



KTH Elektro-  
och systemteknik

# Potentiell användning av standardkostnader i regleringen av elnätsföretagens löpande påverkbara kostnader



*Patrik Hilber, Carl Johan Wallnerström, Johan Setréus, Anna Isenberg*



## Sammanfattning

Potentiell användning av standardkostnader i ekonomisk reglering av elnätsföretagens löpande påverkbara kostnader har utretts på uppdrag av Energimarknadsinspektionen (EI). Specifikt om mått baserade på Ekm kan användas i regleringen och hur dessa mått bör korrigeras. Ekm (Ekvivalent ledningslängd) är en standardkostnadsmodell där olika entiteter (t.ex. mängd av en komponentkategori) av elnät tilldelas en kvot för årlig drift- och underhållskostnad i förhållande till 1 km 0,4 kV luftledning. Projektets huvudslutsats är att existerande Ekm, tillhandahållna av Svensk Energi, inte kan användas utan rigorösa kontroller och omfattande utveckling, vilket entydigt styrks av utförda analyser. Emellertid finns det en potential att använda Ekm-liknande mått i kommande reglering. Vid ett eventuellt införande rekommenderas följande:

- Preliminära Ekm-liknande tal implementeras under första tillsynsperiod för en lägre andel av löpande påverkbara kostnader än ursprunglig plan (25 %), förslagsvis så att de medel som omfördelas i genomsnitt blir väsentligt lägre än de medel som omfördelas på grund av kvalitetsregleringen. Noggrann utvärdering görs fortlöpande, vars resultat används för revidering av Ekm till nästkommande tillsynsperiod.
- Detaljerad analys och utveckling av Ekm liknande tal; förslag på handlingsplan tillhandahålls i appendix.

Två enkäter har utformats, huvudenkäten har skickats ut till samtliga nätägare i Sverige. Svarsfrekvensen på denna blev 46 % (motsvarande ca 75 % av kundunderlaget). Uppföljande enkät skickades till de som angivit intresse för fördjupat deltagande (12st). Utöver enkäter bygger studien på material från EBR (del av Svensk Energi) och EI samt diskussioner med dessa och nätägare.

Trots mängden empiriskt material har inga konkreta förslag på Ekm liknande mått kunnat tillhandahållas, dels på grund av stora variationer mellan svar och analyser och dels på grund av låg svarsfrekvens i enkäten för de delar som avser konkreta kostnader. I vissa fall ger enkätsvaren och analyserna indikationer på storleksordning för Ekm tal och hur dessa bör justeras. Ytterligare en osäkerhetsfaktor är huruvida nuvarande indelning är lämplig, dvs. om fler eller färre objektiva förutsättningar, t.ex. terräng, bör tas i beaktning. Detta är kopplat till den viktiga frågan om att kunna göra en analys av utfallet av ett införande, innan implementering (hur kommer intäkterna omfördelas). Detta har ej kunnat göras då företagen ännu ej rapporterat in sina nät-tillgångar.

Studiens viktigaste resultat:

- Möjliggörande för samtliga parter att bidra med synpunkter innan eventuell skarp implementering.
- Inventering nuvarande förutsättningar avseende Ekm.
- Indikation på hur vissa mått bör modifieras.
- Metoder för utvärdering och bestämmande av nya mått.
- Ökad medvetenhet och kunskap hos myndighet och nätföretag.
- Handlingsplan för fortsatt arbete.



# Innehållsförteckning

1	Inledning.....	1
2	Introduktion.....	3
2.1	Bakgrund – distribution av elektricitet i Sverige.....	3
2.2	Ekvivalent ledningslängd (Ekm).....	6
2.3	Användning av Ekm-liknande mått i kommande reglering.....	11
3	Enkätundersökningar och intervjuer.....	13
3.1	Enkätundersökning A.....	13
3.2	Enkätundersökning B.....	17
3.3	Intervjuer.....	18
4	Analys och sammanvägning av resultat från olika källor.....	19
4.1	Genomförda analyser.....	19
4.2	Optimal justering av Ekm för minsta avvikelse i löpande kostnader.....	20
4.3	Enkät A – Analys av EKM-tal (A2a-b).....	22
4.4	Enkät A – Korrelationer och allmänna iakttagelser av samband (A2c).....	26
4.5	Enkät A – Sammanställning av kommentarer (A2d).....	30
4.6	Enkät B – Analys (A3).....	33
5	Avslutning.....	35
6	Referenser.....	37
A	Förslag på handlingsplan.....	I
A.1	Problem.....	I
A.2	Handlingsplan.....	II
B	Genomförda analyser.....	I
B.1	Statistisk modell för utredning av Ekm-tal.....	I
B.2	Jämförelse mellan analysresultat för analys 1-3.....	III
B.3	Optimal justering av Ekm för minsta avvikelse i löpande kostnader.....	IV
B.4	Analys av Ekm-värden baserat på enkätundersökning.....	VI
B.5	Korrelationer mellan olika enkätsvar.....	X
C	Mötesprotokoll.....	I
C.1	Ulf Wagenborg, EBR (Svensk Energi).....	I
C.2	Möte med regionnäsägare.....	IV
D	Appendix – Frågor enkät A.....	I
E	Detaljerade resultat enkät A.....	I
E.1	Enkätsvar del A.....	I
E.2	Enkätsvar del B.....	XVI
F	Appendix – Frågor Enkät B.....	I
G	Appendix – Detaljerade resultat enkät B.....	I
G.1	Enkätsvar.....	I



## 1 Inledning

Denna rapport utgör slutrapporteringen av projekt 4213 (EI projektnummer). Målsättning för projektet var att utvärdera och etablera mått för reglering av påverkbara löpande kostnader hos elnätsföretag. Mått för den kommande förhandsregleringen kommer troligen baseras på ett liknande koncept som de Ekm-mått EBR tagit fram. Projektplanen var att genom två enkäter och analyser få fram ett underlag för dessa mått. De genomförda analyserna och enkäterna visade dock på att ett betydande arbete bör läggas på framtagandet av metod för beräkning av standardkostnader för de påverkbara löpande kostnaderna i reglering av elnätsföretagens intäkter. Denna rapport redovisar resultat och vilka behov som identifierats för att nå validerade mått. En betydande del av rapporten ägnas åt att beskriva EBR-katalogen och Ekm samt de begränsningar dessa har, vilket utgör en viktig del för förståelsen av problem som kan uppstå. En grundfråga är: Har de befintliga Ekm-måtten så bra förankring/giltighet att de kan användas i den kommande regleringen med början år 2012?

Rapporten har hållits så kortfattad som möjligt med de flesta av analyserna och resultaten placerade i appendix.

### Uppdragsbeskrivning

Forskargruppen RCAM, Kungliga Tekniska högskolan (KTH), Skolan för Elektro- och Systemteknik (EE), avdelningen för elektroteknisk teori och konstruktion (ETK), representerad av teknologie doktor Patrik Hilber, åtar sig att utvärdera befintliga Ekm (Ekvivalenta ledningslängder, utgivna av EBR, Svensk Energi), för att utreda möjligheten att använda liknande jämförelsetal i kommande förhandsreglering av elnätstariffer.

### Projekt mål

Utvärdera Ekm i sin nuvarande form som viktmått för jämförelse av elnätsföretags drift- och underhållskostnader och lämna eventuella förslag till förbättringar. Inom detta arbete ingår att studera huruvida en schablonmetod baserad på Ekm som jämförelsemått upplevs som objektiv av Sveriges nätföretag för att beräkna resursbehov i lokal- och regionnät.

### Genomförande – översikt

- Enkätundersökning riktad till alla svenska elnätsföretag angående deras inställning till måttet och kunskap om Ekm, per brev och e-post till samtliga elnätsföretag.
- Intervju med Svensk Energi (EBR), EI och ett urval av elnätsföretag.
- Omvärldsanalys.
- Avstämning med EI efter ca halva projekttiden.
- Slutrapport per den 31 december 2010.

### Aktiviteter och leveranser

- Utvärdering av befintliga Ekm (samt med ev. förslag på förbättringar).
- Förslag på modifikationer och tillägg i Ekm och korrigerig av viktmått, t.ex. med avseende på lokal och regionnät eller miljöfaktorer; väder, blix, kyla, saltvatten, skog, storlek på koncession mm.
- Omvärldsanalys, aktuell metod jämförs med andra ekvivalenta metoder
- En slutrapport som behandlar resultat från uppdraget.





## 2 Introduktion

### 2.1 Bakgrund – distribution av elektricitet i Sverige

#### 2.1.1 Det svenska elnätet

Det svenska elnätet är indelat i tre olika nivåer: transmissionsnät/stamnät, regionnät och distributionsnät. Hur dessa tre nivåer definieras kan vara olika i olika företag och i olika sammanhang. En *regionledning* definieras emellertid formellt enligt ellagen 1 kap 4a§ av att den omfattas av en nätkoncession för linje och att spänningen understiger 220 kV. I denna rapport, baserat på ellagen, avses med:

- *regionnät*, ett system av komponenter < 220 kV som omfattas av nätkoncession av linje,
- *lokalnät*, eldistributionssystem som omfattas av nätkoncession för område.

För beräkning av Ekm är komponentkategori och spänningsnivå ofta viktigare faktorer än juridisk klassifikation, vilket motiverar följande kompletterande definitioner:

- *lågspänningsnivå*, <1 kV som omfattas av nätkoncession (område)
- *mellanspänningsnivå*, 1-25 kV som omfattas av nätkoncession (område)
- *högspänningsnivå*, >25 kV som omfattas av nätkoncession (område eller linje)

Endast cirka fem elnätsföretag äger regionnät (enligt formell definition), medan ett stort antal elnätsföretag äger elnät på högspänningsnivå.

#### 2.1.2 En historisk tillbakablick

Överföring av elektricitet är att betrakta som ett naturligt monopol [1], det vill säga en infrastruktur orimlig att konkurrensutsätta ur ett samhällsekonomiskt perspektiv (i likhet med t.ex. väg, vatten och avlopp). Av historiska skäl finns det flera elnätsbolag, av varierande storlek och ägarstruktur (statlig, kommunal, privat), som har koncession för eldistribution för regionala områden (lokalnät) eller för specifika linjer (regionnät). Med koncession följer rättigheter, men även flera skyldigheter, vilket regleras av lagar och reglering. Av staten utsedd myndighet, Energimarknadsinspektionen (EI), övervakar att kunder erbjuds anslutning till elnätet, att tjänsten uppfyller kvalitetskrav och att tariffnivåerna är skäliga och icke diskriminerande [2]. Tidigare var handel med elektricitet integrerat i elnätsbolagens verksamhet, men 1996 avreglerades elmarknaden; infrastruktur för överföring separerades från produktion och handel. Statliga affärsverket Svenska Kraftnät tog över ägande, drift och ansvar för stamnät/transmissionsnät (från att tidigare varit en del av statliga Vattenfall), medan koncessionen för de lägre spänningsnivåerna fortsatte liksom tidigare att vara uppdelad på ett par hundra bolag med helt skilda förutsättningar. Följden blev att elkunder kunde välja fritt mellan elhandlare, men såsom tidigare saknade möjlighet att välja nätägare.

Traditionellt har elnätsföretagen mer eller mindre fått ha intäkter motsvarande samtliga omkostnader och skälig vinst, s.k. självkostnadsprissättning. Sedan slutet av 90-talet har ansvarig myndighet arbetat mot en reglering av intäktsramen som även tar med kostnadseffektivitet och kundkvalitet. Det bildades med andra ord legala monopol uppdelade geografiskt mellan de olika nätägarna. Till en början kunde nätägarna, mer eller mindre, höja eller sänka tarifferna för att kompensera för sina kostnader. Detta utan större hänsyn till med vilken kvalitet eller effektivitet de bedrev sin verksamhet [3]. För att motverka detta fenomen övervakas nättariffernas skälighet av Energimarknadsinspektionen (EI). EI har sina rötter i nätmyndigheten vid NUTEK som bildades 1994, som ombildades 1998 till nättavdelningen inom Statens Energimyndighet (STEM) för att bli en egen myndighet 2008.

Vid utformandet av reglering måste svåra avvägningar göras. Exempelvis bör regleringen ge incitament till kostnadseffektivitet vid drift- och underhåll samtidigt med stöd för god kvalitet till slutkund. Vidare bör nätföretagens olika objektiva förutsättningar tas i beaktning samtidigt som modellen bör vara lätthanterlig och konsekvent. Myndigheten, med generaldirektör Håkan Heden, ansåg ingen existerande modell vara lämplig att anpassa till svenska förhållanden, så en ny modell utvecklades: Nätnyttomodellen [4]. För 2003 års tariffer användes denna och fokus ändrades från nätägarna till konsumenterna. Metodiken gick ut på att nätägarna i efterhand matade in sina systemuppgifter i ett datorprogram som genererade fiktiva nät, vars kundnytta beräknades och jämfördes med nätföretagens verkliga intäkter. Resultatet gav indikation på att nättarifferna i en del fall var för höga, vilket resulterade i beslut om krav på återbetalning till berörda elnätskunder. Dessa beslut överklagades och en utdragen komplicerad juridisk process inleddes, där modellen kritiserades hårt av branschen på flera punkter och där beslut i första instans (länsrätten) inte ens hade hunnit tas (för 2003 års tariffer) 2008. I slutet av 2008 lyckades dock parterna komma överens för åren 2003-2007 och 2009 avskaffades Nätnyttomodellen formellt. Ett EU-direktiv tvingade Sverige att gå över till förhandsreglering, och i stället för att modifiera Nätnyttomodellen och fortsätta strida juridiskt för den, valde EI att ta fram en helt ny modell.

### 2.1.3 Kommande förhandsreglering

EI:s mål är att till år 2012 ta fram en ny förhandsreglering för elnätstariffer. Nätföretagens tillåtna intäktsram kommer förenklat grunda sig på elnätsföretagens kapitalkostnader och löpande kostnader. Därtill, utifrån hur effektivt och med vilken kvalitet nätföretagen bedrivit sin verksamhet, kan tillåten intäktsram justeras [5].

Något mer detaljerat bygger intäktsramen på följande delar:

- **Kapitalkostnader:** För att beräkna kapitalkostnader behöver varje nätföretag värdera sin kapitalbas. Regleringen kommer använda sig av den kapacitetsbevarande principen i kombination med real annuitet.
  - Den **kapacitetsbevarande principen** går ut på att få en ersättning för kapitalet som gör att det går att återanskaffa anläggningarna. Så länge en specifik anläggningstillgång används och bidrar till överföring av elektricitet, kan nätägarens räkna den till sin kapitalbas.
  - **Real annuitet** innebär att kapitalkostnader blir lika stora under anläggningstillgångens ekonomiska livslängd. Real annuitet tas fram genom att anläggningens nuanskaffningsvärde multipliceras med en annuitetsfaktor. Om en komponent är äldre än sin beräknade ekonomiska livslängd, förblir den ekonomiska kompensationen fortfarande den samma, d.v.s. nätägare som satsar på bra underhåll belönas.
  - **Kalkylräntan** tas fram med hjälp av Weighted Average Cost of Capital, (WACC), som redan används av tillsynsmyndigheter i t.ex. Finland och Storbritannien. WACC är en sammanvägning av avkastningskraven på egna kapitalet och på lånat kapital. En investerares krav på avkastning bedöms uppgå till riskfri ränta plus en riskpremie. Riskpremien är bransch- eller verksamhetsberoende eller företagsspecifik.
- **Löpande kostnader** delas in i **påverkbara-** och **icke påverkbara kostnader**.
  - Icke påverkbara kostnader, som t.ex. myndighetsavgifter och abonnemang till överliggande nät, godtas under första tillsynsperioden i sin helhet.
  - 75 % av de löpande påverkbara kostnaderna är tänkta att räknas fram med hjälp av företagsspecifika historiska kostnader och återstående 25 % genom att

använda normvärden. Påverkbara kostnader har effektiviseringskrav. Under andra tillsynsperioden finns planer på att öka denna procentsats, men inga beslut är ännu tagna.

Denna rapport behandlar de normvärden som eventuellt skall fastställa 25 % av de löpande påverkbara kostnaderna, närmare bestämt analys av huruvida modifierad variant av Ekm (Ekvivalenta ledningslängd) kan användas i kommande förhandsreglering. Ekm förklaras i avsnitt 2.2.

