. Verkliga kostnader från många industriområden indikerar att industriområden bör definieras som tätort eller city, beroende på var industriområdet är beläget.

Tätort och stad bör i regleringen definieras på ett enhetligt sätt och baseras på data som kan kontrolleras. Den nya definitionen av tätort och city i EBR utgår från Lantmäteriets terrängkarta och uppfyller därmed detta krav. Terrängkartan bör användas för detta även i regleringen. Till skillnad mot i EBR bör dock industriområden i städer med hänsyn till investeringskostnaderna definieras som city och inte som tätort. Indelningen blir då:

- city = sluten och hög bebyggelse samt industriområden i anslutning till sluten eller hög bebyggelse
- tätort = låg bebyggelse och fritidsbebyggelse samt övriga industriområden

Övriga områden är landsbygd.

Statens Geologiska Undersöknings (SGU:s) jordartskarta visar fördelningen av olika markslag i Sverige. Erfarenheterna efter Gudrun visar att det är extra dyrt att lägga kabel i vissa markslag: berg i dagen eller berg med tunt jordtäckte (<0,5 m), blockig terräng och träsk- och myrmark. SGU:s detaljerade jordartskarta bör användas i regleringen för att definiera de områden där en högre ersättning ska ges för kabelinvesteringar.

6. Kostnader som kan vara antingen löpande kostnader (OPEX) eller kapitalkostnad

En del av de kostnader som nätverksamheten medför kan hos vissa nätföretag vara löpande kostnader (OPEX) och hos andra kapitalkostnader, dvs kostnader för investeringar (investeringar = CAPEX). Till exempel kan ett visst nätföretag investera i ett kundhanteringssystem. Investeringen resulterar i avskrivningar, dvs kapitalkostnader för nätföretaget. Ett annat nätföretag köper hela kundhanteringstjänsten från en extern leverantör. I detta fall ingår leverantörens kapitalkostnader för kundhanteringssystemet i leverantörsfakturan och blir därmed till OPEX hos nätföretaget. Regleringsmodellen ska

enligt utredningens förslag vara neutral så att den inte gynnar OPEX före CAPEX eller tvärtom, se bilaga 4. Beträffande IT-systemen är utredningens förslag till lagtext visserligen att bokförda värden ska användas. Det är dock vanligt att nätföretag köper en färdig tjänst som innehåller kostnader för sådana IT-system, vilket också utredningen själv påpekar beträffande mätvärden och fakturering. Utredningen skriver också att alla tillgångar som behövs i verksamheten ska ingå i kapitalbasen.

Det ska alltså inte spela någon roll för regleringens utfall om en tillgång som behövs för verksamheten är ägd eller hyrd. Just denna princip blir extra viktig med utredningens förslag att regleringsmodellens effektiviseringskrav ska mätas och tillämpas på de på kort sikt påverkbara kostnaderna, dvs på OPEX enbart. Utredningens förslag är att alla tillgångar som behövs för verksamheten ska ingå i kapitalbasen, vare sig de är ägda eller hyrda. I de fall tillgångarna är hyrda bör då regleringens kapitalkostnader för tillgångarna dras av från hyran när effektivitetsjämförelser görs på verklig OPEX.

Vilka tillgångar förutom elnätet behövs då för verksamheten? Utredningen diskuterar i detta sammanhang specifikt hyra av färdiga mätvärden och hyra av kompletta fakturerings-tjänster. Att elmätarna ska ingå i kapitalbasen är självklart. Men även andra tjänster kan upphandlas, t ex nätplanering och nätdrift. Sådana tjänster innehåller kostnader för leverantörens kapitalkostnader, t ex för de IT-system som erfordras för tjänsten i fråga. IT-system som alla nätföretag behöver vare sig de är ägda eller hyrda är

- Kundhanterings- och faktureringsystem
- Mätvärdesinsamlings- och avräkningssystem
- Nätinformationssystem
- Nätdriftsystem

Dessa IT-system bör prissättas med standardkostnader och ingå i kapitalbasen. Standardkostnaderna bör bestå av en grundinvestering plus en tilläggskostnad. För kundhanterings- och faktureringsystemen samt för mätvärdesinsamlingsystemen bör tilläggskostnaden vara relaterad till antalet kunder. För nätdriftsystemen bör tillägget vara relaterat till antalet fjärranslutna stationer och frånskiljare och för nätinformationssystem nätets storlek. Hyreskostnader som innehåller kostnader för något av dessa system minskas med motsvarande kapitalkostnad vid effektivitetsjämförelser.

Markkostnader för ledningar och stationer kan också vara OPEX eller kapitalkostnader. Markkostnader diskuteras under egen rubrik nedan.

Alla företag behöver kontor och andra lokaler för sin verksamhet. Också dessa kan vara ägda eller hyrda. En möjlighet vore att i regleringens kapitalbas inkludera ortsberoende (marknadsrelaterade) standardiserade kapitalkostnader för lokaler uttryckt som kr per kund eller per NUAK. Hyreskostnader för lokaler skulle på motsvarande sätt som för IT-system minskas med motsvarande kapitalkostnad. En del av nätföretagens lokalkostnader ingår i montörstimkostnaden i EBR och blir därmed, om standardkostnaderna baseras på EBR P1, kapitalkostnader för alla nätföretag.

Även bilar och andra fordon kan vara ägda eller hyrda. Fordon används dock till övervägande del i investeringsverksamheten och kostnaden för dessa ingår därmed i EBR:s montörstimkostnad, varför frågan om OPEX eller CAPEX där torde spela mindre roll.

7. Markkostnader för ledningar och stationer

Markkostnader kan vara antingen OPEX eller kapitalkostnader, även inom ett och samma företag. En engångsersättning för stationsmark eller lokal för inhysestation kan bokföras som en del av stationsinvesteringen. I andra fall betalas en årshyra till mark- resp. lokalägaren och denna hyra bokförs som OPEX.

Markkostnader för ledningar och stationer bör som standardkostnader ingå i kapitalbasen.

I EBR P1 ingår markersättningen (intrångskostnaden) i kostnaderna för luftledningar och för kablar på landsbygden baserat på LRF-avtalet, men inte för kablar i tätort och city. För nätstationer ingår ingen markersättning, men däremot för regionstationer.

För kabelnät och fristående stationer i övrigt bör standardkostnader baserade på genomsnittliga ersättningar för markintrång i olika delar av Sverige kunna användas.

En osäkerhet i sammanhanget är bl a i vilken mån de genomsnittliga ersättningsnivåerna kommer att ändras som en följd av expropriationsutredningens förslag.

Även i fråga om markkostnader måste regleringens kapitalkostnader dras av från eventuell motsvarande markhyra när effektivitetsjämförelser görs på verklig OPEX.

8. Principer för att beräkna NUAK

Utredningens förslag är att kapitalbasen ska beräknas på det verkliga nätet, dvs sådant som nätet verkligen är byggt. När det gäller vissa äldre konstruktioner måste av praktiska skäl dagens standard användas vid NUAK-beräkningen. Så till exempel bör friledning med kopparlina prissättas med standardkostnaden för motsvarande friledning med FeAl-lina etc.

Då det är det verkliga nätet som ska NUAK-beräknas, ska också anläggningsdelar som man kanske inte skulle ha byggt idag men som bedömdes som nödvändiga när nätet byggdes räknas med i NUAK om de fortfarande ingår i nätet.

I NUAK ska också ingå reservtransformatorer installerade i ställverk. Detta är egentligen bara en fråga om driftläge och är därför snarast en självklarhet. Alla nätdelar är vid olika tillfällen fränkopplade men ingår lika fullt i elnätet.

Även reservtransformatorer och reservställverk liksom mobila nätstationer och annan nätmateriel i förråd bör ingå i NUAK. Nätföretaget har investerat i dessa tillgångar för att vid behov snabbt kunna sätta in dem i drift för att upprätthålla leveranskvaliteten i nätet. Syftet med investeringen är alltså densamma som vid en förbättringsinvestering i själva elnätet.

9. Åldersjustering av NUAK

Utredningens förslag är att den ingående kapitalbasen ska vara ett åldersjusterat NUAK. Hur åldersbestämningen av nätet i detalj ska gå till är oklart. Regler för hur åldersbestämningen ska göras kan komma att påverka detaljeringsgraden i standardkostnadsprislstan.

10. Indexering av standardkostnaderna

Standardkostnaderna ska enligt utredningens förslag användas även för att prissätta de investeringar som nätföretagen gör under regleringsperioden. Standardkostnaderna måste då indexregleras under regleringsperioden.

Ett index som skulle kunna användas för detta är det s k faktorprisindex för nätföretag som SCB tar fram åt EI. För investeringar skulle t ex en lämplig sammanvägning av faktorprisindexets kostnadslag löner, material och köpta tjänster kunna användas.

Ett alternativ skulle eventuellt kunna vara att använda något eller några av de index som byggbranschen publicerar (E 84), eventuellt som ett komplement till EI:s faktorprisindex.

Även indexuppräknigen av EBR P1 skulle kunna vara ett alternativ, då givetvis rensat från eventuella kostnadsändringar p g a ändringar av frekvenserna av P2-koder i EBR P1. EBR:s indexuppräkning baseras på uppgifter från nätföretag.

Bilaga 1 Standardkostnadsprojektets deltagare

Bernt Hansson	Härryda Energi
Christer Hilding, ordförande	Fortum
Gert Kristensson	E.ON
Gunilla Le Dous	Göteborg Energi
Hans Reidemar	Sandviken Energi
Hans-Göran Lindström	Skellefteå Kraft
Herlita Bobadilla Robles	Gävle Energi
Jan Berglund	Jämtkraft
Kjell Stålborg	Borlänge Energi
Martin Törling	E.ON
Per Sundberg	Vattenfall
Sune Bergerland	Karlstad Energi
Sven Lindgren	Vattenfall

Bilaga 2 Utredningens förslag om standardkostnader

Regelverket kring förhandsprövning av nätföretagens intäkter SOU 2007:99

Standardkostnader (sid 182 och 183 i utredningen)

Beräkningen av nuanskningsvärdet utgår ifrån vad det kostar att bygga ett helt nytt nät till dagens priser. Utredningen föreslår att prissättningen av de investeringar som tillsammans utgör elnätet ska baseras på standardkostnader. Med standardkostnader bör avses genomsnittskostnaden för att investera i likartade tillgångar under liknande objektiva förutsättningar.

Genom att använda standardkostnader skapas enhetliga och gemensamma regler för hur de kapitalkostnader som uppstår till följd av en viss typ av investering ska beräknas. Standardkostnaderna kan därmed bidra till att främja nätföretagens produktivitets- och effektivitetsutveckling. Standardkostnaderna utgör därmed ett viktigt element i den prestationsbaserade regleringen av nätföretagens samlade intäkter som tillämpas i Sverige. Om standardkostnader används blir det också enklare ur reglersynpunkt att jämföra hur olika företags investeringar har bedömts, jämfört med om bedömningen utgår ifrån företagets egna kostnader, alternativt en måttstock baserad på flera företags kostnader. Detta leder i sin tur till en hög transparens i skälighetsbedömningen.

Eftersom standardkostnader inte är företagsspecifika kommer sannolikt en bedömning av nätföretagens investeringskostnader på detta sätt att innebära att företag för vissa investeringar blir överkompenserade, medan de för andra blir underkompenserade. Detta blir en naturlig följd av att använda standardkostnader. En standardkostnad ska dock sättas så att den motsvarar det genomsnittliga värdet för vad investeringskostnaden i normalfallet uppgår till.

Standardkostnader kan tas fram på olika sätt. Ett sätt är att utgå ifrån de kostnader som branschen själva tar fram i den s.k. EBR-katalogen (katalogen är dock endast tillämplig för material och arbete på lokal- och regionnäten). För att bibehålla insyn och kontroll över hur branschen prissätter olika komponenter kan inspektionen i framtiden på ett aktivt sätt medverka vid framtagandet av EBR-katalogen. Ett annat sätt att beräkna standardkostnaderna på kan vara att inspektionen själv, eller med hjälp av utomstående konsulter, beräknar kostnaderna för att genomföra de investeringsalternativ som anges. Standardkostnader kan även tas fram genom att jämföra investeringskostnader i Sverige och andra länder för motsvarande investering som sker under liknande förhållanden. Ytterligare ett alternativ är att låta standardkostnaderna utgöras av upphandlade kostnader för olika investeringar. Att ta fram standardkostnader kommer att vara ett resurskrävande arbete för inspektionen såväl inför den initiala värderingen som för den därefter löpande uppdateringen av kostnaderna (angående konsekvenser för inspektionen, se kap. 7).

Vid utformningen av standardkostnader för olika investeringsalternativ kommer ett antal praktiska frågor att behöva hanteras. En sådan fråga är på vilken detaljnivå som standardkostnader ska tas fram. En annan fråga är hur många kategorier av standardkostnader som ska finnas för en viss typ av investering. Utredningens uppfattning i denna fråga är att det vid utformningen av standardkostnader för olika investeringsalternativ bör tas hänsyn till att kostnaderna för att genomföra en viss typ av investering skiljer sig åt beroende på vilka objektiva förutsättningar som ligger till grund för investeringen. Exempelvis bör standardkostnaderna variera beroende på om investeringen sker i lokal-, region- eller stamnätet samt utifrån vilka topografiska förutsättningar som gäller där investeringen genomförs. Exempelvis är det i regel dyrare att genomföra investeringar i tätort, i kustlandskap eller i bergig terräng jämfört med investeringar som genomförs i mindre

kuperade områden på landsbygden. Därmed kommer standardkostnaderna för en viss typ av investering i praktiken att bestå av en eller flera kategorier, beroende på vilka objektiva förutsättningar som ligger till grund för investeringen.

Standardkostnader är inte alltid möjligt eller lämpligt att tillämpa vid värderingen av en investering, eller för alla typer av tillgångar som krävs för att bedriva nätverksamhet. Exempelvis lämpar sig standardkostnader bäst när det gäller att prissätta material och komponenter i elnätet. Inspektionen bör också ha möjlighet att frångå standardkostnaderna om det föreligger särskilda skäl. Sådana särskilda skäl skulle, utöver vad som nämnts ovan, också kunna vara att en investering har medfört betydligt högre kostnader än vad standardkostnaderna normalt ger ersättning för. Sådana situationer kan uppstå vid investeringar i t.ex. städer och i skärgårdsmiljö, där förutsättningarna för att bygga ledningar och transformatorstationer är annorlunda jämfört med om de sker under mer ”normala” förhållanden. I sådana fall skulle exempelvis upphandlade kostnader för olika investeringar kunna användas i stället för standardkostnader.

Bilaga 3 Beskrivning av EBR-systemet

Standardkostnader enligt Energinätsutredningen i SOU 2007:99 avsnitt 5.3.5 Svens projektgrupp standardkostnader EBR

1	Bakgrund	17
2	EBR's uppdrag och syfte.....	17
3	Finansiering av EBR verksamhet	18
4	Struktur och uppbyggnad av EBR kostnadskatalog.....	18
4.1	Grundläggande principer.....	18
4.2	Uppbyggnad av EBR kostnadskataloger.....	20
4.3	Övergripande samkostnader	23
4.4	Kostnader	23
4.5	Vidareutveckling	25
5	Kostnadsutveckling	25
6	Möjliga anpassningar för att passa in i nya reglermodellen.....	27
	 Bilaga 1: Exempel på tänkbar lista med standardkostnader	 28

Dokumentet är sammanställt av:

Bernt Hansson, Härryda Energi

Jan Berglund, Jämtkraft

Hans-Göran Lindström, Skellefte Kraft

Gert Kristensson, EON

Ulf Wagenborg, Svensk Energi

1 Bakgrund

Föreliggande dokument är framtaget inom ramen av Svensk Energi arbete med standardkostnader inför nya reglermodellen. Syftet med dokumentet är att klarställa och ge en beskrivning av EBR, samt att identifiera möjliga sätt att använda EBR som utgångspunkt för prissättning i nya reglermodellen.

2 EBR:s uppdrag och syfte

Det som i dag är EBR började som ett samarbete mellan Kraftverksföreningens utvecklingsstiftelse, VAST, och Vattenfall i slutet av 1960-talet för att rationalisera byggande och underhåll av elnät på landsbygden. Arbetet resulterade i enhetliga konstruktionshandlingar och arbetsmetodbeskrivningar för luftledningar benämnda "VAST-Vattenfall Standard". Från 1974 gick också dåvarande Svenska Elverksföreningen med i detta samarbete och arbetet utökades till att även omfatta tätortsdistribution med jordkablar och nätstationer. Samtidigt myntades begreppet ElByggnadsRationalisering, EBR. I dag är EBR en ekonomiskt självbärande verksamhet inom Svensk Energi. Verksamheten leds av en kommitté med representanter från Svensk Energis medlemskrets, EFA, KFS samt Svenska Kraftnät i samarbete med representanter för följande personalorganisationer: SEKO, Svenska Elektrikerförbundet, Ledarna, Fackförbundet SKTF samt Sif.

EBR är numera ett helt system för rationell planering, byggnation och underhåll av eldistributionsanläggningar 0,4-145 kV. Syftet och målet med EBR är att vara branschens viktigaste verktyg för effektivisering samt miljö- och kvalitetssäkring av nätverksamheten. Med EBR-systemet säkerställs att anläggningar blir byggda enligt starkströmsföreskrifterna, med beprövad och noggrant utprovad teknik och material samt med effektiva metoder som baseras på metod- och tidsstudier.

Drivkraften för EBR har varit och är effektivisering genom standardisering av konstruktioner, metoder och arbets sätt. EBR genomsyras därför av transparens när det gäller arbetsmetoder och kostnader. Verksamheten har under årens lopp utvecklats gradvis. Inom EBR finns idag tre utskott, nämligen *teknikutskott (TU)*, *ekonomiutskott (EU)* och *miljö-hälsa-säkerhetsutskott (HMSU)*.

Ambitionen med verksamheten är att:

- EBR skall vara branschens viktigaste verktyg för effektivisering samt miljö- och kvalitetssäkring av nätverksamheten.
- EBR skall användas av alla eldistributionsföretag i Sverige och vara förebild för rationaliseringsarbetet i andra länder.
- EBR skall vara en av myndigheternas naturliga kontakter med branschen i säkerhetsfrågor.

Övergripande mål i EBR's verksamhet är:

- Innehållet i EBR:s handlingar skall överensstämma med de krav myndigheterna fastställt.
- Det är EBR:s mål att stå för "god sed i branschen".
- Konstruktioner och metoder skall vara ekonomiskt optimala med avseende på totalkostnaden.
- Konstruktioner, anvisningar och metoder skall bidra till en hög tillgänglighet i distributionsnäten och befrämja en säker arbetsmiljö med hög personsäkerhet.

Verksamhetsidén (affärsidén) är att

- Rationalisera och miljösäkra nätverksamheten,
- EBR skall för ledningar och stationer upp till 145 kV (400 kV) utveckla:
 - konstruktionsstandard,
 - kostnadskatalog,
 - produktionsteknik samt
 - bygg-, drift- och underhållstekniska anvisningar
 - kommunikationsnät.

Uppdrag, syfte och mål finns beskrivet mer i detalj i en särskild handling benämnd EBR Kvalitetshandbok.

3 Finansiering av EBR:s verksamhet

Merparten av det arbete som utförs för EBR görs av representanter för medlemsföretagen. Detta arbete inklusive resor finansieras av respektive medlemsföretag. Den centrala funktionen samt kostnader för tryck av publikationer ska vara självfinansierad, dvs försäljning av trycksaker och kurser ska balansera kostnaderna.

4 Struktur och uppbyggnad av EBR:s kostnadskatalog

4.1 Grundläggande principer

Vilka principer styr (transparens, metodbeskrivningar, metodstudier, kostnader mm)

I EBR ingår ett antal viktiga funktioner. Namnet på respektive funktion beskriver vad funktionen innebär. I "EBR konstruktion" beskrivs således konstruktionerna medan byggsättet beskrivs i "EBR byggmetod". Se figur 1 nedan. När det gäller elanläggningsdelar så delas dessa in i de tre huvudgrupperna *luftledning*, *stationer och jordkabel*. Denna gruppering av elanläggningarna går igen i de olika funktionerna.