#### 2.1.4 Omvärldsanalys

Exempel på hur drift- och underhållskostnader hanteras i olika länders reglering av elnätstariffer:

Norge	Årlig förhandsprövning → intäktsram för kommande år [maxbelopp]. Huvudprinciperna för beräkning av intäktsramar revideras åtminstone var femte år. Successivt har trenden varit att gå från verkliga kostnader till normkostnader för branschen (för 2007 baserades 60 % på normkostnader). Kostnadsnormen baseras på data från samtliga företag, men sedan görs individuella justeringar baserat på objektiva förutsättningar.	[1][5][6]
Finland	Förhandsprövning → fastställande av metoder (individuellt) för prissättning under kommande fyra år. Reglermyndigheten använder olika modeller för att undersöka företagets effektivitet och utarbeta effektiviseringsmål för påverkbara kostnader såsom drift- och underhåll. Utvärdering sker efter varje tillsynsperiod och eventuella konsekvenser läggs på nästkommande periods prissättning.	[5][6][7]
Danmark	Förhandsprövning → intäktsram [maximal intäkt/kWh]. Utgångspunkten är 2004 års tariffnivåer. På detta läggs inflation och sedan 2008 även effektiviseringsjustering. Effektiviseringskraven är individuella och beräknas utifrån en modell som tar hänsyn till bl.a. nätuppbyggnad och leverans kvalitet (avbrott över 1 minut).	[5][8]
UK	Regleringen omfattar femårsperioder. I Storbritannien finns det endast 14 elnätsbolag, vilket har möjliggjort djupare enskilda analyser för varje företag avseende bland annat historisk effektivitet och prognoser för framtida investeringsbehov.	[6][9]

## 2.2 Ekvivalent ledningslängd (Ekm)

Ekvivalent ledningslängd, Ekm, är viktmått tänkt att beskriva eldistributionssystemets (d.v.s. lokal- och regionnät) resursbehov och möjliggöra jämförelser mellan olika nätområden oavsett struktur [10]. Ekm innebär att vissa delar av distributionssystemet tilldelas ett viktmått i förhållande till 1 km 0,4 kV luftledning. Viktmåtten är ungefär proportionella mot verksamhetskostnaderna för drift och underhåll exklusive återinvesteringar (Ett annat viktmått som inkluderar återinvesteringar benämns Ekmt). [10]

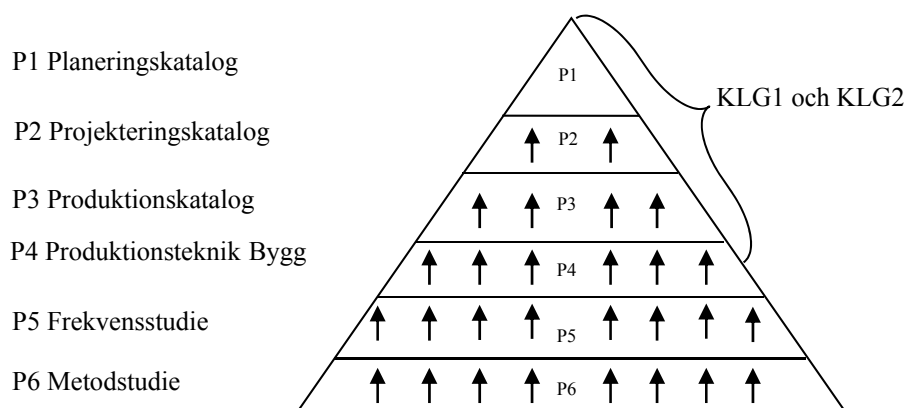
### 2.2.1 Bakgrund

Ekm är framtagna av bransch- och intresseorganisationen Svensk Energi som representerar landets elförsörjningsföretag (elproduktion, elnät och elhandel). [10][11] Svensk Energi har tagit fram EBR, Elektrisk Byggnads Rationalisering, som kan användas för rationell planering, byggnation och underhåll av elnätsanläggningar inom lokal- och regionnät vid 0,4-145 kV. [12][13][11] Tanken bakom EBR väcktes ursprungligen på 1960-talet, under en tid då elnätsägarna tillämpade en uppsjö av olika metoder och konstruktioner för att bygga elnätsanläggningar i Sverige. Visionen med EBR blev därför att skapa rationella ”standarder” för elektriska distributionsanläggningar och därmed skapa en mer enhetlig eldistributionsbyggnad i Sverige. [11] De nuvarande Ekm-vikterna bygger på de kostnader som återges i EBR-katalogerna på P1-nivå (definieras i avsnitt 2.2.2) och själva Ekm-viktmåtten finns angivna i handboken till EBR-katalogerna. För att kunna granska Ekm-måtten behöver således EBR:s kostnadskataloger även granskas.

### 2.2.2 Uppbyggnad EBR

EBR är uppbyggd av tre separata kataloger, kostnadskatalogerna KLG1<sup>1</sup> och KLG2<sup>2</sup> samt en handbok som kallas KLG 0<sup>3</sup>. KLG1 behandlar anläggningar inom lokalnät 0,4-24kV samt optonät och KLG2 behandlar anläggningar inom 36-145kV. KLG0 är tänkt att användas som användarhandbok till de två kostnadskatalogerna. [11][14][15][10]

EBR-katalogerna indelade i sex aggregeringsnivåer, som påverkar varandra nedifrån och upp P6-P1, se Figur 1.



Figur 1- Uppbyggnad EBR

I tryckt form återfinns de tre övre nivåerna P1-P3 (och delvis P4), vilka delar katalogerna i tre delar. De tre delarna innehåller mer ingående:

<sup>1</sup> Senaste utgåvan är KLG 1:09, gavs ut 2009, ny utgåva på gång

<sup>2</sup> Senaste utgåvan är KLG 2:09, gavs ut 2009, ny utgåva på gång

<sup>3</sup> Senaste utgåvan är KLG 0:06, gavs ut 2006, ny utgåva på gång

- **P1**- Översiktliga kostnadsberäkningar
- **P2** - Detaljerade kostnadsberäkningar
- **P3** - Detaljerade tidsberäkningar (och tidsunderlag från P4)

### 2.2.3 Frekvens- och tidsstudier i EBR

EBR-katalogernas frekvens- och tidsstudier bygger dels på intervjuer med personer på olika nätföretag och dels på metodstudier där Svensk Energi utfört fältstudier hos nätföretagen. Med hjälp av dessa har Svensk Energi försökt lista vilka olika drift- och underhållsåtgärder nätföretagen utför på en specifik anläggning, med vilken frekvens åtgärderna utförs och hur lång tid åtgärderna tar. [11]

Antalet frekvens- och tidsstudier som ligger bakom en särskild typ av anläggning och åtgärd varierar kraftig. Anledningen till detta är enligt [11] att det är svårt att få nätföretag att vilja vara delaktiga i denna typ av studier eftersom det både är tidskrävande och tar resurser. Det här har påverkat Svensk Energis möjlighet till urval bland olika projekt och att de stundtals fått nöja sig med t.ex. två projekt i södra Sverige och två i mellersta Sverige, utan att veta om dessa speglar branschen på ett rättvist sätt. [11]

### 2.2.4 Kostnader i EBR

I EBR-katalogerna har Svensk Energi delat in kostnader i följande kategorier: [10]

- Arbete
- Material
- Maskin
- Utrustning<sup>4</sup>
- Övrigt.

#### Kostnad arbete:

Kostnaden för arbete motsvarar genomsnittarbetskostnaden för en montör i Sverige. Denna arbetskostnad byggs upp genom att lägga ihop montörens timlön, lönebikostnad och arbetskostnadspålägg.

Montörens timlön baseras på de fackliga avtal som finns inom branschen och motsvarar den svenske montörens medelmånadslön [11]. Enligt [14] ligger medelmånadslönen på 21 450 kr och timlönen i sin tur på 139 kr.

Lönebikostnader motsvarar 73 % av timlönen, 103 kr enligt [14] och består av sociala avgifter, semesterersättning, sjuklön och pension m.m. Tillsammans ger timlönen och lönebikostnaderna timkostnaden för montören.

Slutligen finns arbetskostnaden som täcks av ett arbetsomkostnadspålägg som delas in i fasta och rörliga kostnader. De fasta kostnaderna består av kostnader som kopplas direkt till genomförandet av åtgärden och rör sig bl.a. om montörens reseersättning, traktamente, skyddskläder, utbildning och personlig utrustning. De indirekta kostnaderna kan vid första anblick vara svåra att koppla till den specifika åtgärden. Det kan t.ex. röra sig om företagets fordonskostnader, planering och projektering, arbetsledning, lokaler, administration m.m. [10] Delar av de indirekta kostnaderna, kan liknas vid vad [16] kategoriserar som OH-kostnader<sup>5</sup>, fast för specifika ”projekt”.

---

<sup>4</sup> Gäller KLG2

<sup>5</sup> OH står för Overhead.

Arbetsomkostnadspålägget motsvarar 152 % av timkostnaderna (timlön + lönebikostnader), d.v.s. 368 kr enligt [14].

När timlön, lönebikostnad och arbetskostnadspålägg läggs ihop erhålls slutligen timkostnaden för arbete. Den uppgår till 610 kr enligt [10].

#### Kostnad material:

Materialkostnaden är beräknad att gälla prisnivån i början av aktuellt år med allmänna rabatter. Dessutom görs ett pålägg på 8 % för att täcka materialomkostnader.

#### Kostnad maskin:

Kostnad maskin avser maskin, med förare vid antingen schaktning, stolpresning, lindragning eller transport inom arbetsplatsen. I kostnadskatalogerna finns anvisat vilken av maskintyperna som är tänkta att användas till en viss kostnads kod och vad deras timkostnad är.

#### Kostnad utrustning:

Kostnader för specialmaskiner och tyngre utrustning. [10]

#### Kostnad övrigt:

Under rubriken övrigt hör exempelvis kostnader för byggnadslov, tillfälliga skador, markintrång och asfaltering. [14]

#### Samkostnader:

Katalogens kostnader inkluderar inte samkostnader dvs.:

- Övergripande ekonomisk och personell planering
- Övergripande elnätadministration
- Forskning och utveckling
- Miljö och kvalitetssystem
- Driftövervakning
- Elnätadministration

Delar av dessa kostnader är enligt [16] OH-kostnader, andra är icke påverkbara kostnader m.m. För att uppnå full självkostnad ombeds användare lägga på 3-8% svarande för sådan verksamhet. [10]

### **2.2.5 Metod för beräkning av Ekm ur EBRs P1-nivå**

För att få fram kostnader per år som anges i kostnadskatalogernas P1-nivå multipliceras de olika timkostnaderna med den tid det tar att utföra de olika drift- och underhållsåtgärderna, dividerat med vilken frekvens åtgärden utförs. Det innebär t.ex. att totalkostnaden för underhåll som görs vart 8:e år divideras med 8 för att få fram kostnaden per år.

Kostnaderna som anges på P1-nivå och på vilka Ekm-viktmåtten bygger på, är med andra ord inte direkt hämtade från verkliga projekt i branschen utan är konstruerade med hjälp av insamlade tider, frekvenser och arbetskostnader från de lägre nivåerna.

Med hjälp av dessa beräkningar har Svensk Energi fått fram kostnaden för anläggningens totala drift och underhållskostnad per år. Eftersom Ekm-viktmåtten utgår från 1 km 0,4 kV luftledning divideras därefter kostnaden för den anläggning som undersöks med kostnaden för

1 km 0,4 kV luftledning per år. Då erhålls ett viktmått som svarar mot anläggningens Ekm. [11][14][15]

Som ett förtydligande exempel visas i Tabell 1 och

Tabell 2 vilka kostnader som ingår i Ekm-värdet för 1 km 0,4 kV luftledning och i Tabell 2 motsvarande för 12-24kV luftledning. Dessutom jämförs hur kostnader och Ekm skiljer sig åt enligt EBR-katalogerna för åren 2006 och 2009.

**Tabell 1 – Kostnad för drift och underhåll för en km 0,4 kV luftledning 2006 och 2009 (Ekm=1)**

<b>Åtgärd:</b>	<b>Årlig kostnad [kr] 2006:</b>	<b>Årlig kostnad [kr] 2009:</b>
Bevakningsuppdrag:	243	262
Driftstörning:	703	764
Underhållsbesiktning:	190	206
Rötskadebesiktning:	148	160
Åtgärder efter besiktning:	514	572
Röjning:	252	274
<b>Totalt:</b>	<b>2 050</b>	<b>2 238</b>

**Tabell 2 – Kostnader för drift och underhåll hos 1 km 12-24 kV luftledning 2006 och 2009 (Ekm = 1,2)**

<b>Åtgärd:</b>	<b>Årlig kostnad [kr] 2006:</b>	<b>Årlig kostnad [kr] 2009:</b>
Bevakningsuppdrag:	243	262
Driftstörning:	960	1040
Underhållsbesiktning:	148	160
Rötskadebesiktning:	116	125
Åtgärder efter besiktning:	530	584
Röjning:	482	525
<b>Totalt:</b>	<b>2 479</b>	<b>2 696</b>
<b>Ekm:</b>	<b>= 2 479/2 050 ≈ 1,20927</b>	<b>= 2 696/2 238 ≈ 1,20465</b>

### 2.2.6 Omarbetning av katalogerna och nutid

EBR-kostnads kataloger uppdateras varje år, handboken där Ekm-måtten är angivna uppdateras vart fjärde år. Vid uppdatering av kostnads katalogerna samlas en grupp inom Svensk Energi och diskuterar om antingen tekniska metoder eller samhällskraven förändrats för någon av drift- och underhållsåtgärderna under det senaste året. Om tillvägagångssättet för någon av åtgärderna förändrats inleds nya frekvens- och tidsstudier för den åtgärden. Endast den åtgärd som förändrats undersöks på nytt. Sedan byggs värdena åter upp på P1-nivå och Ekm-vikterna kan aktualiseras. Det vill säga Svensk Energi går endast igenom de fall då en uppenbar förändring inträffat.

För närvarande (hösten 2010) distribueras en ny utgåva av EBR-katalogerna till abonnenter i vanlig ordning och för dem som ännu inte tagit emot katalogerna finns KLG1:10 och KLG2:10 tillgänglig på [www.ebr.nu](http://www.ebr.nu). [11] Enligt [11] inför de nya katalogerna skulle förmodligen inte förändringar på lokalnivå vara så stor, men däremot skulle nivåer på 36kV till 145kV noggrant ses över. Ekm-måttet för kund och marknadsservice skulle också ses över grundligt. [11] Ingen ny handbok är dock ännu utgiven.

**2.2.7 Existerande Ekm 2006****Tabell 3 – Lista över alla Ekm framtagna 2006**

<b>Entitet</b>	<b>Ekm</b>
Luftledning 0,4kV	1,0
Luftledning 12-24 kV	1,2
BLX 12-24 kV	0,9
Hängkabel 12 kV	0,9
Hängkabel 24 kV	0,9
Jordkabel 24 kV LBG	0,6
Jordkabel 12 kV LBG	0,6
Jordkabel 0,4 kV LBG	0,7
Jordkabel 24 kV Tätort	0,6
Jordkabel 12 kV Tätort	0,6
Jordkabel 0,4 kV Tätort	0,7
Jordkabel 24 kV City	0,6
Jordkabel 12 kV City	0,6
Jordkabel 0,4 kV City	0,7
Nätstation City/Tätort	0,3
Nätstation/kiosk LBG	0,1
Nätstation dubbel	0,5
Stolpstation	0,0
Kund- och marknadsservice	0,06
Luftledning 145 kV	1,5
Luftledning 52-72,5 kV	1,5
Jordkabel 145 kV LBG	0,3
Jordkabel 145 kV Tätort	0,4
Jordkabel 145 kV City	0,6
Jordkabel 52-72,5 kV LBG	0,3
Jordkabel 52-72,5 kV Tätort	0,4
Jordkabel 52-72,5 kV City	0,6
Fördelningsstation 145/12-24 kV exkl. apparater	1,9
Fördelningsstation 145/52-72,5 kV exkl. apparater	1,9
Fördelningsstation 52-72,5/12-24 kV exkl. apparater	1,9
Transformator 145/12-24 kV	4,6
Transformator 145/52-72,5 kV	5,1
Transformator 52-72,5/12-24 kV	4,6
Linjefack 145 kV	1,6
Linjefack 52-72,5 kV	1,6
Linjefack 12-24 kV	1,4



## 2.3 Användning av Ekm-liknande mått i kommande reglering

För att Ekm-vikterna skall kunna visa hur kostnader förhåller sig hos nät med varierade elnätstruktur, och spegla de nät som återfinns i Sverige idag, planerar EI att bl.a. komplettera de nuvarande Ekm-viktmåtten på följande sätt:

- Antalet entitetstyper (komponenter, kunder) i Ekm-tabellen måste utökas och de rådande Ekm-måtten måste ses över. Speciellt anläggningar på regionnätetsnivå måste granskas. På regionnätetsnivå har Ekm-viktmåtten tagits fram med hjälp av relativt få datapunkter.
- EBR-katalogerna behandlar endast anläggningar på 0,4-145 kV. Ekm-vikter på högre spänningsnivåer än dessa, såsom 145- 400kV, måste tas fram från grunden.
- Det befintliga kundrelaterade viktmåttet behöver ses över. Överväganden kring Ekm-vikter som behandlar olika kundtyper behöver göras. Exempel på olika kundkategorier som kan övervägas är; högspänning, lågspänning timavläst och lågspänning månadsavläst.
- Åtminstone en ny terräng måste läggas till de nuvarande, denna kommer kallas landsbygd svår.