En viktig grundpelare i EBR är transparens. Öppenhet och transparens är en nödvändig förutsättning för att EBR ska fungera. Ett led i den rationalisering som EBR står för är utveckling av *arbetsmetoder*. Detta sker i stor utsträckning genom utbyte av erfarenheter mellan företagen, dvs ”*best practice*”. För att det ska fungera måste det givetvis finnas en öppenhet och vilja till att dela med sig. På liknande sätt som detta exempel är öppenhet och transparens en viktig förutsättning i alla EBR-funktionerna. Utan det så kan inte EBR fungera på avsett sätt.

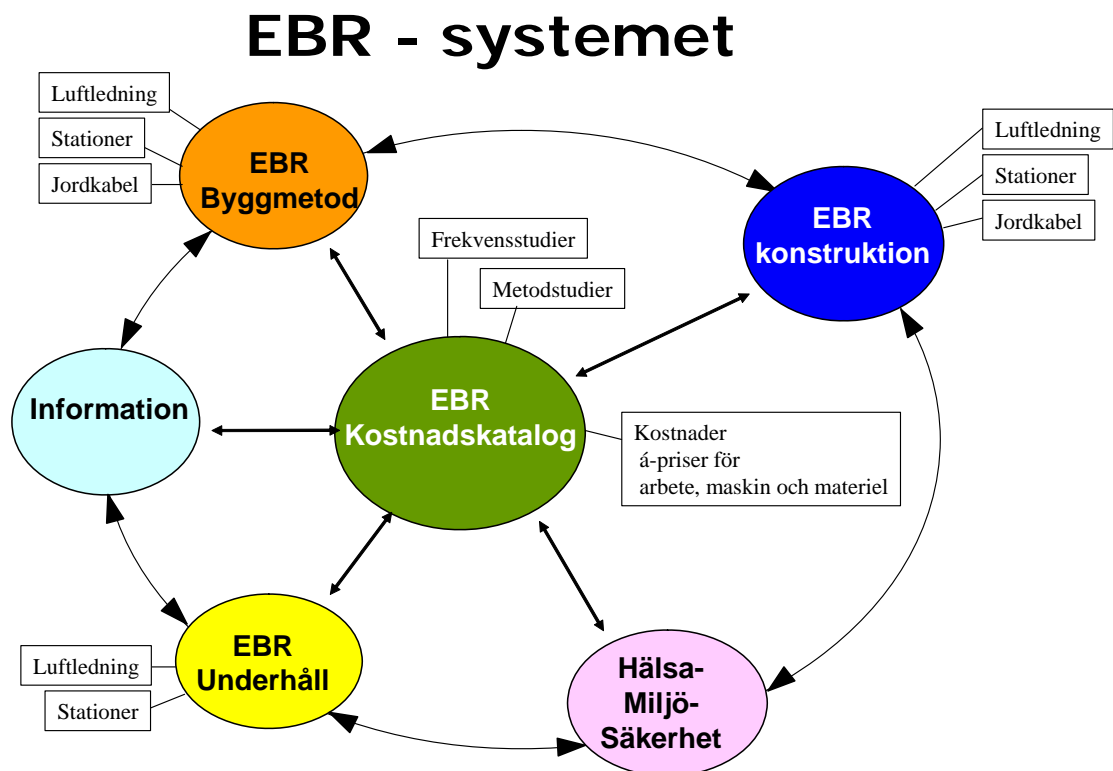


Fig 1. Översikt EBR-funktioner

När det gäller kostnads katalogen så bygger den på *genomsnittskostnader* från medlemsföretagen vad gäller timkostnad för *arbete, maskin och materielkostnad*. I *metodstudierna* kartläggs tidsåtgång för olika arbetsmoment. Arbetsmomenten ska då utföras enligt den beskrivning som finns i ”EBR byggmetod” samt enligt EBR:s konstruktionshandlingar. *Frekvensstudierna* används för att bestämma förekomsten (frekvensen) av olika saker i projekten, t ex antal korsande hinder i ett kabelförlägningsprojekt.

De tider som är angivna för de olika arbetena i katalogerna är till övervägande del metodstuderade. Katalogernas kostnader är av genomsnittskaraktär och kan därför variera från företag till företag och från arbete till arbete.

Katalogerna kan användas vid:

- planering
- projektering
- budgetering
- anläggningsvärdering
- offertvärdering
- kostnadsjämförelse
- produktivitetmätning

Kostnaderna har uppdelats i arbete, materiel, maskin, och övrigt. För markintrång har en uppdelning gjorts i tillväxtområden. Pålägg för indirekta kostnader har gjorts varför kostnadernas nivå motsvarar självkostnaden.

Vid fastställande av kostnader för ingående materiel har frekvenser tagits fram från ett stort antal anläggningar som byggs inom företag som tillämpar EBR-standard.

Arbetskostnaderna förutsätter att metoder enligt EBR tillämpas och att arbetet utförs under ordinarie arbetstid.

Katalogernas kostnader hålls aktuella genom revidering en gång per år. Hänsyn tas då till förändrade arbetskostnader, materielpriser, konstruktioner och byggmetoder.

Kostnads katalogen används för planering, projektering, budgetering, upphandling, anläggningsvärdering, offertvärdering, kostnadsjämförelser och produktivitetmätning. Nyanläggning och underhåll utförs i många elnätsföretag av egen personal, vars kostnader sedan interndeberas baserat på kostnads katalogen. EBR:s kostnads katalog används även i stor utsträckning vid konkurrensutsatta upphandlingar av entreprenader, där entreprenörerna får offerera priser på olika P1- och P2-koder. EBR:s kostnads katalog är på grund av sin seriositet allmänt accepterad av elnätsföretag och av entreprenörer inom elbranschen och har blivit ett oumbärligt hjälpmedel i deras dagliga arbete.

Mot denna bakgrund kan det naturligtvis inte finnas några skäl, som det ibland har påståtts, för elnätsföretagen att sträva efter höga kostnader i en katalog som både används för att handla upp entreprenader och som sedan kalibreras mot verkliga projekt, varav en stor del är just sådana entreprenader. För hela branschen handlar det om miljardbelopp varje år och det faller på sin egen orimlighet att branschens katalog skulle vara medvetet högt prissatt – det enskilda företaget skulle ju inte tjäna något på att ha högre kostnader än nödvändigt.

4.2 Uppbyggnad av EBR kostnads kataloger

Kostnads katalogen har ett antal nivåer P1 till P6, se figur 2 nedan. I den version av kostnads katalogen som publiceras återfinns nivåerna P1-P3. I nivån P6 finns ett grundmaterial med utförandetid per arbetsmoment. I nivå P5 sätts arbetsmoment från P6 samman i större enheter. På samma sätt sker i nivåerna ovanför P5.

Kostnads katalogernas uppbyggnad

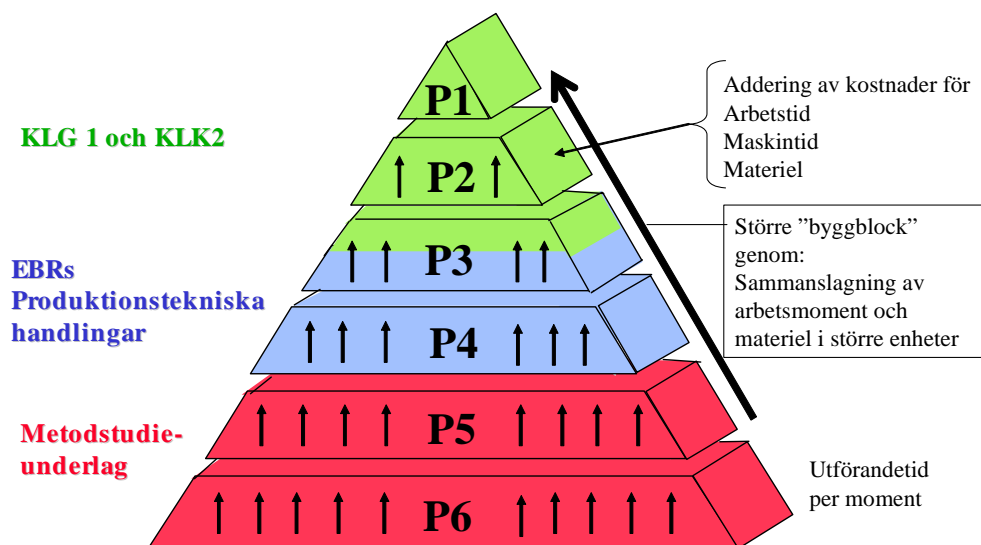


Fig 2 Uppbyggnad av EBR-kostnads katalog

Den publicerade kostnads katalogen är således uppbyggd i tre nivåer:

1. Planerings katalog P1 för översiktliga kostnadsberäkningar inom nätverksamheten.
2. Projekterings katalog P2 för detaljerad kostnadsberäkning inom nätverksamheten.
3. Produktions katalog P3 för detaljerad beräkning av tider inom nätverksamheten.

Mycket enkelt och kortfattat beskrivet har underlaget i katalogen byggts upp på följande sätt:

Nivå	Metodik / arbetsinsats
P6	<ul style="list-style-type: none"> • Metodstudier i fält på tidsåtgång per arbetsmoment
P5-P3	<ul style="list-style-type: none"> • Sammansättning av arbetsmoment till större enhet
P2	<ul style="list-style-type: none"> • Bygger på frekvenser av P3-koder • Frekvenserna av materiel och arbetsmoment är bestämda utifrån byggprotokoll från ett större antal genomförda projekt. • Kostnader i form av montörs- och maskintimkostnad samt materielpriser förs in baserat på årlig inhämtning av underlag från medlemsföretag. Genomsnittsvärden skapas.
P1	<ul style="list-style-type: none"> • Bygger på frekvenser av P2-koder • Frekvensstudier i fält vid byggnation av nätanläggningar i 1) city, 2) tätort och 3) landsbygd. • Frekvensstudier baserat på bygghandlingar från färdigställda nätanläggningar. • Analys och normering av resultaten i samtal med EBR:s ekonomiutskott (EU) och företag med olika typer av distribution

Fig 3. Metodik P6-P1

Figur 4 visar ett exempel på sammansättning av en P1-kod från ett antal P2-koder. Det valda exemplet är jordkabel på landsbygd med kabeltyp PEX 3x95mm², och omfattar en sträcka av 1 km. I exemplet framgår frekvenserna (volymerna) av de olika P2-koderna. Man kan t ex se hur mycket trafikavstängning av olika slag som ingår. Vidare framgår att av hela sträckan så utförs förläggning med plöjning på 0,5 km sträcka, och med schaktning på 0,49 km.