### 2.3.1 Löpande påverkbara kostnader genom normkostnad

25% av de löpande påverkbara kostnader skall eventuellt i intäktsramen beräknas som en normkostnad. Normkostnad beräknas per nätföretag och bygger först och främst på uppgifter om nätföretagets totala antal anläggningar av olika sorter och antal kunder multiplicerade med respektive anläggnings/kunds Ekm. Detta ger nätföretagets totala antal Ekm. Nätföretagets totala antal Ekm multipliceras därefter med medelkostnaden per Ekm. För att ta fram medelkostnaden per Ekm utgår EI från medelvärdet av nätföretagens historiska löpande påverkbara kostnader från åren 2006-2009 dividerat på nätföretagens totala Ekm. De löpande kostnaderna för 2006-2009 har nätföretagen i huvudsak redan rapporterat in till EI i sina årsrapporter. Nedan följer de kostnadsposter EI lägger ihop och drar ifrån för att få de påverkbara löpande kostnaderna för ett nätbolag. [17]

- + RR7320 Total kostnader för transitering och inköp av kraft
- + RR73120 Handelsvaror
- + RR73120 Råvaror och förnödenheter
- + RR73130 Övriga externa kostnader
- + RR73140 Personalkostnader
- + RR73170 Jämförelsestörande poster
- + RR73180 Övriga rörelsekostnader
- RR 71120 Förändring av lager av produkter i arbete och färdiga varor
- RR71130 Förändring av pågående arbete för annans räkning
- RR71140 Aktiverat arbete för egen räkning
  
- minus Avbrottsersättning
- Producerad energi för att täcka elnätförluster
- Inköpt energi för att täcka elnätförluster
- Kostnader för abonnemang i inmatningspunkt, ”nätnyttöersättning”
- Abonnemang till överliggande och angränsande nät
- Myndighetsavgifter
- Hyres-/leasingkostnader för anläggningar som ingår i kapitalbasen
  
- + Kapitalkostnader som avser anläggningar som inte ingår i kapitalbasen



## 3 Enkätundersökningar och intervjuer

### 3.1 Enkätundersökning A

#### 3.1.1 Frågeställning

I appendix C visas den enkät som företagen fick fylla i. Uppdelning i och definition av kund och komponentkategorier följer nuvarande EBR 2006, med vissa utökningar. Komponentkategorier har tagits fram så att EBR 2006 har kompletterats med fler kategorier på högre spänningsnivåer, detta i samråd med EI och Per Sundberg, Vattenfall (expert på regionnät – efter rekommendation av EI). Slutgiltig version har sedan godkänts av EI innan utskick.

I övrigt har enkätfrågorna tagits fram i samråd med EI och branschen (främst EBR)

#### 3.1.2 Enkätutskick

Samtliga elnätsföretag i Sverige blev inbjudna att delta i enkätundersökningen. Adressunderlaget för utskicken per post bygger på den adresslista med 167 företag som Konsumenternas Elrådgivningsbyrå tillhandahåller från september 2008 [18]. Denna lista kompletterades med adressuppgifter från Svensk Energi och det slutgiltiga underlaget blev då 173 företag. Troligtvis är antalet nätföretag färre på grund av dubletter eller att företag har upphört. Samtliga 173 företag fick enkätinbjudningar per post. Av dessa fick 160 stycken påminnelser per e-post vid ett antal tillfällen.

#### 3.1.3 Svarsfrekvens

I Tabell 4 visas en sammanställning av enkätens svarsfrekvens. Ett antal företag representerar flera olika elnätsbolag, varav det totala antalet 67 stycken enkätsvar representerar 79 stycken elnätsbolag vilket utgör 46 % av totala antalet bolag (75 % av kundunderlaget). Tabell 5 visar svarsfrekvensen per storlekskategori.

**Tabell 4 – Svarsfrekvens enkät A**

Antal utskick till elnätsbolag	173 st.
Antal elnätsbolag i Sverige	≤173 st.
Antal slutförda enkätsvar	67 st.
Antal representerade elnätsbolag av slutförda enkätsvar	79 st.
Andel nätföretag som besvarat enkäten	≥46 %

Tabell 5 – Svarefrekvens enkät A uppdelat på antal kunder

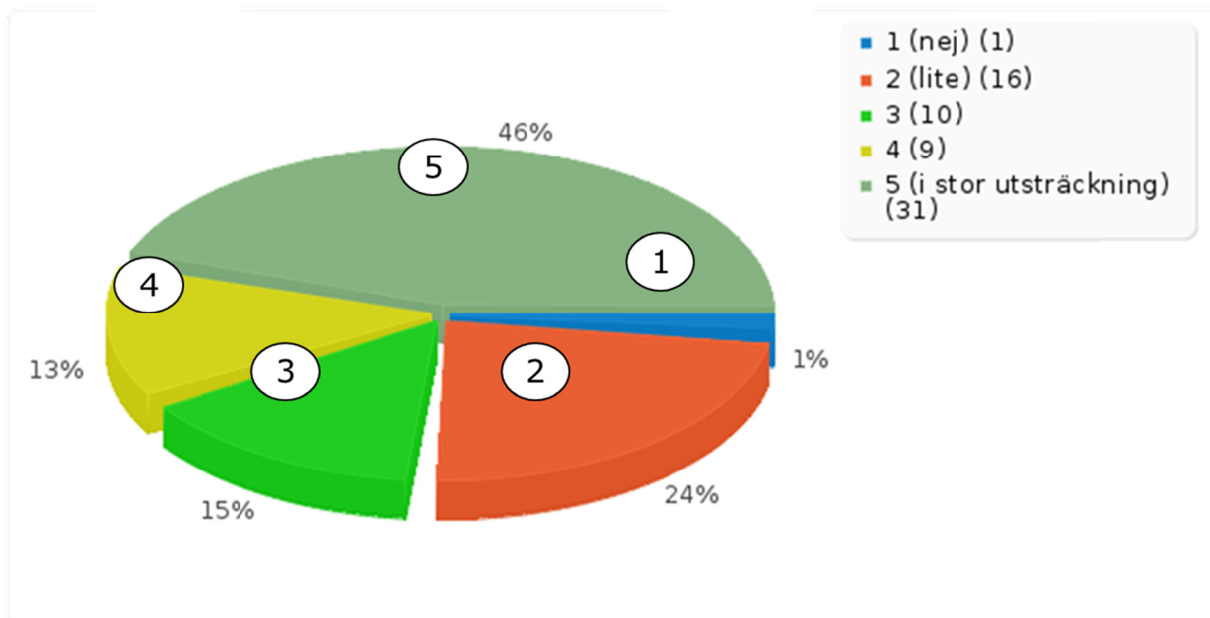
Svarefrekvens per storlekskategori (Antal kunder) <sup>6</sup>	Antal elnätsbolag inom storlekskategori	Antal enkätsvar inom kategori	Andel svar inom kategori [%]
0 - 1 999	26	6	23
2 000 - 4 999	32	10	31
5 000 - 19 999	76	30	39
20 000 - 49 999	28	14	50
50 000 -	17	7	41
<b>Totalt</b>	<b>179</b>	<b>67</b>	-

### 3.1.4 Resultat

Samtliga enkätsvar återfinns i Appendix E. Namn som kan knytas till individuella personer eller företag har ersatts med ett unikt ID för att behålla anonymiteten.

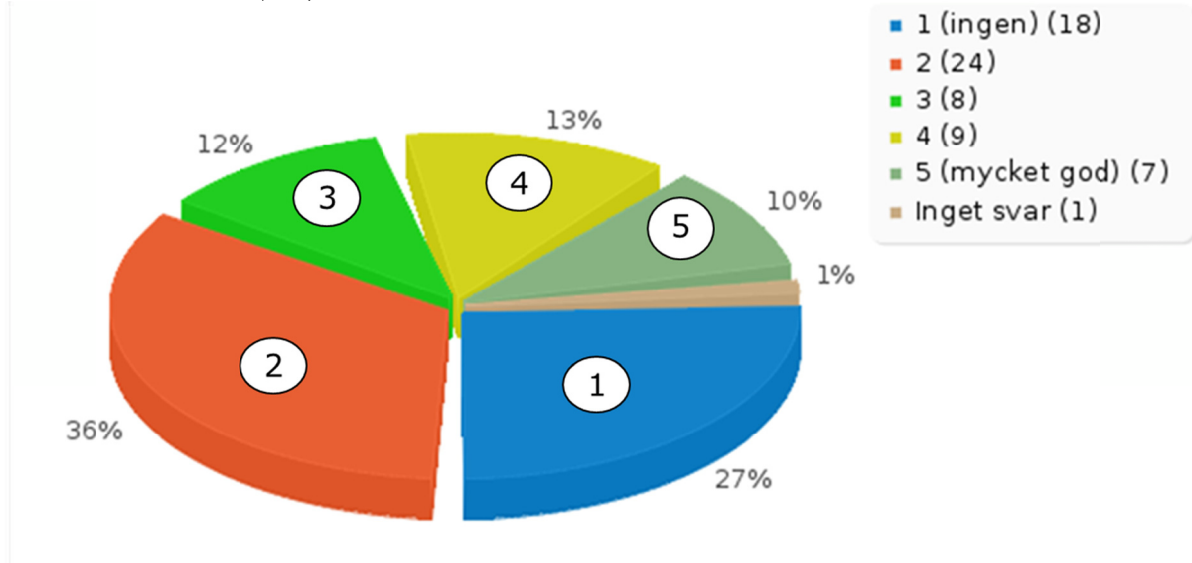
#### Exempel på svarsfördelning för några inledande allmänna frågor:

Använder ni EBR (1-5)?

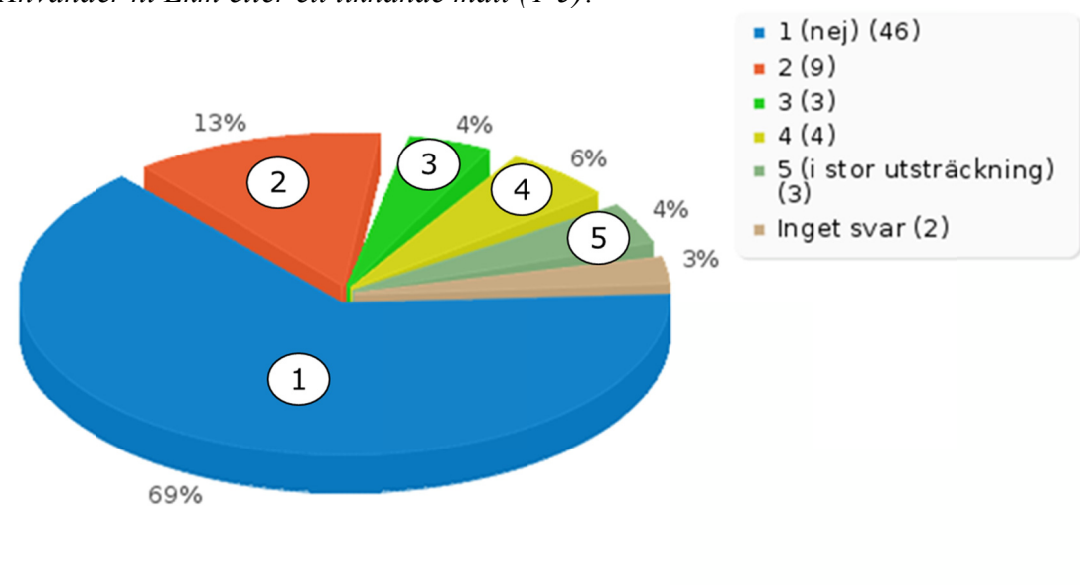


<sup>6</sup> Denna storleksindelning är densamma som fråga Q1 i del A i enkäten. Intervallen i enkäten valdes så att en relativt jämn fördelning av storlekskategorierna erhöles.

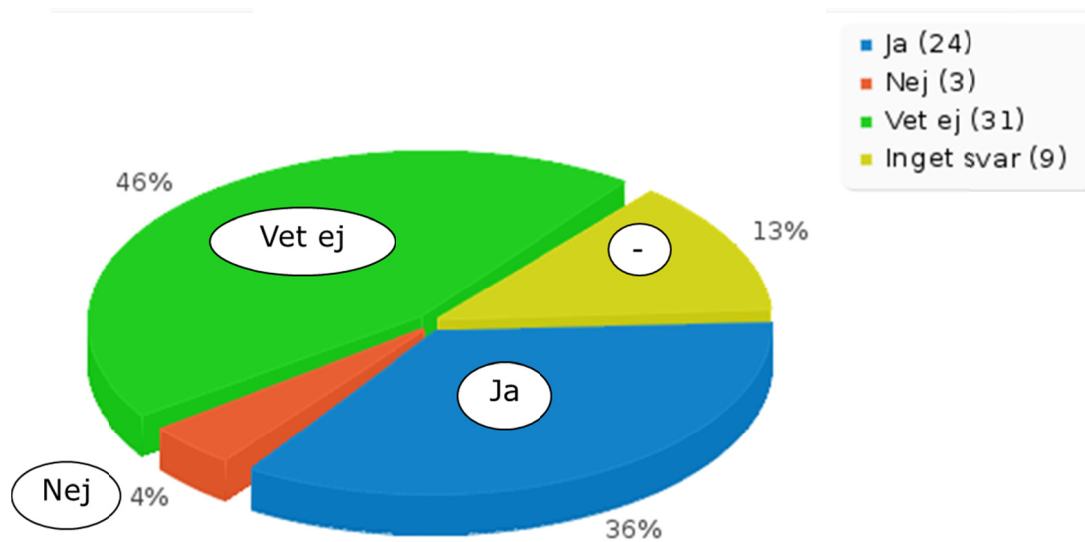
*Kännedom om Ekm (1-5)?*



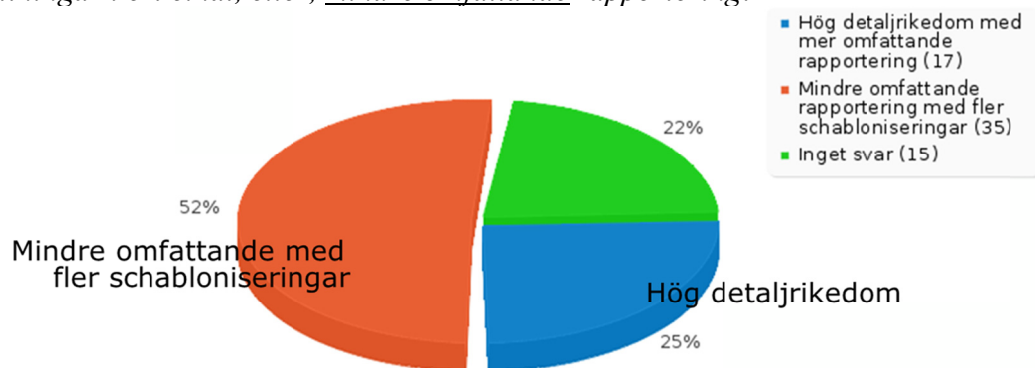
*Använder ni Ekm eller ett liknande mått (1-5)?*



Är det lämpligt att använda ett Ekm liknande koncept för att bestämma drift- och underhållsbehov?



Vad värderar ni högst: Hög detaljrikedom i regleringen som tar hänsyn till specifika nät-förutsättningar i ert elnät, eller, mindre omfattande rapportering?



### 3.1.5 Analys

Flera analyser har gjorts baserat på olika delar från enkäten, se avsnitt 4.1.

## **3.2 Enkätundersökning B**

Under projektets gång tydliggjordes behovet av att utreda Ekm för kundrelaterade kostnader. Därför genomfördes en andra enkätundersökning (Enkät B) som skickades ut per e-post till de 12 företag som i Enkät A angivit att de var intresserade av fortsatta intervjuer.

### **3.2.1 Frågeställning**

I appendix F visas den web-enkät som företagen fick fylla i.

### **3.2.2 Analys**

Analys av de fåtal kommentarer som inkommit redovisas i avsnitt 4.6.

### 3.3 Intervjuer

#### **Ulf Wagenborg 2010-10-07 [11]**

Intervju med Ulf Wagenborg ansvarig för EBR (för sambyggnads- och ekonomirelaterade frågor som t.ex. kostnadskatalogerna), Svensk Energi. Ljudupptagning gjordes av intervjun och finns sparad som ytterligare stöd. Intervjun genomfördes med intervjufrågor som grund.

För intervjuprotokoll, se appendix C.1.

#### **Möte/intervju 2010-10-20, Leif Boström (Fortum), Thorstein Watne (Vattenfall) och Tomas Malmström (E.ON) [19]**

Mötet hölls, dels för att klargöra problem kring enkäten, dels för att klargöra frågor kring regionnät. Ekm saknas, eller är dåligt underbyggt för högre spänningsnivåer och eftersom dessa tre företag äger merparten av allt regionnät i Sverige utgör denna intervju ett viktigt komplement till befintlig dokumentation.

För mötesprotokoll, se appendix C.2.



## 4 Analys och sammanvägning av resultat från olika källor

Detta kapitel behandlar genomförda analyser och refererar till de enkäter som utförts inom ramen för projektet. Den första analysen som genomförs visar på problematiken kring den information som utgjorde utgångspunkten för projektet. Följande analyser behandlar framtagen information. Vilken indikerar ytterligare behov av informationsinhämtning och analyser.

Analys:

A1 - Optimal justering av Ekm för minsta avvikelse i ändrade löpande påverkbara kostnader.

A2 - Analyser (a-d) med avseende på enkät A.

A3 - Analys med avseende på enkät B.

### 4.1 Genomförda analyser

- Jämförelse mellan analysresultat (analys 1-3) och nuvarande Ekm, se appendix B.2.
- **Analys 1 (A1):** ”Optimal justering av Ekm för minsta avvikelse i ändrade löpande påverkbara kostnader” beskrivs i avsnitt 4.2.
- Enkät A – Analys 2a-b sammanfattas i avsnitt 4.3.
  - **Analys 2a (A2a)** beskrivs i appendix B.4.1, inklusive analys av resultatets statistiska osäkerhet.
  - **Analys 2b (A2b)** beskrivs i avsnitt B.4.2, inklusive analys av resultatets statistiska osäkerhet.
- **Analys 2c (A2c):** Enkät A – Korrelationer och allmänna iakttagelser av samband, se avsnitt 4.4.
- **Analys 2b (A2d):** Enkät A – Analys av elnätsföretagens kommentarer, se avsnitt 4.5.
- **Analys 3 (A3):** Enkät B – Kundrelaterade kostnader, se avsnitt 4.6.

## 4.2 Optimal justering av Ekm för minsta avvikelse i löpande kostnader

### 4.2.1 Introduktion

Hur kan Ekm-värden justeras för att göra avvikelserna från dagens löpande kostnader [19] så små som möjligt? Den metod som beskrivs här bör ses som ett exempel på hur en modifiering av Ekm kan ske; i princip en sorts riktad känslighetsanalys. Det framgår tydligt att antalet mått som ingår i analysen är för få för att metoden skall kunna användas direkt. Likväl visar beräkningen på att dagens Ekm inte är självklara att använda direkt då de kan resultera i mycket stora omfördelningar.

Följande kund och komponentkategorier (entiteter) finns inrapporterade till EI för samtliga elnät [20]:

- LSP-oisolerad luftledning
- LSP-isolerad luftledning
- LSP-Jordkabel
- HSP-oisolerad luftledning
- HSP-isolerad luftledning
- HSP-Jordkabel
- Nätstation -stolpe
- Nätstation/kiosk landsbygd
- Nätstation City/Tätort
- Nätstation dubbel
- Transformator MVA\*
- Uttagkund

\*Ekm-värden för installerad transformator MVA finns inte. Nätföretagen rapporterar dock in dessa värden och de har därför tagits med i en del av studien.

### 4.2.2 Analysmetod

De löpande kostnaderna ääää har fördelats om mellan företagen baserat på antal Ekm, dvs. total löpande kostnad i branschen dividerat med totalt antal Ekm i branschen. Varje företag tilldelas sedan ”löpande kostnader” i proportion till deras individuella antal Ekm. Därefter tas skillnaden fram för de faktiska löpande kostnaderna mellan nuvarande (2008) och det framräknade värdet. Detta enligt formeln nedan:

$$\sum_i \left| EKM_i \frac{\sum_i \text{löpkost}_i}{\sum_i EKM_i} - \text{löpkost}_i \right|$$

där  $EKM_i$  är summa Ekm för företag  $i$  och  $\text{löpkost}_i$  den löpande kostnaden för 2008 för samma företag.

Denna metod (målfunktion) gör att pengar som ”omfördelas” räknas två gånger, dels då de tas från ett företag och dels då de tillförs ett annat. Detta innebär att den totala avvikelsen, enligt formeln ovan, delat med två är den summa pengar som skulle ”omfördelas” mellan företagen.

### 4.2.3 Analys och analysresultat

Se appendix B.3 för analys och resultat. Resultaten visar främst på följande:

Med ett fåtal parametrar blir lösningarna till optimeringen relativt känsliga och stora omfördelningar sker mellan företagen. Dock framgår det att optimeringen kan reducera de

pengar som omfördelas från 1,1 miljarder till 0,5 miljarder. Vad det gäller komponenters Ekm värden har följande indikerats:

- Kunder är i dagsläget lågt värderade (goda målfunktionsvärden erhöles med värden kring 0,1 – 0,2)
- Att inkludera mer komponenter i analysen är viktigt, detta visas av hur resultatet förbättras då transformatorer tas med i analysen.

#### **4.2.4 Slutsatser från analys**

En optimering har utförts för att identifiera de värden som ger så liten omfördelning som möjligt. Syftet med analys A1 är inte att bestämma nya Ekm, utan att studera potentiella effekter av införandet av nya Ekm och indikera hur Ekm skulle kunna anpassas för att minska eventuella problem vid en övergång till en ny reglering. Tillvägagångssättet bör även kunna användas för att identifiera problem med ansatta värden och belysa behov av mer detaljerad modellering (t.ex. att hänsyn bör tas till viss typ av miljö). Men även indikera entiteter som kan slås ihop. Det rekommenderas att analys A1 utförs med samtliga komponenttyper (ca 60st) som skall inkluderas i regleringen. Detta kan göras först då samtliga företag har rapporterat in sina detaljerade nät-tillgångar (mars 2011).

### 4.3 Enkät A – Analys av EKM-tal (A2a-b)

Analys 2a-b baseras på delar av genomförd enkätundersökning (se kapitel 3).

Analys 2a (A2a): Alla nätföretag i Sverige fick möjlighet att uppskatta Ekm för komponentkategorier på spänningsnivåer de äger, som mest 53 komponentkategorier. Totalt valde 10 elnätsföretag att fylla i Ekm-tal för några av komponenterna.

Analys 2b (A2b): Alla nätföretag i Sverige fick möjlighet att uppskatta underhållskostnad för komponentkategorier på spänningsnivåer som de äger, som mest 53 komponentkategorier. Dessa svar räknades sedan om till Ekm-tal, genom att dividera alla svar med kostnad för 0,4 kV luftledning. Totalt valde 12 elnätsföretag att fylla kostnad för några av komponenterna (varav kostnad för 0,4 kV luftledning måste vara ifylld för denna analys).

Analysresultat presenterat nedan avser viktat medelvärde (med avseende antal enkätsvar) från analys A2a och A2b (företag räknas två gånger om de svarat på båda frågorna).

För analysmetod och detaljerat resultat, se appendix B.3.1.

Modell för statistisk utvärdering av analysresultat beskrivs i kapitel B. För få nätägare deltog i A2a och A2b för att förslag på nya Ekm skall vara statistiskt motiverade. Statistiska skattningar av exempelvis konfidensintervall skulle endast vara missvisande. Skillnaderna mellan svaren var i vissa fall stora, men huruvida det beror på skilda objektiva förutsättningar mellan nätägarna eller något annat, går ej att utläsa från dessa analyser. Utifrån erhållna enkätsvar görs emellertid analyser, vars resultat kan ge vissa indikationer, vilka sammanfattas i detta avsnitt.

#### **Ekm-tal från analys**

I vissa fall jämförs två Ekm-tal där komponentkategorierna har en liknande, men ej identisk, definition. I dessa fall är de benämnda såsom i enkätundersökningen, medan avvikelserna förklaras med fotnot. Val av komponentkategorier motiveras i avsnitt 3.1.

Komponent	Indikation för Ekm-medelvärde <sup>7</sup>	Ekm	Analys
Luftledning 0,4 kV	Per definition samma värde	1,00	<b>1,00</b>
Jordkabel 0,4 kV LBG	Nuvarande Ekm bör ej signifikant ändras	0,70	<b>0,85</b>
Jordkabel 0,4 kV Tätort	Nuvarande Ekm bör ej signifikant ändras	0,70	<b>0,65</b>
Jordkabel 0,4 kV City	~ för hög spridning mellan enkätsvar för att tillhandahålla indikation	0,70	<b>0,94</b>
Luftledning 12-24 kV	Nuvarande Ekm bör höjas	1,20	<b>1,71</b>
Belagd lina 12-24 kV	Nuvarande Ekm bör höjas	0,90	<b>1,14</b>
Jordkabel 12 kV LBG	Nuvarande Ekm bör ej signifikant ändras	0,60	<b>0,65</b>
Jordkabel 24 kV LBG	Nuvarande Ekm bör höjas	0,60	<b>1,07</b>
Hängkabel 12 kV	Nuvarande Ekm bör höjas	0,90	<b>1,25</b>
Hängkabel 24 kV	Nuvarande Ekm bör höjas	0,90	<b>1,63</b>
Jordkabel 12 kV Tätort	~ för hög spridning mellan enkätsvar för att tillhandahålla indikation	0,60	<b>0,67</b>
Jordkabel 24 kV Tätort	Nuvarande Ekm bör ej signifikant ändras (obs! baserat på <5 enkätsvar)	0,60	<b>0,64</b>
Jordkabel 145 kV Tätort	Nuvarande Ekm bör höjas	0,40	<b>0,77</b>
Jordkabel 12 kV City	Nuvarande Ekm bör ej signifikant ändras	0,60	<b>0,66</b>
Jordkabel 24 kV City	~ för hög spridning mellan enkätsvar för att tillhandahålla indikation (obs! baserat på <5 enkätsvar)	0,60	<b>0,50</b>
Stolpstation	Nuvarande Ekm bör höjas	0,00	<b>0,73</b>
Nätstation/kiosk LBG	Nuvarande Ekm bör höjas	0,10	<b>0,76</b>
Nätstation City/Tätort	Nuvarande Ekm bör höjas	0,30	<b>0,84</b>
Nätstation dubbel	Nuvarande Ekm bör höjas	0,50	<b>1,69</b>
Fördelningsstation 52-72,5/12-24 kV, exklusive apparater	Nuvarande Ekm bör höjas	1,90	<b>4,65</b>
Fördelningsstation 145/12-24 kV, exklusive apparater	Ej medtaget i enkäten	1,90	-
Fördelningsstation 145/52-72,5 kV, exklusive apparater	Ej medtaget i enkäten	1,90	-
Linjefack 12-24 kV	Nuvarande Ekm bör ej signifikant ändras	1,40	<b>1,47</b>
Luftledning 36-72,5 kV	Nuvarande Ekm bör höjas (obs! baserat på <5 enkätsvar)	1,50 <sup>8</sup>	<b>2,11</b>

<sup>7</sup> dock signifikant variation mellan elnätsföretag för i princip samtliga Ekm, vilket indikerar att försiktighet bör iakttagas om medelvärde skall användas (se max- och minvärden samt standardavvikelse i appendix)

<sup>8</sup> 52-72,5 KV

Luftledning 84-170 kV	Nuvarande Ekm bör höjas (obs! baserat på <5 enkätsvar)	1,50 <sup>9</sup>	<b>4,89</b>
Jordkabel 36-72,5 kV LSB	Går ej att jämföra <sup>10</sup>	0,30 <sup>8</sup>	<b>0,37<sup>10</sup></b>
Jordkabel 36-72,5 kV Tätort	Går ej att jämföra <sup>10</sup>	0,40 <sup>8</sup>	<b>0,37<sup>10</sup></b>
Jordkabel 36-72,5 kV City	Går ej att jämföra <sup>10</sup>	0,60 <sup>8</sup>	<b>0,37<sup>10</sup></b>
Jordkabel 84-170 kV LSB	Går ej att jämföra <sup>10</sup>	0,30 <sup>9</sup>	<b>0,49<sup>10</sup></b>
Jordkabel 84-170 kV Tätort	Går ej att jämföra <sup>10</sup>	0,40 <sup>9</sup>	<b>0,49<sup>10</sup></b>
Jordkabel 84-170 kV City	Går ej att jämföra <sup>10</sup>	0,60 <sup>9</sup>	<b>0,49<sup>10</sup></b>
Transformator 52/12-24 kV	Nuvarande Ekm bör sänkas	4,6	<b>3,57</b>
Transformator 123-170/12-24 kV	Nuvarande Ekm bör sänkas (obs! baserat på <5 enkätsvar)	4,6	<b>4,39</b>
Transformator 123-170/52-72,5 kV	Inga enkätsvar	5,1	-
Linjefack 145 kV	Inga enkätsvar	1,6	-
Linjefack 52-72,5 kV	Inga enkätsvar	1,6	-
Kund och markservice	Enkät B, se avsnitt 4.6 för mer information	0,06	-

#### Kommentar till analysen:

Det är intressant att notera att för de mått som det rekommenderas en förändring är det, i de flesta fall, en höjning som är aktuell. För regleringen innebär detta att de kategorier som inte värderas upp kommer få en mindre fördelning av de löpande kostnaderna (t.ex. normen oisolerad 0.4 kV luftledning). Eventuellt kan detta också förklaras av en ”bias” i statistiken t.ex. någon form av taktiska svar. Något som dock talar emot taktiska svar är att analys A2b överlag ger högre värden än A2a.