Plöjningsgraden är således 50%.

De angivna frekvenserna av P2-koderna är framtagna som genomsnittsvärden och stämmer ej i det enskilda projektet.

Plkod	Fre	Arbete	Enh	Beredt	Just.	DEtim	Masht	EAtim	Summavr	Kommentar			
G14624	Ja	PEX 3x95 12 kV	km	32,668	0	112,47	81,3183	258,16	300386	Kabel, jordlina, kabelplöjning, skarv, ändav			
P2kod	Anta	En	Arbete	DEtim	M-tim	EA	K o s t n a d (kr)			Summavr			
							Arb	Mask	Matr.	Spec	Övr		
13131	1 km		Kabel i mark > 330 m/fastighet	0	0	0	0	0	0	0	3687,4	3687,4	
13321	1 km		Lina Cu35 JK-nät	3,36	3	8,5893	2191,14	1659	25113,61	0	0	28963,7504	
13341	1 st		Jordförbindelsemätning	0,7	0	0,7	532,98	0	0	0	0	532,98	
13501	0,1 km		Trafikavstängning - Lätt, schaktning	1,33	0,6583	2,4746	862,983	364,012	0	0	290,666	1517,6617	
13502	0,1 km		Trafikavstängning - Lätt, plöjning	0,67	0,2994	1,1901	472,724	165,563	0	0	159,753	798,03932	
13503	0,3 km		Trafikavstängning - Tung, schaktning	5,33	3,1347	10,789	3419,96	1733,49	0	0	1263,81	6417,2541	
13504	0,2 km		Trafikavstängning - Tung, plöjning	1,69	0,9066	3,2731	1180,18	501,328	0	0	371,418	2052,92922	
13505	1 st		Trafikavstängning - Lätt punktavstängning	1,96	0,7851	3,3261	1751,49	434,160	0	0	943,48	3129,131	
13506	1 st		Trafikavstängning - Tung punktavstängning	2,85	1,4785	5,4297	2281,45	817,611	0	0	1710,83	4809,891	
13507	20 m		Tillägg skyddsbarriär	5,73	4,949	14,359	3986,69	2736,8	0	0	1751	8474,488	
13508	3 st		Tillägg hastighetsreglering	1,21	0,7446	2,5051	1247,88	411,764	0	0	766,32	2425,9677	
13509	0,3 st		Tillägg trafikreglering med ljussignal	0,85	0,3547	1,4694	610,6	196,155	0	0	593,898	1400,65284	
13516	3 tim		Påkörningsskydd, TMA	0	0	0	0	0	0	0	2518,41	2518,4115	
13713	0,49 km		N035-N055 0,3-0,5 Schakt, återfyllning	33,4	41,9	106,42	20495,3	23170,6	2382,591	0	0	46048,50754	
13720	15 m ³		Utbyte av massor	0,54	0,735	5,6273	408,618	406,455	2441,405	0	0	1207,5	4463,9775
13723	5 st		Korsande hinder	10,5	2,5	14,358	7402,5	1382,5	0	0	0	8785	
13725	13,63 m ³		Schakta skarv/pressgrop	1,89	2,1191	5,5790	1197,19	1171,84	0	0	0	2369,0303	
13726	15 m ³		Deponiavgift	0	0	0	0	0	0	0	2705,67	2705,6655	
13737	0,49 km		Sandning 0,3-0,7 m	4,3	7,4975	17,367	2690,24	4146,11	4220,899	0	0	11057,251408	
13741	6 m		Korsn m väg pressning	6	1,8	9,1376	3908,52	995,4	319,1778	0	0	5223,0978	
13745	0,2 st		Etablering sprängning	0	0	0	0	0	0	0	1073,68	1073,67714	
13746	1 m		Sprängning, bredd 0,3-0,5	0	0	0	0	0	0	0	1127,36	1127,3611	
13811	0,5 km		Förplöjning	1,22	2,0655	4,8244	754,463	1142,22	0	0	0	1896,6843	
13813	0,5 km		Plöjning 10-95mm ²	1,82	2,221	5,8200	3444,58	1228,21	216	0	41,8812	4930,6694	
13816	2 st		Tillägg delsträcka maskinplöjning/vinchplöjning	1,31	0,402	2,0111	953,655	222,306	0	0	0	1175,9612	
14012	0,5 km		Utdragning kabel >1,0<=2,5 kg/m	2,18	2,163	5,9458	1584,43	1196,14	0	0	0	2780,5701	
14017	3,3 st		Mantelprovning 3-ledarkabel	1	0	0,9951	589,307	0	0	0	311,982	901,2894	
14020	0,01 km		Klamring kabel på berg	0,22	0	0,216	157,525	0	790,1838	0	0	947,709	
14022	0,1 km		Förläggning av rör SRN 110	0,35	0,167	0,6418	266,905	92,351	1895,38	0	0	2254,63554	
14027	1,5 st		Skarv 12-24kV PEX 3x95-240	5,89	0	5,8919	3844,47	0	4682,729	0	0	8527,20285	
14032	0,13 avgr		Grenskarv 12kV PEX 3x50-240	0,71	0	0,7065	449,211	0	932,4878	0	0	1381,698578	
14053	1,7 st		Montera nedledningsatts och kabelskydd till mark 12-24 kV	2,41	0	2,414	1610,78	0	1732,804	0	0	3343,58771	
14059	1,7 st		Avslut 12-24 kV u.hus PEX 3x50-240	4,51	0	4,5051	2889,42	0	8173,906	0	0	11063,33038	
14083	1 km		Inmätning kabelgrav <= 0,9 m/plöjning, landsbygd	3,26	0	3,26	1930,57	0	67,7678	0	433,39	2431,7295	
15414	1,05 km		PEX 3x95	0	0	0	0	0	95537,4	0	0	95537,4	
31261	2 st		Kopplingsarbete Hsp och Lsp	1,60	0	1,6035	949,593	0	0	0	0	949,5926	
31262	1 st		Avbrottsarbete 12-24 kV	1,42	0	1,4188	840,191	0	0	0	0	840,1912	
41112	0,5 Arb		Kabelschaktmaskin och 2 montörer	2,80	1,4375	5,3087	1926,43	794,938	0	0	0	2721,3641	
99951	1 st		Grundläggande beredning, fast tid/projekt	0	0	0	2131,92	0	0	0	0	2131,92	
99953	1 km		Fastighetsägarförteckning	0	0	0	473,76	0	0	0	0	473,76	
99954	6 st		Söka tillstånd	0	0	0	3553,2	0	0	0	0	3553,2	
99955	5 st		Upprätta avtal	0	0	0	2961	0	0	0	0	2961	
				112,5	81,32	258,15599	85951,8	44969	148506,341	0	20958,4	300385,6209	

Fig 4. Exempel. Sammansättning av P1-kod G14624 "Jordkabel Landsbygd PEX 3x95mm²."

4.3 Övergripande samkostnader

EBR-katalogens kostnader inkluderar inte nedanstående kostnader.

- övergripande ekonomisk och personell planering
- övergripande nätadministration (koncessioner, ledningsrätt, juridik, m. m)
- forskning och utveckling
- nätavräkning (automatisk mätvärdesinsamling, tim- och schablonavräkning, m. m)
- miljö- och kvalitetssystem
- driftövervakning
- nätmarknadsadministration (leverantörsbyten, leveransavtal, tariffer, m. m)

För att uppnå full självkostnad bör till katalogens kostnader läggas ett pålägg svarande mot respektive företags kostnader för sådan verksamhet.

Detta pålägg varierar mellan olika företag men torde ligga mellan 3-8 % på den totala projektkostnaden.

4.4 Kostnader

De kostnader som inhämtas från medlemsföretagen speglar kostnadsnivån vid årsskiftet (årsskifte 07-08 för katalog 08). Kostnader för materiel, arbetstid och maskintid tas in. De inhämtade kostnaderna analyseras och medelvärden bildas. Vid analysen sorteras vissa värden bort, t ex starkt avvikande och uppenbart felaktiga siffror.

Arbetskostnad

Som grund för katalogens arbetskostnader har använts en timkostnad för berednings- och montörspersonal innefattande direkt lön och lönebikostnad inklusive semester.

Lönebikostnaden beräknas enligt Svenskt Näringslivs modell.



Fig 5 Timkostnad

För täckande av arbetskostnaderna har ett arbetsomkostnadspålägg gjorts uppgående till 152 % av timkostnaden. Detta pålägg innefattar nedanstående kostnader vilka är direkt hänförliga till de arbeten som finns upptagna i kostnads katalogerna.

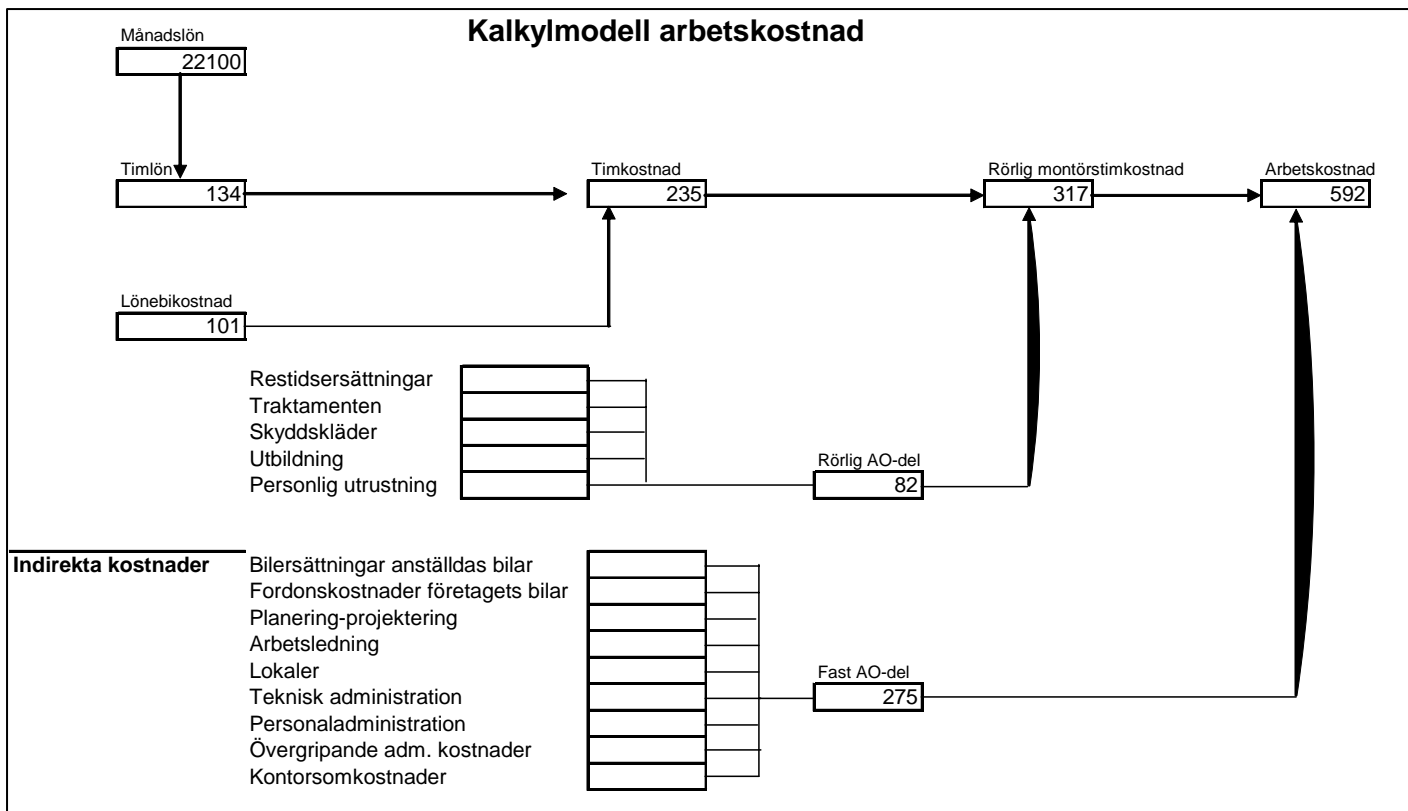


Fig 6. Arbetskostnad i siffror (2008) och i schematisk form.

Materiel

Kostnaden för materiel är beräknad att gälla prisnivån i början av aktuellt år med gängse rabatter. För täckande av materielomkostnaderna har ett pålägg gjorts om 8 %. Detta pålägg täcker kostnader för:

- inköp
- lagerhantering
- räntor för inneliggande lager
- transporter till arbetsplatser
- lokalkostnader.

Maskin

Dessa kostnader avser en maskin med förare för schaktning, stolpresning, lindragning samt transporter inom arbetsplatsen.

I katalogen används följande maskintyper:

- *Kabelschaktmaskin.*
- *Ledningsbyggnadsmaskin.*

Båda maskinerna är 4-hjulsdrivna och förutsätts vara utrustade med dubbelkommando, arbetsbelysning, kabelskopa, snöskopa, tjälrivare, kabelplog och asfaltskärare.

Ledningsbyggnadsmaskinen är dessutom utrustad med stolpresningsskopa och stolphållare.

Exempel på tillbehör som inte medräknats är arbetskorg, rototilt (möjliggör rotering av skopan), vibratorplog och hydraulspel.

Tillhör motsvarande en investeringskostnad av storleksordningen 5 000 kr påverkar timkostnaden med ca 1 kr.

På maskinkostnaderna har inget pålägg gjorts.

4.5 Vidareutveckling

Det pågår en ständig vidareutveckling av kostnadskatalogen för att den ska vara uppdaterad och spegla aktuella kostnader, materiel och arbetsmetoder.

Exempelvis har beslut tagits nyligen för utökade satsningar på metodstudier. Vidare finns behov av att bredda det underlag som ligger till grund för bestämning av frekvenserna av P2-koder i P1-koderna. Med ett breddat underlag kan P1-koderna fastställas med större säkerhet. Värdet av detta är framförallt en än större trovärdighet av P1-katalogen.

Ett annat område är differentiering av kostnaderna för nybyggnad av jordkabel med hänsyn till olika marktyper. En svårare markart medför givetvis högre kostnader än en lättare markart. Detta beskrivs mera i avsnitt 6 nedan.

5 Kostnadsutveckling

Även om kostnadskatalogen utvecklats under lång tid så sker fortfarande en utveckling eller snarare en fortlöpande ajourhållning. Ett exempel på detta är branschens övergång till alltmer kabelförläggning av mellanspänningsnäten (10-20kV) efter de omfattande stormarna. Idag sker ersättning av luftledning med kabelförläggning i mycket stor utsträckning, och dessutom i sådan terräng som tidigare ej ansågs möjlig för kabelförläggning. Stormen Gudrun innebar kraftigt förändrat byggsätt av landsbygdsnäten. Ökande krav från kunderna på leveranssäkerhet i kombination med alltmer extrema väderleksförhållanden har inneburit övergång till vädersäkrare ledningstyper. Denna kvalitetshöjning har gett ett högre km-pris vilket även speglas i EBR:s kostnadskatalog.

Nedanstående tabell är en principskiss som visar hur andelen kabling av MSP-näten ökat i förhållande till luftledning. Den genomsnittliga km-kostnaden blir därmed högre både för jordkabel och luftledning. Observera att bilden är en principskiss och avser visa att kabelförläggning efter stormen Gudrun sker i svårare terräng än tidigare.

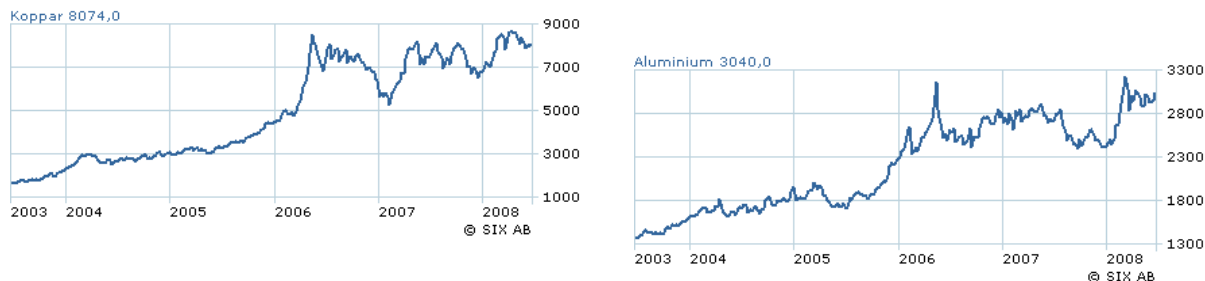
	Mark/terrängförhållanden		
	Lätt	Medel	Svår
Före Gudrun			
Efter Gudrun			

■ Jordkabel
■ Luftledning

Detta har således föranlett översyn av förläggningssätt, tider och kostnader i kostnadskatalogen. I samband med denna översyn reducerades t ex plöjningsgraden i landsbygdsnät (P1-kod) till 50 % (tidigare 83%), till stor del orsakat av att kabel förläggs i svårare terräng. Kostnaden för kabelförläggning har därför ökat.

Ett annat område som föranlett ökning av kostnaderna är vägvastängningar. Vägverket och kommunerna har idag betydligt hårdare krav på avstängningar vid arbete på och invid väg.

Materielpriserna har också ökat. En stor del av ökningen beror på ökade metallpriser. Kopparriset har ökat med 250% på 4 år, medan aluminiumpriset gått upp 39% under samma tid, se figur nedan



Figur 7, Pris för koppar resp aluminium (usd/ton)

Höjningen av arbetskostnaden för montör och beredare har varit 18% på 7 år (2001-2008). Detta ger en genomsnittlig ökning med 2,57% per år. Motsvarande för maskintimpriset har varit 30%, vilket motsvarar 4,3% per år.

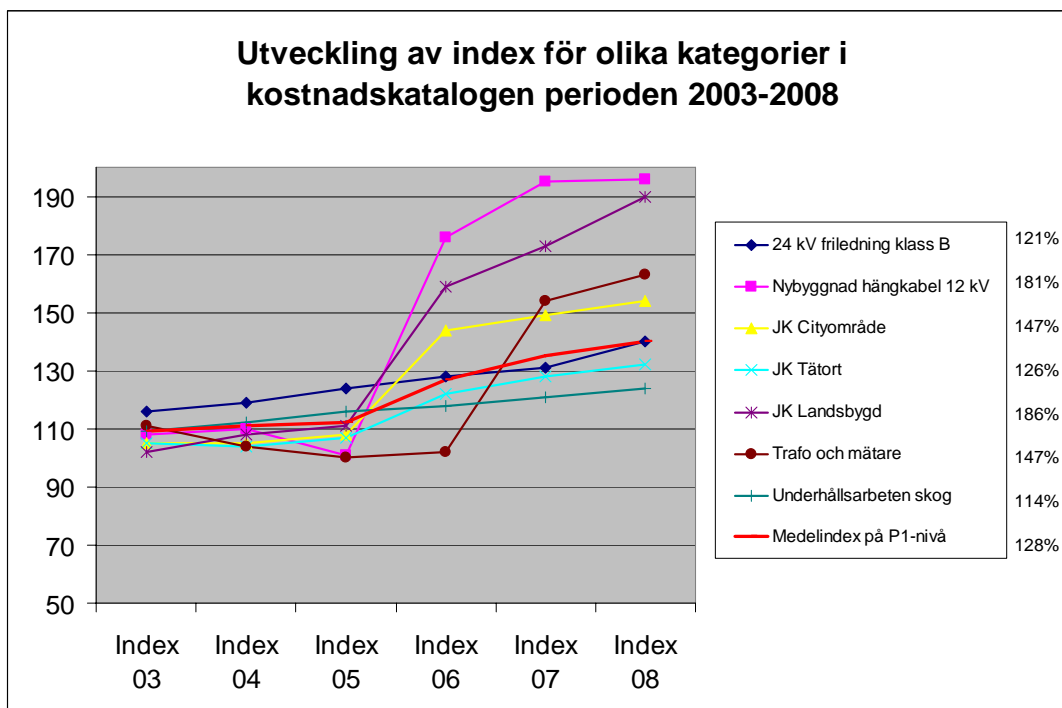


Fig 8. Utveckling av kostnader i EBR kostandskatalog 2003-2008

Figur 8 visar utveckling av kostnadsindex för några kategorier som ökat mest under perioden 2003-2008. Som framgår av resonemanget ovan är orsakerna till kostnadsökningarna flera. Ökade materialpriser är en viktigt orsak, men även yttre betingelser som hårdare krav från myndigheter och samhällets lägre tolerans mot elavbrott vilket lett till markförläggning i allt svårare terräng är starkt bidragande orsaker. Frekvenserna för kabelförläggningsskoderna - och därmed prisnivåerna - justerades 2006 baserat på nya studier av aktuella kabelprojekt i tätort och city.