<sup>9</sup> 145 kV

<sup>10</sup> Ej uppdelat på landsbygd, tätort och city i analysen

**Ek-m-tal som ej finns i EBR 2006, där minst ett elnätbolag deltagit med svar i enkäten**

<b>Komponent</b>	<b>Medel</b>	<b>Antal svar</b>	<b>Max</b>	<b>Min</b>
Linjefrånskiljare 36-170 kV	1,14	2	1,30	0,99
Linjefrånskiljare 245 kV	1,30	1	1,30	1,30
Transformatorstation 24-36 kV	8,00	1	8,00	8,00
Transformatorstation 52-72,5 kV	3,89	3	8,00	1,82
Transformatorstation 84-170 kV	3,89	3	8,00	1,82
Transformator 24/12 kV inkl. reglertransformatorer	1,72	3	4,00	0,16
Transformator 72,5-84/12-24 kV	4,00	1	4,00	4,00
Transformator 123-170/36-52 kV	5,58	2	4,62	4,55
Ställverksfack 12-24 kV lika för	1,29	4	2,00	0,86
Ställverksfack 36-72,5 kV lika för	1,74	3	2,00	1,59
Ställverksfack 84-170 kV lika för	1,74	3	2,00	1,59
Kondensatorbatteri 12-84 kV	0,52	4	1,00	0,09
Kondensatorbatteri 123-170 kV	1,00	1	1,00	1,00

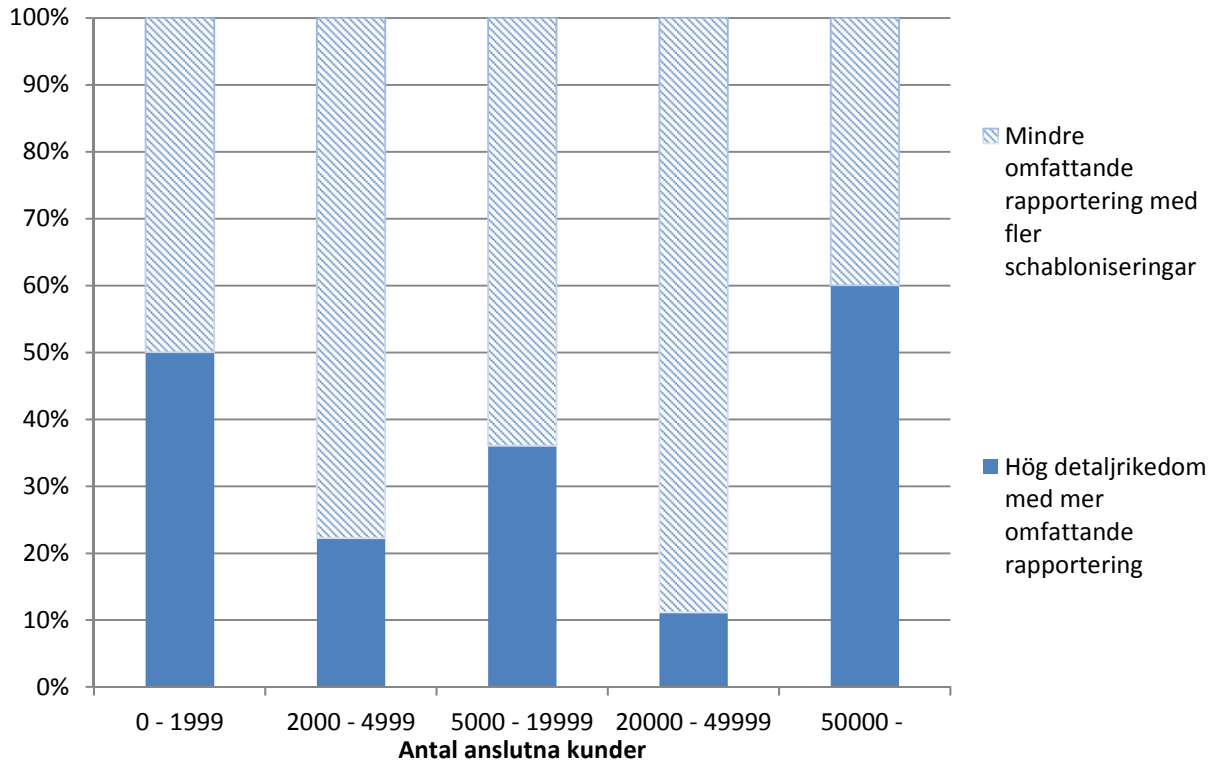
**Ek-m-tal som ej finns i EBR 2006, där inget elnätbolag lämnat svar**

- Luftledning 245 kV
- Jordkabel 245 kV
- Sjökabel 36-72,5 kV
- Sjökabel 84-170 kV
- Sjökabel 245 kV
- Transformator 245/36-52 kV
- Transformator 245/145 kV
- Transformator 245/72,5-84 kV
- Transformator 420/145-245 kV
- Ställverksfack 245-420 kV lika för
- Tilläggskostnad för ställverksfack
- Kondensatorbatteri 245 kV

#### 4.4 Enkät A – Korrelationer och allmänna iakttagelser av samband (A2c)

##### Jämförelse av värdering av detaljriktedom med avseende på nätföretagets storlek

Figur 2 visar en jämförelse av svar i fråga Q14 (detaljriktedom), med avseende på nätföretagets storlek angiven i fråga Q1. Fråga Q14: "Vad värderar ni högst: Hög detaljriktedom i regleringen som tar hänsyn till specifika nät-förutsättningar i ert elnät, eller, mindre omfattande rapportering?". Jämförelsen visar på en viss tendens att mindre nätföretag (<50 000 anslutna kunder) föredrar en reglering med mindre omfattande rapportering med fler schabloniseringar. Detta resonemang gäller dock inte den minsta storlekskategorin (<2 000 anslutna kunder), där hälften av företagen föredrar en hög detaljriktedom.

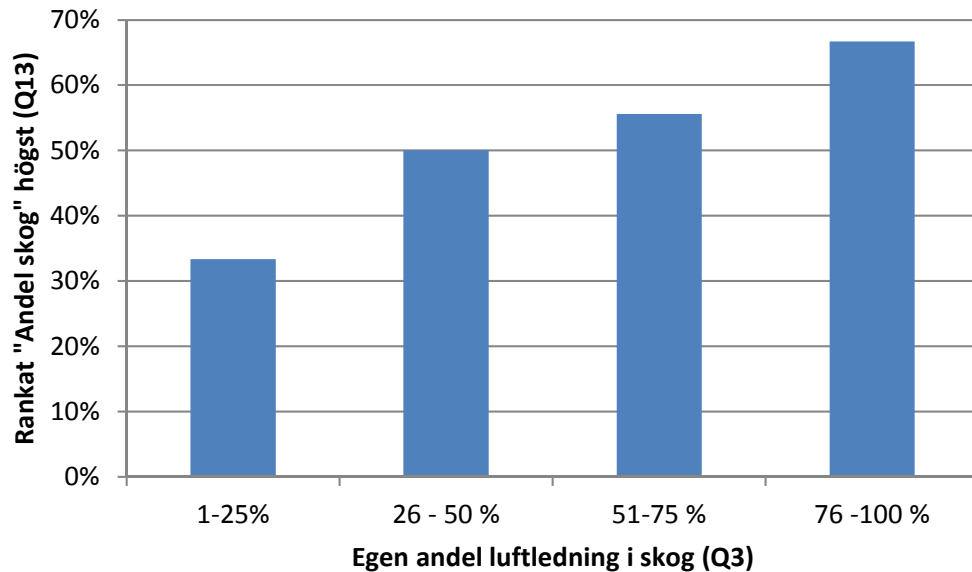


Figur 2– Inställning till detaljriktedom i kommande reglering uppdelat på elnätstorlek

##### Jämförelse av värdering av rankning andel skog och egen andel luftledning i skog

I Figur 3 har en resultatjämförelse gjorts på de företag som rankat "Andel skog" högst i fråga Q13 (Del A), med egen andel luftledning i skog i fråga Q3 (Del A). Fråga Q13: "Rangordna faktorerna med störst påverkan på ERT näts drift- och underhållskostnad?". Jämförelsen visar ett tydligt samband mellan nätägarnas drift- och underhållskostnad och andel luftledning i skog.



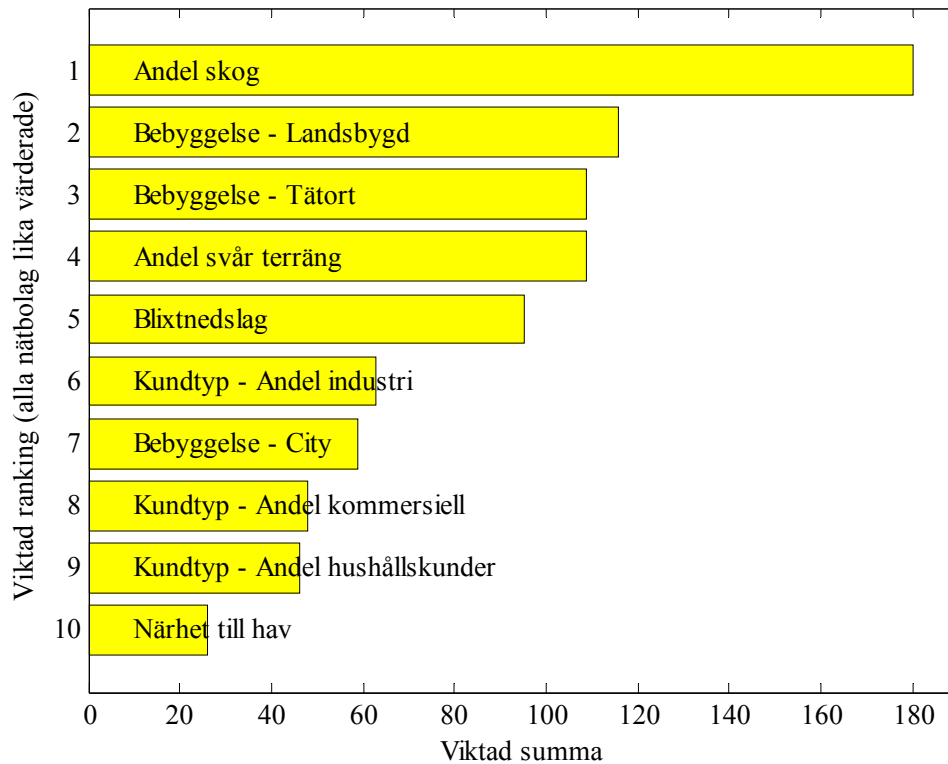


Figur 3 – Jämförelse av rankning andel skogs påverkan på drift- och underhållskostnad och egen andel luftledning i skog

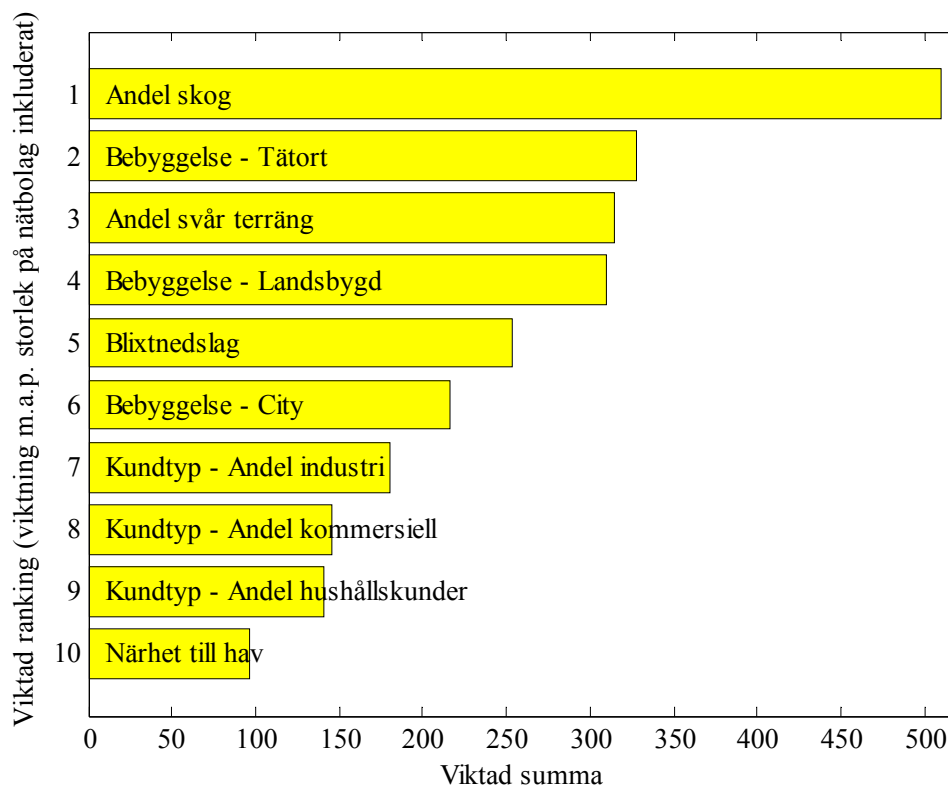
#### Sammanvägning av rankning i fråga Q13 (Del A)

Figur 4 visar den totala rankningen för fråga Q13 (*Rangordna faktorerna med störst påverkan på ERT näts drift- och underhållskostnad?*) om varje val 1-5 värderas med fallande viktighet från 5 (val 1), till 1 (val 5). Resultatet visar att "Andel skog" rankas som klart högst av företagen med avseende på inverkan på nätets drift- och underhållskostnad. Därefter är det relativt jämnt för de följande fyra kategorierna "Bebyggelse – Landsbygd", "Bebyggelse – Tätort", "Andel svår terräng" och "Blixtnedslag". De tre kundtypskategorierna och "Bebyggelse – City" är relativt lågt värderade och minst påverkan anses närhet till hav ha. Sammanvägningen skall dock ses som ett medelvärde av den totala rankningen.

Figur 5 visar samma rankning fast här har även storleken på företaget i fråga Q1 viktats in i summan. Företagets storlek viktas med viktighet 1 (0-1999 kunder) med ökande till 5 (50 000 - kunder). Resultatet är nästintill identiskt med rankningen i Figur 4, vilket tyder på att företagets storlek inte har någon inverkan på hur de olika faktorerna rangordnats.



Figur 4 – Viktad ranking av olika objektiva förutsättnings betydelse (alla nätbolag lika värderade)



Figur 5 – Viktad ranking av olika objektiva förutsättnings betydelse (viktad med avseende på storlek)

## Korrelationer

För mer information om vad korrelation är, se appendix B.1.4.

Korrelationer mellan olika enkätsvar har tagits fram. Syftet är både att undersöka om vissa sorters företag är överrepresenterade med avseende på hur noggrant de har fyllt i enkäten (kan påverka enkätens validitet), dels se samband mellan olika objektiva förutsättningar och olika enkätsvar. Om exempelvis en nätägare med mycket luftledning i skog, värderar underhåll av luftledning hög, kan det bero på flera olika saker: (a) nätägaren har objektivt högre kostnader vilket korrekt återspeglas i resultatet, (b) nätägaren har mer kunskap om denna komponentkategori, (c) medvetet eller omedvetet ”taktiska” svar. För lista med korrelationer, se appendix B.5.

Exempel på trender som går att utläsa från beräknade korrelationer:

- Företag som anser sig ha kunskap om Ekm tenderar att:
  - vara mer positiva till att använda Ekm i kommande reglering
  - anse att jordkabel bör ha högre Ekm jämfört med vad andra tycker
  - anse att nätstationer, luftledning, hängkabel och BLL bör ha lägre Ekm jämfört med vad andra tycker.
- Storlek på företaget påverkar i princip inte hur detaljerat enkäten besvaras.
- Önskad detaljrikedom och bedömning av hur viktig underhållsdelen är av regleringen i stort är i princip okorrelerat med kategori av elnätsföretag.
- Stora företag har något större kunskap om Ekm och är marginellt mer positiva till Ekm jämfört med små.
- I motsats till analysen av andel skog har analysen av korrelationer inte funnit några samband som tyder på att nätföretagen har besvarat enkäten ”taktiskt”:
  - Företagets storlek påverkar inte om landsbygd eller tätort ”favoriseras” (ges höga Ekm), däremot anser stora företag vissa komponentkategorier vara dyrare (exempelvis nätstation – men observera att ökningen är ungefär densamma på landsbygd och tätort/city).
  - Företag med hög andel luftledning tenderar att vara något bättre på att besvara fler frågor i enkäten och tenderar att vilja ha lägre detaljrikedom i regleringen. De tenderar att favorisera landsbygd något, dock favoriserar de inte luftledning framför jordkabel (snarare tvärt om).

## 4.5 Enkät A – Sammanställning av kommentarer (A2d)

### Del A – Q8

*Vad använder ni Ekm till? Andra områden än tidigare svarsalternativ:*

Utöver tidigare svarsalternativ används Ekm i förhandling med leverantörer.

### Del A – Q9

*”Är det lämpligt att använda ett Ekm liknande koncept för att bestämma drift- och underhållsbehov?”:*

Några företag anser att Ekm är en bra metod för att beskriva hur resursbehovet fördelar sig på branschnivå mellan olika anläggningsdelar och typer. Ett av dessa företag poängterar att det i första hand passar på lokalnätetsnivå.

Ett par nätföretag tycker inte Ekm lämpar sig lika bra för att beskriva kostnader för kundadministration. Ett företag tror att Ekm med vidareutveckling även bör kunna beskriva regionnät och kundkostnader.

En nätägare påpekar att det är svårt att fastställa resursbehovet på komponentnivå eftersom kostnadsuppföljning normalt inte sker på denna detaljnivå. En annan ägare säger att det kan finnas andra bra metoder på företagsnivå som tar hänsyn till internt debiteringspris.