De olika delarna i kostnadskatalogen är metod- och frekvensstuderade i varierande grad. Ytterligare insatser kan naturligtvis göras inom detta område. Hittills har det gjorts en avvägning mellan nyttan och resurs/kostnader för ytterligare studier. Om kostnadskatalogen blir ett än viktigare verktyg kan det således vara aktuellt med ytterligare metod- och frekvensstudier.

6 Möjliga anpassningar för att passa in i nya reglermodellen

Mot bakgrund av kostnadskatalogens transparenta uppbyggnad, att den fungerat och verkat många år samt är väletablerad i branschen är den mycket lämplig som utgångspunkt i prissättning i nya reglermodellen. Uppbyggnaden av kostnadskatalogen är gjord på sådant sätt att den medger en stor flexibilitet att anpassa ”slutprodukten”.

Förenklingar kan givetvis göras genom att ”gallra bort” sådana koder som är mindre relevanta i nya reglermodellen. Exempel på förenklingar kan vara:

- Ta bort koder som anger byggsätt som ej används idag (t ex friledning med blanktråd)
- Slå ihop klass A och klass B
- Koder för ombyggnad och nybyggnad av luftledning ersätts med en kod (då kostnaderna är mycket lika).
- Slå samman ledningsareor som kostnadsmässigt ligger nära varandra
- Slå samman 1 och 3 ledarkabel
- Slå samman 12 och 24 kV

Tillägg för svår mark vid kabelförläggning.

Markens beskaffenhet påverkar kostnaderna för kabelförläggning på landsbygden. Det är särskilt dyrt att lägga kabel i berg eller där berget endast täcks av ett tunt jordtäckte, liksom även i blockig terräng och i träsk- och myrmark. Efter stormen Gudrun har nätbolagen börjat lägga kabel även i mark där man på grund av kostnadsskäl tidigare dragit sig för detta. EBR P1 bör därför kompletteras med koder för kabelförläggning i svår terräng. Områden med svår terräng kan identifieras med hjälp av SGU:s jordartskarta, EBR P1 skulle därmed få två uppsättningar kostnadskoder för förläggning av kabel på landsbygden, dels de befintliga kostnadskoderna för normal terräng motsvarande över 90% av Sveriges yta, dels de nya kostnadskoderna för svår terräng.

I bilaga 1 finns ett exempel på hur en lista med standardpriser skulle kunna utformas. Listan är framtagen genom förenklingar och komplettering av befintliga P1-koder.

Dessutom är det givetvis möjligt att göra anpassningar och redovisa kostnader på format som passar nya reglermodellen. Hur sådan anpassning ska göras beror på hur modellen kommer att detaljutformas.

Exempel på tänkbar lista med standardpriser

G11000	24 kV friledning	st
G11042	Belagd lina 3 x 62	km
G11043	Belagd lina 3 x 99	km
G11044	Belagd lina 3 x 157	km
G11045	Belagd lina 3 x 241	km
G12100	Hsp-hängkabelledning 12-24 kV	st
G12101	Hsp-hängkabel 10-25 NB	km
G12102	Hsp-hängkabel 50-70 NB	km
G12103	Hsp-hängkabel 95 NB	km
G12300	ALUS 0.4 KV	st
G12312	ALUS 4 x 25- 50 NB	km
G12313	ALUS 4 x 95 NB	km
G14400	JK Cityområde 12-24 kV	st
G14411	PEX 3x50	km
G14412	PEX 3x95	km
G14413	PEX 3x150	km
G14414	PEX 3x240	km
G14431	N1XV(E) 4x10 0,4 kV	km
G14433	N1XV(E) 4x50 0,4 kV	km
G14434	N1XV(E) 4x95 0,4 kV	km
G14435	N1XV(E) 4x150 0,4 kV	km
G14436	N1XV(E) 4x240 0,4 kV	km
G14500	JK Tätort 12-24 kV	st
G14511	Pex 3x50	km
G14512	PEX 3x95	km
G14513	PEX 3x150	km
G14514	PEX 3x240	km
G14531	N1XV(E) 4x10 0,4 kV	km
G14533	N1XV(E) 4x50 0,4 kV	km
G14534	N1XV(E) 4x95 0,4 kV	km
14535	N1XV(E) 4x150 0,4 kV	km
G14536	N1XV(E) 4x240 0,4 kV	km
G14600	JK Landsbygd normal mark 12-24 kV	st
G14611	PEX 3x10	km
G14612	PEX 3x25	km
G14613	PEX 3x50	km
G14614	PEX 3x95	km
G14615	PEX 3x150	km
G14616	PEX 3x240	km
G14631	N1XV(E) 4x10 0,4 kV	km
G14633	N1XV(E) 4x50 0,4 kV	km
G14634	N1XV(E) 4x95 0,4 kV	km
G14635	N1XV(E) 4x150 0,4 kV	km
G14636	N1XV(E) 4x240 0,4 kV	km
G14700	JK Landsbygd svår mark 12-24 kV	st
G14711	PEX 3x10	km
G14712	PEX 3x25	km
G14713	PEX 3x50	km
G14714	PEX 3x95	km
G14715	PEX 3x150	km
G14716	PEX 3x240	km

G14731	N1XV(E) 4x10 0,4 kV	km
G14733	N1XV(E) 4x50 0,4 kV	km
G14734	N1XV(E) 4x95 0,4 kV	km
G14735	N1XV(E) 4x150 0,4 kV	km
G14736	N1XV(E) 4x240 0,4 kV	km
G15200	Nätstationer 12-24/0.4kV	st
G15211	T1	st
G15212	T3	st
G15222	Nätstation 2x800 kVA	st
G15223	Nätstation 800 kVA	st
G15224	Nätstation 315 kVA	st
G15226	Satellitstation 800 kVA	st
G15227	Satellitstation 200 kVA	st
G15228	Seriesatellitstation 315 kVA	st
G15900	Trafo och mätare 12-24 kV	st
G15921	12-24/0,4kV Trafo 800kVA	st
G15922	12-24/0,4kV Trafo 500kVA	st
G15923	12-24/0,4kV Trafo 315kVA	st
G15924	12-24/0,4kV Trafo 200kVA	st
G15925	12-24/0,4kV Trafo 100kVA	st
G15926	12-24/0,4kV Trafo 50kVA	st
G15951	Mätare enkeltariff	st
G15953	Mätare effekttariff	st
G16100	Frånskiljare 12-24kV	st
G16112	Frånskiljare	st

Koder som bör läggas till

Fjärrstyrda frånskiljare

Sjökablar

Bilaga 4 Utredningens förslag om OPEX - CAPEX

Utredningens förslag om CAPEX – OPEX

Utredningens förslag till lagtext på sidan 168 om hur kapitalbasen ska fastställas

Övriga tillgångar, alltså de tillgångar som inte är del av elnätet, ska värderas utifrån bokfört värde:

5.3.5 Val av metod för att fastställa kapitalbasen

Förslag: Värderingen av nätföretagens elnät inför den första tillsynsperioden ska ske utifrån ett åldersjusterat nuanskaffningsvärde. Nuanskaffningsvärdet ska enligt huvudregeln beräknas med hjälp av standardkostnader. Med standardkostnader avses genomsnittskostnaden för att vid tiden för värderingen investera i likartade tillgångar under liknande objektiva förutsättningar. Om det föreligger särskilda skäl får värdet beräknas på annat sätt. Därefter ska ett åldersavdrag göras med 50 procent av nuanskaffningsvärdet.

Om ett nätföretag vill visa att dess elnät är yngre än åldersavdraget enligt första stycket ska företaget ge in en sammanställning av den genomsnittliga åldern för varje komponentslag. Om uppgift därvid saknas i ett komponentslag om en komponents ålder ska ett åldersavdrag göras med åttio procent av nuanskaffningsvärdet för denna komponent.

Värderingen av övriga tillgångar inför den första tillsynsperioden ska ske utifrån bokfört värde. Om det föreligger särskilda skäl får värdet beräknas på annat sätt.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande Energi- marknadsinspektionen får meddela föreskrifter om indelning av elnätet i komponenter och komponentslag.

Vilka tillgångar som är övriga tillgångar och alltså inte ingår i elnätet framgår inte av förslaget, bara att de ska värderas till bokfört värde, eller, om särskilda skäl föreligger, på annat sätt. En övrig tillgång som inte ägs av företaget kan dock inte värderas till bokfört värde. Är det sådana fall som avses med särskilda skäl?

Utredningens förslag sidan 202 om OPEX eller CAPEX

Texten framhåller vikten av att modellen är neutral. Grundidén är att alla tillgångar som behövs för verksamheten ska ingå i kapitalbasen, även om företaget inte äger tillgångarna i fråga:

Utredningen har ovan i avsnitt 5.3.5 – som rör beräkning av nätföretagens kapitalbas – föreslagit att i kapitalbasen ska ingå samtliga de tillgångar som krävs för att bedriva verksamheten och detta oavsett om tillgångarna ägs av nätföretaget eller om det hyrs av någon annan. Effekten av detta blir att ett nätföretag regleringsmässigt får avkastning och kan tillgodoräkna sig kostnader för avskrivningar för både ägda och hyrda tillgångar. För att ett nätföretag som hyr en tillgång inte ska bli överkompenserad kan företagets hyreskostnader för tillgångarna i dessa fall inte tas med vid beräkningen av intäktsramen. Om den hyra som nätföretaget betalar förutom rena hyreskostnader även inkluderar kostnader för tjänster bör dock dessa kostnader ingå i intäktsramen. Beroende på vad det är för kostnader kan dessa tas om hand som påverkbara kostnader. Om det t.ex. i hyran av en elnätskomponent ingår kostnader för drift- och underhåll bör dessa kostnader läggas in som en kostnadspost under drift- och underhåll för det nätföretaget som hyr komponenten. Ett annat exempel gäller om ett nätföretag t.ex. hyr ett s.k. färdigt mätarvärde. I hyreskostnaden kan då ingå såväl hyreskostnaden för själva elmätaren som kostnad för tjänsten avläsning av mätaren. Kostnaden för själva tjänsten bör då läggas in som en kostnad för nätadministration. Ett liknande fall är då ett nätföretag hyr en komplett fakturerings-tjänst, inkluderande såväl själva dataprogrammen som själva tjänsten. Sammanfattningsvis anser utredningen att det är väsentligt att de valda modellerna för

Om tillgången hyrs ska den del av hyran som motsvarar kapitalkostnaderna dras bort från nätföretagets OPEX.

I texten nämns specifikt färdiga mätvärden och kompletta fakturerings-tjänster.

Det förefaller alltså som om utredningen här menar att mätarsystem och IT-system som används av nätföretagen ska åsättas standardkostnader och ingå i kapitalbasen, på liknande sätt som i den finska regleringsmodellen, vare sig dessa ägs av företaget eller inte. Detta rimmar inte riktigt med utredningens förslag till lagtext på föregående sida.

Utredningens förslag sidan 202 om OPEX eller CAPEX forts.

Förslaget är alltså att alla tillgångar som behövs för verksamheten ska ingå i kapitalbasen, även om företaget inte äger tillgångarna i fråga.

Tillgångar som behövs i verksamheten är:

1. Elnät
2. Mätinsamlingssystem (fjärravlästa mätare samt insamlings- och databehandlingssystem)
3. Faktureringsystem (kundhanteringssystem)
4. Nätplaneringssystem (GIS-system etc)

5. Driftsystem inklusive fjärrkommunikation med stationer och frånskiljare etc
6. Eventuella ytterligare tillgångar som borde ingå i kapitalbasen prissatta med standardkostnader

Utredningen nämner särskilt att tillgångar 1-3 ska ingå i kapitalbasen. Tillgångar 4-5 nämns inte specifikt i utredningen.

Om dessa tillgångar är hyrda så ska nätföretagets OPEX minskas med hyreskostnaden (den del av hyreskostnaden som motsvarar uthyresens avskrivningar och avkastning).

Den finska regleringsmodellen har standardkostnader för tillgångarna 1-5 och alla dessa tillgångar ingår i kapitalbasen vare sig de är ägda eller hyrda av nätföretaget.

Uredningens förslag till lagtext på sidan 168 om hur kapitalbasen ska fastställas
Vilka tillgångar ska värderas utifrån bokfört värde?

5.3.5 Val av metod för att fastställa kapitalbasen

Förslag: Värderingen av nätföretagens elnät inför den första tillsynsperioden ska ske utifrån ett åldersjusterat nuanskaffningsvärde. Nuanskaffningsvärdet ska enligt huvudregeln beräknas med hjälp av standardkostnader. Med standardkostnader avses genomsnittskostnaden för att vid tiden för värderingen investera i likartade tillgångar under liknande objektiva förutsättningar. Om det föreligger särskilda skäl får värdet beräknas på annat sätt. Därefter ska ett åldersavdrag göras med 50 procent av nuanskaffningsvärdet.

Om ett nätföretag vill visa att dess elnät är yngre än åldersavdraget enligt första stycket ska företaget ge in en sammanställning av den genomsnittliga åldern för varje komponentslag. Om uppgift därvid saknas i ett komponentslag om en komponents ålder ska ett åldersavdrag göras med åttio procent av nuanskaffningsvärdet för denna komponent.

Värderingen av övriga tillgångar inför den första tillsynsperioden ska ske utifrån bokfört värde. Om det föreligger särskilda skäl får värdet beräknas på annat sätt.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande Energi-marknadsinspektionen får meddela föreskrifter om indelning av elnätet i komponenter och komponentslag.

Vilka tillgångar som är övriga tillgångar och alltså inte ingår i elnätet framgår som tidigare sagts inte av förslaget i 5.3.5, bara att de ska värderas till bokfört värde. Till exempel kontorsfastigheter kan vara övriga tillgångar, om företaget äger dessa.

Men kontorsfastigheterna kan lika gärna vara hyrda av företaget.

I den finska regleringen sker effektivitetsmätningen på summan av OPEX och linjära avskrivningar, så en kostnad för kontoret kommer med i effektivitetsmätningen vare sig kontoret är ägt eller hyrt (dock inte hela kostnaden om kontoret är ägt, eftersom man inte räknar med den reglerade avkastningen på kontoret i effektivitetsmätningen, alltså en liten fördel i effektivitetsmätningen för det ägda kontoret jämfört med det hyrda. Den som hyr ut ett kontor fakturerar ju förutom avskrivningarna även avkastningen till hyresgästen och denna avkastning kommer in som en del av OPEX hos det nätbolag som hyr kontoret).

I det svenska förslaget ska effektivitetsmätningen ske endast på OPEX. Frågan blir då hur man ska neutralisera inverkan av att hyrda kontor genererar mer OPEX än ägda kontor.

System i den finska regleringens kapitalbas

Standardkostnadslistan för investeringar innehåller investeringskostnader för fyra slags system förutom själva elnätets komponenter: driftövervakningssystem inklusive kommunikationssystem, nätverkssystem, kundhanteringssystem samt mätarsystem:

Driftövervakningssystem	Enhet	Jämförpris euro	Användnings- tids- intervall [a]
Grundinvestering	st.	308 460	5...10
+ tilläggskostnad per ställverk	st.	10 100	
+ tilläggskostnad per fränksiljarskåp	st.	2 330	

Kommunikationsnät för driftövervakningssystemet	Enhet	Jämförpris euro	Användnings- tids- intervall [a]	Användningstid [a]
Grundinvestering	st.	83 390	20...30	
+ tilläggskostnad per ställverk	st.	4 840		

Nätverks- och kunddatasystem	Enhet	Jämförpris euro	Användnings- tids- intervall [a]
Pris för nätverkssystem	st.	276 550	5...10
+ andel baserad på antalet användare	kunder	4,3	
Pris för kunddatasystem	st.	276 550	5...10
+ andel baserad på antalet användare	kunder	4,3	

Instrument för energimätning	Enhet	Jämförpris euro	Användnings- tids- intervall [a]	Användningstid [a]
Mätare som avläses lokalt	st.	130	15...25	
Timavlästa mätare (över 63 A)	st.	1070	15...25	
Övriga fjärravlästa mätare (63 A eller mindre)	st.	230	15...25	

Företagen får kapitalbas i regleringsmodellen för dessa system enligt standardkostnaderna vare sig de äger systemen själva eller inte. Dvs om t ex kundhanteringen är outsourcad och

kunddatassystemet därmed ägs av ett annat företag än nätföretaget får nätföretaget i regleringsmodellen ändå tillgodogöra sig kapitalkostnaderna för kunddatassystemet.

Om systemet är hyrt ska nätföretaget minska sin rapporterade OPEX med den del som motsvarar kapitalkostnaden (= avkastning + avskrivning) för kunddatassystemet.

Bilaga 5 Den finska regleringens standardkostnadslista**ENERGIAMARKKINAVIRASTO**

ENERGIMARKNADSVÄRKET

B-1**LIITE B NÄTKOMPONENTER, JÄMFÖRPRIS, ANVÄNDNINGSTIDENS VARIATIONSINTERVALL SAMT GENOMSNITTSÅLDER**

Jämförpriserna i tabellerna baserar sig på de jämförpriser som presenteras i Finsk Energiindustri rf:s nätrekommendation KA 2:06²⁸ och på en utredning av jämförpriser på vissa komponentgrupper som Energimarknadsverket beställt av Empower Oy.²⁹

Priserna i tabellerna har justerats till 2008 års penningvärde.

Transformatorstationer	Enhet	Jämförpris euro	Användnings- tids- intervall [a]	Användnings- tid [a]
Transformator med 1 stolpe	st.	4 650	25...40	
Transformator med 2 stolpar	st.	6 360	25...40	
Transformator med 4 stolpar	st.	6 920	25...40	
Transformatoriosk, typ 1 (sköts utifrån)	st.	26 350	30...40	
Transformatoriosk, typ 2 (sköts inifrån)	st.	33 560	30...40	
Transformatorstation för fastighet	st.	45 650	30...40	
Specialtransformatorstationer	st.	77 650	30...40	
Satellittransformatorstation	st.	16 110	30...40	
Kablat fränskiljarskåp	st.	21 230	30...40	
Fjärrstyrningsinstrument för transformatorstation för kabelnät	st.	4 600	25...40	
1000 V skyddsutrustning	st.	1 510	25...40	

Transformatorer	Enhet	Jämförpris euro	Användnings- tids- intervall [a]
16	st.	2 780	30...40
30	st.	2 780	
50	st.	3 400	
100-160	st.	4 560	
200	st.	6 260	
300-315	st.	6 980	
500-630	st.	8 520	
800	st.	11 490	
1000	st.	14 000	
1250	st.	17 860	
1600	st.	21 990	
20/10 kV transformatorer	st.	242 520	
10/20 kV transformatorer	st.	242 520	
45/20 kV transformatorer	st.	268 040	
20/20 kV reglertransformatorer	st.	193 590	

²⁸ Finsk Energiindustri rf (2007): Verkostotöiden kustannusluettelo, Verkostosuositus KA 2:06.