För bestämmande av regionnätets resursbehov menar en nätägare att myndigheten först måste ”bestämma rimliga procenttal av NUAK som sedan konvertera dem till Ekm-vikter”.

En påpekar svårigheter med Ekm och gemensamma schakter (korta jämfört med långa sträckor), en annan att ALUS-ledningen avtar i betydelse och en tredje att kabelanvisning i Tåtort/Citymiljö överstiger värden från EBR.

### Del A – Q11

*”Hur stor påverkan har nedanstående faktorer på den totala drift och underhållskostnaden, för ett generellt elnät i Sverige?”:*

Ett par företag med blandad distribution har svårt att ange vilka faktorer som har påtagligt större betydelse än någon annan. En annan ägare väljer att avstå från att svara eftersom svaren är så pass beroende av vilket slags nät tillfrågad nätägare har och eftersom svaret dessutom innehåller osäkerhet.

En berättar att de normalt inte brukar följa upp eller analysera hur kopplingen till andel av olika kundtyper påverkar löpande kostnader. En annan poängterar att bebyggelsens påverkan från City/Tåtort är stor, på lokalnivå ända upp till 50 %. En menar att kundpåverkan beror mycket på hur stor verksamhet i området är i övrigt. (expansiv utbyggnad av fjärrvärme osv.)

### Del A – Q15

*Övriga kommentarer angående regleringens detaljrikedom:*

Några av de tillfrågade föredrar generellt en enkel och lättförståelig reglering framför en detaljerad. En hävdar att en enkel reglering ger ett rättvisande resultat för både nätägare och myndighet.

En annan nätägare påpekar att låg detaljrapportering innebär att mindre nätområden antingen gynnas/missgynnas kraftigt i förhållande till de som har stora nätområden. Om kunderna skall få ett pris som baseras på verkliga kostnader så måste detaljrikedomen upp.

Ett företag hävdar att ”nivån måste avgöras i relation till Ekm- vikternas betydelse i regleringsmodellen. Befintliga Ekm-vikter kan vara en utgångspunkt. Om andelen normkostnad ökar under kommande tillsynsperioder bör Ekm- strukturen förfinas. När normprislistan komponenter utökas behöver också Ekm-listan utökas.”

En saknar standardlistor med många alternativ. En annan specifikt 130 kV GIS ställverk, grova kablar och större nätstationer.

Ett nätföretag kommenterar att detaljnivån i deras rapportering främst styrs av prislistan för värdering av anläggningstillgångar. ”Befintliga Ekm-vikter kan med vissa schabloniseringar användas för att motsvara denna detaljnivå, vilket kan vara en utgångspunkt för den första tillsynsperioden. Detta gäller dock inte för de kundrelaterade kostnaderna där Ekm-vikter krävs för olika typer av kunder, t.ex. med avseende på typ av mätning och spänningsnivå. Om andelen normkostnad ökar i regleringsmodellen bör Ekm-strukturen förfinas och anpassas i relation till detta. Då bör Ekm-vikter tas fram för fler av normprislistans komponenter och antalet schabloniseringar minska.”

## **Del B - Q4d**

### *Övriga kommentarer*

Två mindre nätföretag avstår från att delta i fortsatt arbete eftersom de lider av resursbrist och måste koncentrera sig på den egna verksamheten och förberedelserna inför förhandsregleringen.

Några av nätföretag meddelar att de inte har ett redovisningssystem som gör det möjligt att göra kostnadsuppföljningen på den detaljnivå som efterfrågas i enkäten. En menar att de behöver mer tid för att dela upp drift- och underhållskostnad per komponent. Därför har de svarat så gott de kunnat vad gäller eftersökta kostnader i enkäten och ibland inte alls. En har lämnat de uppgifter som de rapporterat in via årsrapporten, fält TN6302001, TN 6302501, särskild rapport ekonomiska data.

Ett par saknar fördelning av anläggningsdelar i nätet eller kartunderlag och kan därför inte svara. Några poängterar att de saknar kunskaper om Ekm och därför inte kunnat ange egna Ekm. En har försökt ändå, men framhåller att värdena är approximationer.

En nätägare visar oro för att Ekm i nuläget i princip endast tar hänsyn till tekniskt underhåll och att andra kostnader såsom kostnader för kundtjänst samt debiteringen inte får glömmas bort.

Ett företag tror ”att beräkningarna av Ekm-vikter bör genomföras med likartad metodik som idag används av EBR”. De anser ”att det enda möjliga är att utgå från gängse metodik, annars är det inte längre Ekm det handlar om. Vikter som utifrån erfarenhet eller med hjälp av andra metoder föreslås kan vara nog så riktiga för det enskilda företaget. Detta hjälper emellertid inte då EI vill ha ett fördelningsmått som är tillämpligt i hela branschen. Detta måste vara fastställt enligt en transparent metod, så att det går att bedöma tillförlitligheten i resultatet. Därför rekommenderar nätföretaget en djupare analys av befintliga Ekm-vikter för att se om

det finns förbättringar av vikter och metodik. Även kostnadsunderlaget i EBR kan genom en opartisk granskning förbättras och vinna större acceptans.”

Ett annat företag menar ”att den kommande regleringen totalt fokuserar på kapitalkostnadsersättningen. I den föreslagna modellen med ersättning på fullt NUAK (normkostnad) så kommer intäktsramen för flertalet företag att överstiga nuvarande intäkter med minst 20. [sic!] Då den nya regleringen förefaller att bli så pass generös mot företagen finns det inte mycket anledning att jobba så hårt med övriga bitar.”

En nätägare tror att risken finns att enskilda värderingar av Ekm på komponentnivå avviker från det riktiga värdet, men att studie har en chans att resultera i ett rimligt värde. Under förutsättning att underlaget är stort.

## 4.6 Enkät B – Analys (A3)

För rådata, se appendix G.

Endast två företag ("Företag 3" och "Företag 5") har angivit konkreta kundkostnader avseende föreslagna kategorier: (a) faktureringskostnad, (b) kundtjänstkostnad, (c) mätarkostnad. Utöver det har ytterligare ett företag ("Företag 4") angivit total kundrelaterad kostnad i kommentarsfältet. Berörda företag har indikerat under övriga kommentarer att samtliga kundrelaterade kostnader som ingår i tillåten intäktsram är fördelade på dessa tre. Uppskattad kostnad per kund och procentuell fördelning mellan kostnadskategorier skiljer sig signifikant mellan företagen, valet kan bero på flera faktorer såsom objektiva skillnader, kostnadseffektivitet och olika sätt att räkna. Ett exempel som visar på det sistnämnda är att företag 5 har angivit betydligt lägre kundrelaterade kostnader och samtidigt skriver: "Administrativa system ingår inte i kapitalbasen för beräkning av tillåten intäktsram."

EKM för kundrelaterade kostnader har beräknats med två olika metoder:

EKM1 beräknas enligt  $\frac{[\text{angiven kostnad i enkät}1]}{2050}$ , där 2050 antal SEK för EKM2006= 1.

EKM2 beräknas utifrån EKM2006, där "Kund- och markservice" = 0,06, dvs. att total kundrelaterad kostnad definieras som EKM=0,06. Utifrån detta beräknas respektive kategoris EKM som [utifrån analysen beräknad procentuell andel av total kundrelaterad kostnad]\*0,06.

Uppskattade värden på EKM och procentuell fördelning av kostnader för företag 3-5 redovisas i Tabell 6.

**Tabell 6 – Analys av kundrelaterade kostnader baserat på Enkät B**

	Företag 3	Företag 4	Företag 5	Medelvärde
<b>Total kundrelaterad kostnad [kSEK]</b>	3 963 <sup>11</sup>	800 000	168 600	-
[SEK/kund]	386	936	194	<b>290</b>
EKM1	0,188	0,456	0,095	<b>0,246</b>
EKM1 exklusive Företag 4				<b>0,141</b>
EKM2	0,060	0,060	0,060	<b>0,060</b>
<b>Varav faktureringskostnad:</b>	26 %	-	31 %	<b>29 %</b>
EKM1	0,148	-	0,030	<b>0,039</b>
EKM2	0,015	-	0,019	<b>0,017</b>
<b>Varav kundtjänstkostnad:</b>	50 %	-	24 %	<b>37 %</b>
EKM1	0,094	-	0,023	<b>0,059</b>
EKM2	0,030	-	0,014	<b>0,022</b>
<b>Varav mätarkostnad:</b>	24 %	-	44 %	<b>34 %</b>
EKM1	0,046	-	0,042	<b>0,044</b>
EKM2	0,015	-	0,027	<b>0,021</b>

Skillnaden mellan företag 3-5 och skillnaden mellan företagen och EKM2006 ger en indikation på att det behövs en tydlig definition för hur företag redovisar kostnader och att fortsatta studier krävs. Företag 2 som inte angivit några kostnader ger en kommentar som

<sup>11</sup> 3 963 SEK har angivits i enkäten, men då det är orimligt har det i analysen antagits att 3 962 kSEK avses.

stärker en sådan indikation ytterligare: ”För att en jämförelse företagen emellan skall vara meningsfull krävs en tydlig definition av vad som skall ingå. Vår bedömning är att denna uppgift kan tolkas och besvaras på många olika sätt och att spridningen i svaren kan bli stor”. Samtliga företag svarar nekande på frågan om det är möjligt att bryta upp de olika kundrelaterade kostnaderna. Detta motiveras i kommentarerna med att sådan uppdelning inte finns hos företagen i nuläget. Samtidigt är kommentarerna överlag försiktigt positiva till att utreda möjlighet till en mer detaljerad uppdelning. Företag 2 lämnar följande slutkommentar: ”EKM-vikter bör tas fram för några olika kundkategorier, som t.ex. för olika spänningsintervall för högspänning, samt med hänsyn till typ av mätning (tim och månad) för lågspänning. De kundrelaterade kostnaderna utgör i lokalnätet ca hälften av de totala påverkbara löpande kostnaderna, vilket bör avspeglas då EKM räknas ut för ett företag. För regionnät är motsvarande siffra ca 25 %. För definition av kundrelaterade kostnader hänvisas till branschens rapport ”Nätföretagens kundadministrativa kostnader och overheadkostnader...”.



## 5 Avslutning

Studien bygger på Ekm 2006. För närvarande arbetar EBR med en uppdaterad version av Ekm (bl.a. fler mått). Under mars 2011 skall företagen rapportera in tillgångar och kunder till EI, vilket möjliggör en fullskalig konsekvensanalys av införandet av Ekm-liknande mått.

### Huvudslutsatser

- *Nuvarande Ekm har inte kunnat valideras tillräckligt.*
- *Det finns tveksamheter kring tillförlitligheten hos existerande mått (bland annat med avseende på mängden underliggande studier).*
- *Rekommendationen är att uppdatera samtliga mått och/eller minska delen som regleras med måtten under kommande tillsynsperiod.*

Med anledning av dessa slutsatser presenteras det utvecklingsbehov som identifierats för att nå fram till mått som kan användas i en framtida reglering.

### Resultat

- *Kunskap:* Initiering till aktivitet bland elnätsföretag att öka kunskap och medvetenhet om Ekm och kommande förhandsreglering.
- *Problemidentifiering:* Endast få elnätsföretag har i dagsläget kunskap nog för att vilja/kunna bidra med ”skarpa” förslag på lämpliga Ekm-värden. En hög andel av Sveriges elnätsföretag har emellertid engagerat sig och svarat åtminstone delvis på enkäten och bidragit med värdefulla kommentarer. Dessa har följts upp med intervjuer.
- *Indikationer:* Enkäten ger indikationer för några Ekm-tal.
- *Modellering:* Det är stor spridning mellan enkätsvar avseende Ekm. Om detta beror på objektiva skillnader mellan företagen, eller annat går ej att utröna. Det är således möjligt att värdena på Ekm bör bero på fler saker än komponentkategori.
- *Plan:* En plan har tagits fram med förslag på aktiviteter.
- *Två identifierade fokusområden:* Två områden har identifierats som viktiga att analysera extra noga: 1) *Kundrelaterad kostnader* – Det har framkommit tydligt, bland annat i enkätsvar, att kundrelaterade kostnader är viktiga att lyfta fram, men även att de kan vara svåra att definiera. 2) *Ekm på högre spänningsnivåer* – Ekm saknas till stora delar för högre spänningsnivåer (och där det finns bygger de på färre studier).

### Förslag på handlingsplan och fortsatt arbete

Om EI bestämmer sig för att använda Ekm-liknande mått<sup>12</sup> i kommande reglering rekommenderas följande: Ekm-liknande mått bör användas för en mindre del än 25 % av påverkbara löpande kostnader under första tillsynsperiod. För att ta fram tillförlitliga mått för framtida reglering bör dels implementering och utvärdering ske, dels djupare studier av Ekm.

- *Implementering och utvärdering:* Preliminära Ekm bör implementeras redan under första tillsynsperioden, men för en lägre andel av påverkbara löpande kostnader, förslagsvis så att de medel som omfördelas i genomsnitt blir väsentligt lägre än kvalitetsregleringen. Detta bör följas upp med kontinuerliga utvärdering och utveckling. Fördelen med ett begränsat införande jämfört med pilotstudier är högre incitament för inblandade parter att lägga ned de resurser som krävs för att ta fram tillförlitliga Ekm.

---

<sup>12</sup> Utredning av alternativa modeller, om EI bestämmer sig för att inte använda Ekm-liknande mått, ligger utanför ramen för denna studie.

- *Djupare studier av Ekm*: Parallellt med implementering och utvärdering enligt ovan, bör Ekm med bakomliggande teori studeras mer ingående än vad som har gjorts i denna studie. Förslag på handlingsplan för detta ges i appendix A.

## 6 Referenser

- [1] Carl Johan Wallnerström, Lina Bertling och L. A. Tuan, "Risk and reliability assessment for electrical distribution systems and impacts of regulations with examples from Sweden," *International Journal of Systems Assurance Engineering and Management*, december 2010.
- [2] Carl Johan Wallnerström och Lina Bertling, *Investigation of the Robustness of the Swedish Network Performance Assessment Model*, *IEEE Trans on Power Systems*, vol. 23, pp. 773-780, maj 2008.
- [3] Carl Johan Wallnerström och Lina Bertling, *Laws and Regulations of Swedish Power Distribution Systems 1996-2010 – Learning from novel approaches as less good experiences*, CIREN Workshop, Lyon, Frankrike, juni 2010.
- [4] Carl Johan Wallnerström och Lina Bertling, *Learning from Experiences of the prior Swedish Electrical Distribution System Regulation – Reference Material when Developing the Future Regulatory Incentives*, Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe 2010, Göteborg, oktober 2010.
- [5] Energimarknadsinspektionen. *Förhandsreglering av elnätstariffer - principiella val i viktiga frågor*. EI R 2009:09, Eskilstuna, oktober 2009.
- [6] Energimarknadsinspektionen/Sweco, *Reglering av elnätsföretagens intäkter – Regelmässiga avskrivningstider*, Stockholm, januari 2010.
- [7] Energimarknadsverket, Finland, <http://www.energiarkkinavirasto.fi/>, hämtad 2010-11-29.
- [8] Energitilsynet, Danmark, [www.energitilsynet.dk](http://www.energitilsynet.dk), hämtad 2010-11-29.
- [9] Ofgem, Storbritannien, <http://www.ofgem.gov.uk>, hämtad 2010-11-29.
- [10] Svensk Energi, *EBR KLG0:06, Handbok till kostnadskatalogerna*, Stockholm, 2006.
- [11] Ulf Wagenborg, Svensk Energi, *Intervju/möte*, se protokoll **appendix C.1**.
- [12] EBR, <http://www.ebr.nu/>, hämtad 2010-11-29.
- [13] Energimarknadsinspektionen/Sweco, *Reglering av elnätsföretagens intäkter - Normprislista i pilotförsök*, Stockholm, januari 2010.
- [14] Svensk Energi, *EBR KLG1:09, Lokalnät 0,4 kV-24 kV samt optonät*, Stockholm, 2009.
- [15] Svensk Energi, *EBR KLG2:09, Regionsnät 36 kV -145 kV*, Stockholm, 2009.
- [16] Svensk Energi, Projektgrupp OPEX, *Funktionsindelning av löpande påverkbara kostnader*, Internt Exceldokument, oktober 2010.
- [17] Energimarknadsinspektionen, *Förhandsregleringens krav på effektiviseringar, intäktsram för löpande kostnader*. EI R2010:11, Eskilstuna 2010, [http://www.ei.se/upload/Rapporter/Forhandsregleringens\\_krav\\_pa\\_effektiviseringar\\_intaktsramen\\_for\\_lopande\\_kostnader.pdf](http://www.ei.se/upload/Rapporter/Forhandsregleringens_krav_pa_effektiviseringar_intaktsramen_for_lopande_kostnader.pdf), hämtad 2010-11-29.
- [18] Konsumenternas Elrådgivningsbyrå, *Adresser till elnätsföretag*, <http://kons-elmarknad.episerverhosting.com/>, Adresslista för Sveriges elnätsbolag finns under: *Startsida > Faktabank > Faktablad > Adressförteckningar*. Hämtad 2010-11-29.
- [19] EON, Fortum och Vattenfall, *Intervju/möte med regionnäsägare*, se **appendix C.2**.
- [20] Energimarknadsinspektion, Resultaträkning, <http://www.ei.se/For-Energiforetag/EI/Inrapportering-for-elnatsforetag/Inrapporterade-data/>, hämtad 2010-11-29.
- [21] Energimarknadsinspektion, Särskilda rapporten (teknisk information), <http://www.ei.se/For-Energiforetag/EI/Inrapportering-for-elnatsforetag/Inrapporterade-data/>, hämtad 2010-11-29.