²⁹ Empower Oy (2007): Eräiden verkkokomponenttien yksikköhintojen määrittely. Empower Oy 27.2.2007 (finns på www.energiamarkkinavirasto.fi).

B-2**ENERGIAMARKKINAVIRAST**

ENERGIMARKNADSVERK

20 kV luftledningar	Enhet	Jämförpris euro	Användnings- tids- intervall [a]
Sparrow eller mindre	km	17 190	30...45
Raven	km	21 090	
Pigeon	km	24 100	
Al 132 eller större	km	27 910	
SAXKA 70 eller mindre	km	48 560	
SAXKA 120 eller större	km	57 580	
PAS 35-70	km	28 070	
PAS 95 eller större	km	31 290	
Övriga	km	17 190	

0,4 kV luftledningar	Enhet	Jämförpris euro	Användnings- tids- intervall [a]
AMKA 16-25	km	12 970	25...40
AMKA 35-50	km	13 670	
AMKA 70	km	16 790	
AMKA 120	km	20 190	
Övriga	km	12 970	

20 kV fränskiljare och brytare	Enhet	Jämförpris euro	Användnings- tids- intervall [a]	Användnings- tid [a]
Ledningsfränskiljare, lätt	st.	3 500	25...30	
Ledningsfränskiljare, med brytkammare	st.	6 470		
Fjärrstyrt fränskiljarskåp med 1 fränskiljare	st.	15 920	25...30	
Fjärrstyrt fränskiljarskåp med 2 fränskiljare	st.	30 290		
Fjärrstyrt fränskiljarskåp med 3-4 fränskiljare	st.	39 710		
Stolpbrytare (fjärrstyrd)	st.	21 230	25...40	
20 kV brytarstation	st.	72 330		
20 kV kopplingsstation	st.	42 550		
20/20 kV reglerstation	st.	202 100		

ENERGIAMARKKINAVIRASTO
 ENERGIAMARKNADSVÄRKET

B-3

20 kV jordkablar (installation)	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]
Jordkabel högst 70	km	24 230	30...45
Jordkabel 95-120	km	33 170	
Jordkabel 150-185	km	40 260	
Jordkabel 240-300	km	45 710	
Sjökabel högst 70	km	55 830	
Anslutning för kopplingsutrustning	st.	1 210	
Stolpanslutning	st.	2 540	
Förlängning	st.	2 390	

0,4 kV jordkablar (installation)	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]
Jordkabel högst 25	km	7 030	30...45
Jordkabel 35-50	km	9 420	
Jordkabel 70	km	12 110	
Jordkabel 95-120	km	13 030	
Jordkabel 150-185	km	18 870	
Jordkabel 240-300	km	19 370	
Sjökabel högst 35	km	12 230	
Sjökabel 50 -70	km	14 370	
Sjökabel 95-120	km	17 980	
Sjökabel minst 150	km	27 230	

0,4 och 20 kV jordkablar (grävning)	20 kV sambruk [kablar/dike]	0,4 kV sambruk [kablar/dike]	Jämförpris euro/km
Glesbygd	1,1	1,5	9 770
Tätort	1,2	1,75	20 800
Stadsområde	1,3	2,0	64 330

Fördelningsskåp och säkringslastbrytare	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]
Avgreningsskåp	st.	600	30...40
Kabelfördelningsskåp högst 400 A	st.	1 320	30...40
Kabelfördelningsskåp minst 630 A	st.	1 480	30...40
Säkringslastbrytare högst 160 A	st.	260	30...40
Säkringslastbrytare 250-400 A	st.	390	30...40
Säkringslastbrytare 630 A	st.	730	30...40

B-4

ENERGIAMARKKINAVIRASTO
ENERGIMARKNADSVÄRKET

45 kV, 110 kV och 400 kV ledningar och fränskiljarskåp	Enhet	Jämförpris euro	Användnings-tids-intervall [a]	Användningstid [a]
45 kV trästolpsledning	km	49 990	35...45	
110 kV trästolpsledning, en strömkrets	km	111 680	35...50	
110 kV stålstolpsledning, en strömkrets	km	234 010	35...60	
110 kV stålstolpsledning, två strömkretsar	km	297 830	35...60	
110 kV jordkabel	km	420 150	30...40	
400 kV stagad stålstolpsledning	km	196 780	50...60	
400 kV fritt stående stålstolpsledning	km	361 650	50...60	
45 kV fränskiljarskåp (1 fränskiljare)	st.	15 950	30...45	
110 kV ledningsfränskiljare	st.	22 340	30...45	
110 kV fjärrstyrd ledningsfränskiljare	st.	34 040	30...45	
Ersättning för 110 kV ledningsområde	km	21 590		
Ersättning för 400 kV ledningsområde	km	29 680		

45 kV ställverkskonstruktioner	Enhet	Jämförpris euro	Användnings-tids-intervall [a]
45/20 kV ställverk	st.	366 960	30...45
45 kV fält med 110 kV ställverk	st.	207 410	
+ priser för extrafält	st.	182 950	

Driftsövervakningssystem	Enhet	Jämförpris euro	Användnings-tids-intervall [a]
Grundinvestering	st.	308 460	5...10
+ tilläggs-kostnad per ställverk	st.	10 100	
+ tilläggs-kostnad per fränskiljarskåp	st.	2 330	

Kommunikationsnät för driftövervakningssystemet	Enhet	Jämförpris euro	Användnings-tids-intervall [a]	Användningstid [a]
Grundinvestering	st.	83 390	20...30	
+ tilläggs-kostnad per ställverk	st.	4 840		

ENERGIAMARKKINAVIRASTO
 ENERGIMARKNADSVERKET

B-5

Nätverks- och kunddatasystem	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]
Pris för nätverkssystem	st.	276 550	5...10
+ andel baserad på antalet användare	kunder	4,3	
Pris för kunddatasystem	st.	276 550	5...10
+ andel baserad på antalet användare	kunder	4,3	

Instrument för energimätning	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]	Använd- ningstid [a]
Mätare som avläses lokalt	st.	130	15...25	
Timavlästa mätare (över 63 A)	st.	1070	15...25	
Övriga fjärravlästa mätare (63 A eller mindre)	st.	230	15...25	

Ställverk Ställverkstomter	Enhet	Jämförpris euro/m ²
Planlagda områden i storstäder	m ²	69,1
Övriga planlagda områden	m ²	2,7
Ikke planlagt område	m ²	1,3

Ställverk Ställverksbyggnader	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]	Använd- ningstid [a]
Planlagda områden i storstäder	st.	783 710	30...50	
Övriga planlagda områden	st.	231 240		
Ikke planlagt område	st.	82 750		

Ställverk 110kV transformatorstationer [MVA]	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]
6	st.	257 410	30...45
10	st.	290 380	
16	st.	343 560	
20	st.	387 170	
25	st.	427 590	
31,5	st.	493 540	
40	st.	553 110	
50	st.	629 690	
63	st.	738 180	

B-6

ENERGIAMARKKINAVIRASTO
ENERGIMARKNADSVKERT

80	st.	846 680
100	st.	955 170
220/110 kV transformator	st.	1 148 760

Ställverk 110kV lätt ställverk	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]	Använd- ningstid [a]
110 kV lätt ställverk	st.	387 170	30...45	

Ställverk 110kV fält med luftisolerat ställverk	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]	Använd- ningstid [a]
Transformatorgrund och anslutningar med luftisolerat ställverk		58 180	30...45	
Grundpris för luftisolerad ställverksutrustning med en samlingsskena	st.	382 070	30...45	
+ pris för extra fält med en samlingsskena	st.	243 790		
Grundpris för luftisolerad ställverksutrustning med två samlingsskenor	st.	462 270		
+ pris för extra fält med två samlingsskenor	st.	323 460		
Grundpris för luftisolerad ställverksutrustning med tre samlingsskenor	st.	538 210		
+ pris för extra fält med tre samlingsskenor	st.	380 470		
Grundpris för skydd och automatisering (luftisolerat)	st.	63 610	20...40	
+ extra fält	st.	16 590		

Ställverk 110kV fält med gasisolerat ställverk	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]	Använd- ningstid [a]
Transformatorgrund och anslutningar med gasisolerat ställverk	st.	51 480	30...45	
Grundpris för gasisolerad ställverksutrustning med en samlingsskena	st.	589 700	30...45	
+ pris för extra fält med en samlingsskena	st.	354 520		
Grundpris för gasisolerad ställverksutrustning med två samlingsskenor	st.	689 150		
+ pris för extra fält med två samlingsskenor	st.	433 120		
Grundpris för skydd och automatisering (gasisolerat)	st.	84 350	20...40	
+ extra fält	st.	30 630		

ENERGIAMARKKINAVIRASTO
 ENERGIMARKNADSVÄRKET

B-7

Ställverk 20 kV utrustningar	Enhet	Jämförpris euro	Använd- nings- tids- intervall [a]	Använd- ningstid [a]
Grundpris för luftisolerad ställverksutrustning med en samlingsskena	st.	21 060	30...45	
+ pris för extra fält med en samlingsskena	st.	13 190		
Grundpris för luftisolerad ställverksutrustning med två samlingsskenor	st.	30 210		
+ pris för extra fält med två samlingsskenor	st.	20 850		
Grundpris för gasisolerad ställverksutrustning med två samlingsskenor	st.	47 650		
+ pris för extra fält med två samlingsskenor	st.	28 510		
Grundpris för ställverksspecifikt skydd och automatisering	st.	18 080	20...40	
+ extra fält	st.	5 320		
Kondensator 2,4 Mvar	st.	36 700	30...45	
Släckningsutrustning för jordslutning	st.	120 510		
Reaktor < 50 MVA	st.	68 710		
Reaktor > 50 MVA	st.	44 990		