## A Förslag på handlingsplan

### A.1 Problem

Två grundproblem för etablerandet av nya mått har identifierats, dessa belyses i följande underkapitel.

#### Grundproblem 1, bristande konsekvensanalys

Det kan inte rekommenderas att införa en reglering baserad på mått som ej testats på en signifikant del av populationen. Detta innebär ett behov av mer information.

I den känslighets/konsekvensanalysen som utförts inom ramen för detta projekt har det framkommit indikationer på att cirka 25 % av de löpande kostnaderna kommer omfördelas med nuvarande upplägg. Även om detta "enbart" kommer påverka 25 % av de löpande kostnaderna, det vill säga den andel som regleras i första steget, så är det stora belopp som skall omfördelas, 6 % ( $0.25 \cdot 0.25$ ) av de löpande påverkbara kostnaderna, detta är i samma storleksordning som justeringar avseende kvalitet.

#### Lösning grundproblem 1

Följande måste adresseras för en mer fullständig konsekvensanalys:

- Mängd av de entiteter, hos alla företag, som förekommer i de nya måtten.
- Entydig klassificering av komponenter.
- Entydig klassificering inom EI av vilka kostnader som skall räknas till de rörliga kostnaderna och därmed påverkas av måtten. Detta behövs för att entydigt etablera måtten (samt klargöra för företagen vad EI avser med löpande påverkbara kostnader).

Detta utgör en grund för att utvärdera, korrigera och finjustera de nya måtten. Med information om företagens anläggningar (ledningslängd, antal komp, etc.) och kunder så kan bättre estimat av effekten av regleringen göras. En stabil prognos bör kunna utföras av EI, eller anlitate experter, innan fastläggandet av Ekm-liknande mått.

Ytterligare information kan erhållas från den optimeringsmetodik som presenteras i 0. Resultaten från en sådan optimering bör inte användas direkt, utan kombineras med andra analyser förslagsvis analyser som tar upp god effektiv praxis. Annars riskerar en styrning, baserad på ovanstående optimering, att premiera kostsamma underhållsstrategier.

#### Grundproblem 2, befintliga mått, syfte och kvalitet

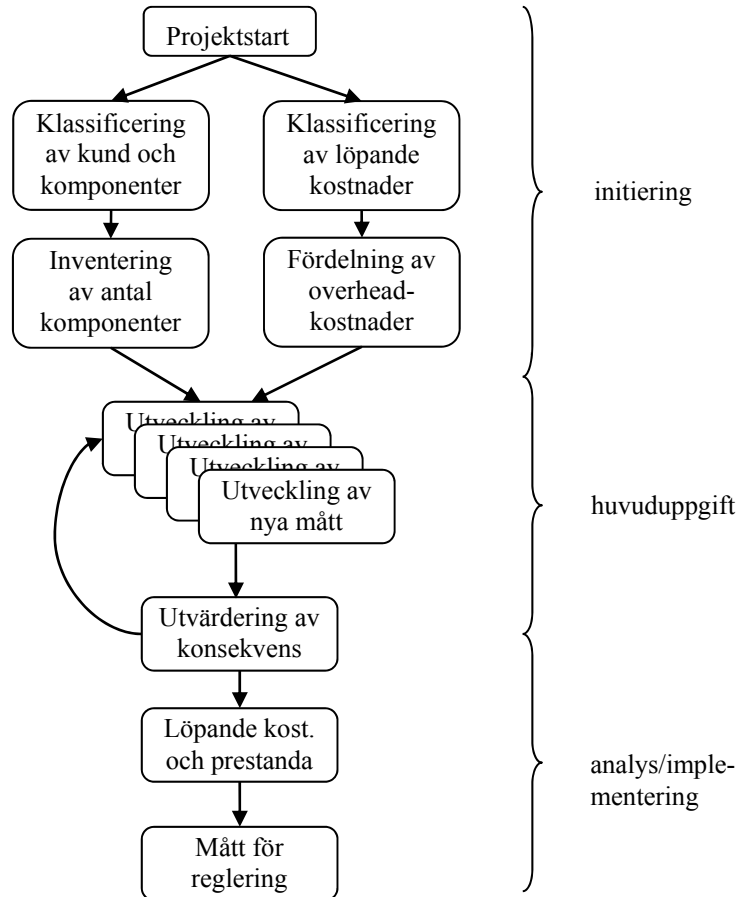
De Ekm-mått som idag finns utvecklade av EBR får anses vara i varierande grad väletablerade, de är dock inte ämnade för en reglering och bygger i många fall på ett fåtal utvärderingar. Generellt kan det sägas att de lägre spänningsnivåerna är bättre etablerade än de högre.

Overheadkostnader utgör en väsentlig del av företagens löpande påverkbara kostnader och bör därför tas med. EBR:s Ekm mått bygger på kostnader vid specifika underhållsfrekvenser, det är mycket oklart om overheadkostnader på ett stringent vis kan knytas till denna typ av frekvenser. T.ex. är det tveksamt om overheadkostnaderna ökar linjärt med en ökning av trädröjning.

Lösningen för denna problematik är upprättandet av en handlingsplan enligt nedan.

## A.2 Handlingsplan

Detta understycke listar frågor som behöver lösas för ett framgångsrikt införande av Ekm-liknande mått i regleringen. I flödesschemat nedan presenteras hur arbetet skulle kunna läggas upp för att nå fram till välbestämda mått.



Antalet pilar med återkoppling bakåt har reducerats, men ett flertal är tänkbara:

- Starta om hela processen efter första iterationen, detta för att följa upp värden och förbättra.
- Från prestandautvärdering till tidigare steg för att styra mot en effektivare hantering av löpandekostnader men även identifiering av specifika förutsättningar som belyser behovet av nya mått (enligt ovan).
- Utveckling av måtten kan leda till behov att återbesöka klassificeringsarbetet.

Nedan beskrivs problemen för de separata delarna av den föreslagna processen.

### A.2.1 Initiering

#### Hur säkerställs otillbörlig påverkan?

Det är högst väsentligt att fortsatta studier sker på ett sådant vis att det minimerar risken för otillbörlig påverkan. Detta kan delvis uppnås genom att en tydlig plan föreslås.

#### Validering av kostnadsdata (EBR-katalogen)

Vid stickprovskontroller i EBR-katalogen har inkonsekventa beräkningar identifierats. Det är givetvis i princip omöjligt att framställa en så stor informationsmängd utan fel. För en reglering blir det dock viktigt att identifiera en ungefärlig felnivå, detta bland annat för att kunna utföra en korrekt konsekvensanalys. Vidare bygger ett flertal beräkningar i EBR på faktorer (tex \*4,4) av specifika kostnader (montör) vilket ger en ökad känslighet i eventuella felaktigheter i inparametrar. Detta behöver inte nödvändigtvis innebära en svaghet i metoden, men en känslighetsanalys är att rekommendera.

### **Klassificering av komponenter**

En entydig klassificering av vilka komponenter och kunder som skall klassas till respektive entitet i de nya måtten.

### **Mängd komponent hos varje företag av de entiteter som förekommer i det nya måttet**

Mängd komponent hos varje företag av de entiteter som förekommer i det nya måttet behöver samlas in. För att detta skall ske på ett bra vis behövs en:

Entydig klassificering av komponenter, vilka komponenter skall räknas in i varje grupp.

### **Klassificering av vilka kostnader som skall räknas till de rörliga/löpande kostnaderna och därmed påverkas av måttet**

Företagen har en oklar bild över de rörliga kostnaderna per komponent. Det är tydligt att klassificeringen måste göras mycket tydlig för att få korrekta värden och relevant kritik. En oklar bild av vilka kostnader som bör räknas in leder ofrånkomligen till missförstånd kring utformningen av måttet samt felaktigt input till och från de som bestämmer måttet.

### **Overheadfördelning**

Riktlinjer för hur overheadkostnader fördelas behöver bestämmas. Till att börja med utvärdera om den metod som används av EBR är acceptabel. För att undersöka fördelningen av overheadkostnader kan viss indikation fås via en utökad optimering i enlighet med tidigare kapitel.

### **A.2.2 Utveckling av nya och befintliga mått**

EI har föreslagit att 55 mått används, detta bör ge en god grund för att få med de flesta aspekter av olika nätägares komponenter och kunder. För måttet ser situationen ungefär ut så här:

- Mått för komponenter på upp till 24 kV är relativt väl underbyggda, detta innebär fortfarande att majoriteten av dessa mått bör analyseras på nytt (bland annat med avseende på overheadkostnader och konsekvens av införande).
- 25 mått för komponenter på mellanspänning, här finns visst stöd att finna i befintliga Ekm mått men de flesta mått behöver nya analyser.
- 7+ mått på högspänningsnivå, helt nya mått behövs.
- 2 mått för kund, helt nya mått behövs.

Total arbetsinsats för att utföra dessa analyser är svår att avgöra. Med ett trettiotal komponenter och kunder i behov av helt nya analyser och ungefär lika många i behov av utökad analys, så kan det konstateras att omfattande analyser behövs. En mininivå av analyser är rimligen tre analyser per komponent, fler vore definitivt önskvärt och är troligen nödvändigt om de första analyserna ger mycket olika värden. I de fall där det redan finns viss information kan arbetsinsatsen sänkas något (kanske 2 analyser). Detta leder till en uppskattning på följande arbetsåtgång:

$$\text{Arbetsåtgång} = (35*3 + 20*2)*T$$

Där T är tidsåtgången för varje studie, är T=20h, behövs 2900h (72.5 arbetsveckor) för att nå fullständiga mått. Detta baseras på att tre värden per entitet är tillräckligt, vilket i vissa fall lär bli tveksamt. Vissa analyser kan komma att indikera att vissa entiteter bör delas upp i fler underkategorier (tex med avseende på miljö). Utöver denna tidsåtgång tillkommer tid för övriga frågor i detta underkapitel, förmodad expansion av modell (fler mått), koordinering, administration och kommunikation. Om 20h per analys och 3 analyser är rimliga antaganden är mycket svårt att säga, men uträkningen ger i vart fall en indikation på vilken arbetsinsats som behövs. Värdet kan te sig stort men är i monetära termer i storleksordningen 0.1% av de medel som förväntas regleras per år i det första skedet. Även jämfört med den tid som nätföretag och myndighet kommer att lägga ned på hanteringen av denna del av reglering är värdet inte anmärkningsvärt.

### **A.2.3 Analys/Implementering**

#### **Utvärdering av konsekvens**

Bygger på data och definitioner och nya värden. Utvärderingen kan resultera i att vissa mått bör studeras än mer detaljerat tex då de behöver brytas isär i fler mått. En parameter i utvärderingen är rimligen målfunktionen i den optimering som presenteras i 0.

#### **Undersökning av de löpande kostnadernas effekt på prestanda**

Med den insamlade informationen och tillgängliga verktygen, som föreslås ovan, finns en god möjlighet att använda dessa för att analysera om det råder något samband mellan höga löpande kostnader och hög tillgänglighet. Detta bör givetvis kontrolleras mot ett antal miljöfaktorer. En dylik insats tjänar dels till att identifiera god underhållspraxis och dels till att identifiera områden med annorlunda förutsättningar (tex kan ett dåligt värde bero på svår miljö/omständigheter som inte inkluderas i det första utkastet av den nya regleringen).



## B Genomförda analyser

### B.1 Statistisk modell för utredning av Ekm-tal

Från enkätsvar i denna studie skattas Ekm-värdet för olika komponenter. Syftet med detta kapitel är att presentera en modell för hur dessa värden statistiskt kan utvärderas.

#### Definitioner

- $EKM_i$  = objektivet Ekm-medelvärde för *komponent i*,
- $\Delta EKM_{i,m}^{FS}(x, y \dots)$  = Objektiv, företagsspecifik, avvikelse från  $EKM_i$ , för *företag m*, som beror på objektiva förutsättningar ( $x, y, \dots$ ), t.ex. terräng och klimat,
- $EKM_{i,f}(x, y, \dots) = EKM_i + \Delta EKM_{i,f}^{FS}(x, y \dots)$ ,
- $\varepsilon_{i,m} = \varepsilon_{1,i,m} + \varepsilon_{2,i,m}$  = mätfel vid *mätning m* (exempelvis ett enkätsvar), där  $\varepsilon_{1,i,m}$  är en oberoende stokastisk avvikelse med väntevärde noll och  $\varepsilon_{2,i}$  är eventuella övriga avvikelser (exempelvis att företaget medvetet eller omedvetet under- eller överskatta Ekm för komponent *i*).
- $EKM'_i$  = skattat Ekm-medelvärde från genomförd analys.

#### B.1.1 Tolkning av resultat från statistik analys

Utifrån flera mätningar (t.ex. enkätsvar) kan ett Ekm-tal skattas ( $EKM'_i$ ) som medelvärdet av samtliga mätningar enligt:

$$\begin{aligned} EKM'_i &= \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m EKM'_{i,m} = EKM_i + \frac{1}{m} \sum_{m=1}^m \Delta EKM_{i,f}^{FS} + \frac{1}{m} \sum_{m=1}^m \varepsilon_{1,i,m} + \frac{1}{m} \sum_{m=1}^m \varepsilon_{2,i,m} \\ &= \left\{ \text{sätt } \varepsilon_1 = \frac{1}{m} \left( \sum_{m=1}^m \varepsilon_{1,i,m} + \sum_{m=1}^m \Delta EKM_{i,m}^{FS} \right), \varepsilon_2 = \frac{1}{m} \sum_{m=1}^m \varepsilon_{2,i,m} \right\} \\ &= EKM_i + \varepsilon_1 + \varepsilon_2 \end{aligned}$$

Om  $m$  är tillräckligt<sup>13</sup> stort kan följande approximation göras:

$$\varepsilon_1 \in N(0, \sigma_\varepsilon).$$

Påverkan från  $\varepsilon_1$  på  $EKM'_i$  kan uppskattas statistiskt och den minskar med antalet mätningar  $m$ . Emellertid kan det finnas motiverade avvikelser, se avsnitt B.1.2.

$\varepsilon_2$  är svår att skatta, se avsnitt B.1.3.

#### B.1.2 Antal inparametrar

I dagsläget baseras Ekm endast på komponentkategori (t.ex. 0.4 kV luftledning). Ingen hänsyn tas till andra objektiva förutsättningar som exempelvis terräng. Om det finns sådana objektiva förutsättningar som signifikant påverkar resultatet finns det olika möjliga angreppssätt:

- Prioritera att ha en enkel reglering. Ekm är ett ”nollsummespel”, dvs. om ett företag gynnas är det på bekostnad av hela kollektivet. Om för- och nackdelarna för varje enskilt företag anses ta ut varandra tillräckligt väl, kan det motivera enkelhet i regleringen (detta är en av frågeställningarna i genomförd enkätundersökning).

<sup>13</sup>  $\varepsilon_{1,i,m}$  har per definition väntevärde 0 och från definitionen av  $EKM_i$  och  $\Delta EKM_{i,f}^{FS}(x, y \dots)$  kan följande härledas:  $\sum_{\text{alla}} \Delta EKM_{i,f}^{FS}(x, y \dots) = 0$ . Normalfördelning följer av centrala gränsvärdessatsen.

- Hanteras eventuella ”orättvisor” utanför Ekm genom att företag som på grund av speciella förutsättningar signifikant missgynnas, skall ha möjlighet att motivera detta till EI separat.
- Ha fler inparametrar.

I enkäten ställs frågan till varje företag huruvida de prioriterar enkelhet eller detaljrikedom i regleringen. Vidare ställs även frågor om hur olika objektiva förutsättningar påverkar Ekm. Analyser byggda på bland annat dessa svar har som målsättning att ge indikationer för hur  $\Delta EKM_{i,m}^{FS}(x, y \dots)$  bör hanteras i kommande reglering.

### B.1.3 Systematiska fel

Studier av korrelationer kan ge indikationer huruvida elnätsföretag, medvetet eller omedvetet, svarar taktiskt/partiskt på enkäten (se avsnitt B.1.4 och avsnitt 4.4)

Tillräckligt noggranna analyser av systematiska fel ryms inte inom projektets ram för att rekommendera skarpa Ekm-tal att införa som de är i kommande reglering. Framtida studier bör komplettera med uppföljning där exempelvis följande metoder kan användas:

- Väga in information från kompletterande källor, t.ex. intervjuer
- Konsekvensanalys
- Känslighetsanalys
- Riskanalys

### B.1.4 Korrelationer

Korrelationen är ett statistiskt mått som anger graden av linjärt beroende mellan två talserier (x och y) och antar värden mellan -1 och +1, där:

-1 betyder att  $x = -\text{konstant} \cdot y$

+1 betyder att  $x = \text{konstant} \cdot y$

0 betyder att de är helt okorrelerade.

Observera följande:

- Korrelation är inget bevis på orsakssamband.
- Att två saker är okorrelerade betyder nödvändigtvis inte att de är oberoende, exempelvis är  $x=y^2$  [x är heltal mellan -20 och + 20] beroende, men helt okorrelerade.

## B.2 Jämförelse mellan analysresultat för analys 1-3

Jordkabel 24 kV City	0,60	0,60	0,60	0,60	1,20	0,90	0,60	0,60	0,90	0,90	0,60	0,60	0,40	0,60	0,60	0,60	3
Jordkabel 12 kV City	0,60	0,60	0,60	0,70	1,30	1,30	1,10	1,10	1,30	1,50	2,30	2,40	10,20	3,40	3,40	3,40	11
Jordkabel 145 kV Tätort	0,40	0,40	0,40	0,70	1,20 <sup>1</sup>	0,90 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,26	1,63	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>		1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	6
Jordkabel 24 kV Tätort	0,60	0,60	0,60	0,70	1,42	1,25	0,54	0,55	1,26	1,63	0,64	0,50	0,65	0,61	0,50	0,50	4
Jordkabel 12 kV Tätort	0,60	0,60	0,60	0,70	1,39	1,99	0,96	0,76	1,23		0,70	1,05	1,02	0,79			19
Hängkabel 24 kV	0,90	0,90	0,90	0,70	1,71	1,14	0,65	1,07	1,25	1,63	0,67	0,64	0,77	0,66	0,50	0,50	3
Hängkabel 12 kV	0,90	0,90	0,90	0,70	1,30	1,30	1,10	1,10	1,30	1,50	2,30	2,40	10,20	3,40	3,40	3,40	11
Jordkabel 24 kV LBG	0,60	0,60	0,60	0,70	1,20 <sup>1</sup>	0,90 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,26	1,63	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>		1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	6
Jordkabel 12 kV LBG	0,60	0,60	0,60	0,70	1,42	1,25	0,54	0,55	1,26	1,63	0,64	0,50	0,65	0,61	0,50	0,50	11
Belagd linna 12-24 kV	0,90	0,90	0,90	0,70	1,39	1,99	0,96	0,76	1,23		0,70	1,05	1,02	0,79			19
Luftledning 12-24 kV	1,20	1,30	1,30	1,30	1,71	1,14	0,65	1,07	1,25	1,63	0,67	0,64	0,77	0,66	0,50	0,50	3
Jordkabel 0,4 kV City	0,70	0,70	0,70	0,70	1,30	1,30	1,10	1,10	1,30	1,50	2,30	2,40	10,20	3,40	3,40	3,40	11
Jordkabel 0,4 kV Tätort	0,70	0,70	0,70	0,70	1,20 <sup>1</sup>	0,90 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,26	1,63	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>		1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	6
Jordkabel 0,4 kV LBG	0,70	0,70	0,70	0,70	1,42	1,25	0,54	0,55	1,26	1,63	0,64	0,50	0,65	0,61	0,50	0,50	11
Luftledning 0,4 kV	1,00	1,00	1,00	1,00	1,39	1,99	0,96	0,76	1,23		0,70	1,05	1,02	0,79			19
Ekmt	1,00	0,80	2,20	3,20	1,30	1,30	1,10	1,10	1,30	1,50	2,30	2,40	10,20	3,40	3,40	3,40	11
A1	1,00	0,70	0,70	0,70	1,20 <sup>1</sup>	0,90 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,26	1,63	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>		1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	1,50 <sup>1</sup>	6
A2	1,00	0,60	0,67	0,74	1,42	1,25	0,54	0,55	1,26	1,63	0,64	0,50	0,65	0,61	0,50	0,50	11
A3	1,00	1,11	0,63	1,39	1,99	0,96	0,76	0,76	1,23		0,70	1,05	1,02	0,79			19
A2-3	1,00	0,85	0,65	0,94	1,71	1,14	0,65	1,07	1,25	1,63	0,67	0,64	0,77	0,66	0,50	0,50	3
#svar	22	18	20	13	18	13	16	6	11	3	19	4	6	11	3	3	11
Sjökabel 36-72,5 kV																	0
Jordkabel 245 kV																	0
Jordkabel 84-170 kV																	0
Jordkabel 36-72,5 kV	0,3-	0,3-	0,3-	0,3-	1,90	1,40	1,50 <sup>2</sup>	1,50 <sup>3</sup>									4
Luftledning 84-170 kV	0,6 <sup>2,4</sup>	0,6 <sup>3,4</sup>	0,6 <sup>3,4</sup>	0,6 <sup>3,4</sup>	10,00	1,50	2,40 <sup>2</sup>	3,90 <sup>3</sup>									4
Luftledning 245 kV	4,2-	4,2-	4,2-	4,2-	4,13	1,53	3,23	5,00									4
Luftledning 36-72,5 kV	6,5 <sup>2,4</sup>	6,5 <sup>2,4</sup>	6,5 <sup>2,4</sup>	6,5 <sup>2,4</sup>	4,13	1,53	3,23	5,00									4
Luftledning 12-24 kV	10,9 <sup>3,4</sup>	10,9 <sup>3,4</sup>	10,9 <sup>3,4</sup>	10,9 <sup>3,4</sup>	4,13	1,53	3,23	5,00									4
Linjefränskiljare 245 kV					1,41	0,99	4,85	4,89									4
Linjefränskiljare 36-170 kV					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Linjefränskiljare 245 kV					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Luftledning 245 kV					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Luftledning 84-170 kV					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Luftledning 36-72,5 kV					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Luftledning 12-24 kV					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Fördelningsstation 52-					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Nästation dubbel					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Nästation City/Tätort					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Nästation sk LBG					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Stolpstation					1,47	2,11	4,89	4,89									4
Ekmt	0,00	0,10	0,30	0,50	1,90	1,40	1,50 <sup>2</sup>	1,50 <sup>3</sup>									4
A1	0,20	0,40	1,00	2,10	10,00	1,50	2,40 <sup>2</sup>	3,90 <sup>3</sup>									4
A2	0,57	0,39	0,55	0,90	4,13	1,53	3,23	5,00									4
A3	0,86	1,08	1,14	2,48	5,55	1,41	0,99	4,85									4
A2-3	0,73	0,76	0,84	1,69	4,65	1,47	2,11	4,89									4
#svar	17	19	20	12	11	17	4	4	0	2	1	6	4	0	0	0	4
Transformator 420/145-245 kV																	0
Transformator 245/72,5-84 kV																	0
Transformator 245/145 kV																	0
Transformator 245/36-52 kV																	0
Transformator 123-170/36-52 kV																	0
Transformator 123-170/12-24 kV																	0
Transformator 72,5-84/12-24 kV																	0
Transformator 52/12-24 kV																	0
Transformator 24/12 kV inklusive																	0
Transformatorstat ion 245-420 kV																	0
Transformatorstat ion 84-170 kV																	0
Transformatorstat ion 52-72,5 kV																	0
Transformatorstat ion 24-36 kV																	0
Sjökabel 245 kV																	0
Sjökabel 84-170 kV																	0
Ekmt																	0
A1																	0
A2																	0
A3																	0
A2-3																	0
#svar	0	0	1	3	3	0	3	5	1	3	2	0	0	0	0	0	0
Kondensatorbatter i 245 kV																	1
Kondensatorbatter i 123-170 kV																	1
Kondensatorbatter i 12-84 kV																	1
Tilläggskostnad för ställverksfack 420 kV lika för																	0
Ställverksfack 245-420 kV lika för																	0
Ställverksfack 84-170 kV lika för																	0
Ställverksfack 36-72,5 kV lika för																	0
Ställverksfack 12-24 kV lika för																	0
Ekmt																	0
A1																	0
A2																	0
A3																	0
A2-3																	0
#svar	4	3	3	0	0	4	1										0

<sup>1</sup> Benämns som ”högspänning” (12 kV och/eller 24 kV i enkätundersökningen)<sup>2</sup> 52,5-72,5 kV (36-72,5 kV i enkätundersökningen)<sup>3</sup> 145 kV (84-170 kV i enkätundersökningen)<sup>4</sup> Uppdelat (till skillnad från enkätundersökningen) i landsbygd, tätort och city

## B.3 Optimal justering av Ekm för minsta avvikelse i löpande kostnader

### B.3.1 Nuvarande värden

Med utgångspunkt i 2006 års Ekm mått har följande avvikelse beräknats för de löpande kostnaderna:

2 225 164 kSEK

Det vill säga att 1,1 miljarder kronor skulle omfördelas mellan företagen (via tariffer). Det antas att detta värde bör minskas då detta dels förmodligen anger vissa missade kostnader i Ekm måtten (dvs kostnader som bör knytas till en viss entitet) och dels förmodas ge en indikation på problem med acceptans av en metod som föreslår stora förändringar.

Värdena ovan är baserade på Ekm värden för 2006, se avsnitt 2.2.3 och inrapporterade anläggningstillgångar för 2008.

### B.3.2 Första optimering

En första ansats till optimering enligt nedan:

$$\min \sum_i \left| EKM_i \frac{\sum_i \text{löpkost}_i}{\sum_i EKM_i} - \text{löpkost}_i \right|$$

givet

$$EKM_i = \sum_j EKM_{i,j} x_j$$

$$x_j \geq 0$$

där  $i$  är företag och  $\text{löpkost}_i$  den löpande kostnaden för företag  $i$  2008 och  $EKM_i$  företags  $i$  totala Ekm,  $EKM_{i,j}$  är företagets antal enheter av  $j$  och  $x_j$  är det nya Ekm-måttet. Det är  $x$  (de relativa vikterna som varieras vid minimeringen).

Detta ger för målfunktion en omfördelning på 1 605 096 kSEK dvs en minskning av de pengar som omfördelas med 620 068 kSEK. Aktuell lösning noteras nedan:

Entitet	EKM ( $x_j$ )
LSP-oisolerad luftledning	0.8
LSP-isolerad luftledning	0.8
LSP-Jordkabel	1
HSP-oisolerad luftledning	1.4
HSP-isolerad luftledning	0
HSP-Jordkabel	0.7
Nätstation -stolpe	0
Nätstation/kiosk Lbg	0
Nätstation City/Tätort	3.2
Nätstation dubbel	0
Uttagskund	0.182

Några särskilda noteringar:

Nät station city går upp med en faktor 10

Uttagskund värderas om med en faktor 3.

Nätstation dubbel sätts till 0.

Värdena ovan borde normeras (med avseende på LSP-oisolerad), det är de inbördes relativa värdena som bär någon som helst information.

Dessa noteringar visar på delar av problematiken med att göra en optimering på ovan föreslaget vis. Antalet variabler får anses vara lågt i förhållande till den inhomogena population som elnäten utgör. Ett resultat är att vissa värden ej blir kopplade till ursprungstanken med Ekm-måtten utan snarare fångar de varierande kostnader som förekommer mellan olika nät.

För att få en mer rättvisande beskrivning av näten tas installerad transformator MVA med i beräkningarna. Denna beräkning utförs också för att belysa lösningens känslighet. Nytt värde i optimeringen blir då 986 981 kSEK, en reduktion av målfunktionen med 1 238 183 kSEK, det vill säga 493 MSEK som omfördelas.

Detta är delvis en effekt av att antalet variabler ökas (antal  $x$  ökar med 1) men större verkan ges förmodligen av att elnäten beskrivs bättre då installerad transformator MVA tas med.

Aktuell lösning är:

Entitet	EKM ( $x_j$ )
LSP-oisolerad luftledning	1.00
LSP-isolerad luftledning	0.16
LSP-Jordkabel	0.10
HSP-oisolerad luftledning	0.39
HSP-isolerad luftledning	0.32
HSP-Jordkabel	0
Nätstation -stolpe	0
Nätstation/kiosk Lbg	0.26
Nätstation City/Tätort	0.26
Nätstation dubbel	0
Transformator MVA	1.06
Uttagskund	0.06

Kommentar: Stora förändringar ses över i princip alla entiteter. Det är viktigt att notera att det endast är de relativa värdena som är intressanta i denna studie då värdena normeras mot LSP-oisolerad.

## B.4 Analys av Ekm-värden baserat på enkätundersökning

Ett antal svar är bortsorterade från analysen för att de har ansetts orimliga, främst på grund av fel storleksordning på kostnader eller Ekm. Rådata (se appendix E) som bifogas rapporten är dock ej modifierad på något sätt.

Antal = Antal företag som angivit svar för respektive komponent.

Medel = Medelvärde.

$\Delta$ [%] = Procentuell avvikelse från nuvarande Ekm

Median = Medianvärde

Max/Min = Högsta respektive lägsta angivna värde

SA = Skattat standardavvikelse

SA[%] = Skattat standardavvikelse angivet i procent av medelvärdet

Indik. = Indikation om huruvida nuvarande Ekm är högt eller lågt, se Tabell 7.

Tabell 7 – Definition av indikationssymboler

symbol	Indikation på att:	Analysens medelvärde:
0	Indikation på att nuvarande Ekm är nära det objektiva sanna värdet.	$\pm 0,2$ standardavvikelser från nuvarande Ekm
~	Indikation på att nuvarande Ekm är i rätt storleksordning.	$\pm 0,2-0,5$ standardavvikelse från nuvarande Ekm
+ (/ -)	Svag indikation på att nuvarande Ekm är lägre (/ högre) än det bör vara.	$\geq 0,5$ standardavvikelse högre än nuvarande Ekm
++ (/ --)	Indikation på att nuvarande Ekm är lägre (/ högre) än det bör vara.	$\geq 1$ standardavvikelse högre än nuvarande Ekm
+++ (/ ---)	Indikation på att nuvarande Ekm är signifikant lägre (/ högre) än det bör vara.	$\geq 2$ standardavvikelser högre än nuvarande Ekm
([symbol])	Osäkerhet på grund av få svar	Baseras på mindre än fem enkätsvar

Sammanställning av resultat för A2a ges i avsnitt B.4.1.

Sammanställning av resultat för A2b ges i avsnitt B.4.2.

### B.4.1 Direkta svar från enkätundersökning, A2a

	Luftledning 0,4kV	Jordkabel 0,4 kV LBG	Jordkabel 0,4 kV Tätort	Jordkabel 0,4 kV City	Luftledning 12-24 kV	Belagd linna 12- 24 kV	Jordkabel 12 kV LBG	Jordkabel 24 kV LBG	Hängkabel 12 kV	Hängkabel 24 kV	Jordkabel 12 kV Tätort	Jordkabel 24 kV Tätort	Jordkabel 145 kV Tätort	Jordkabel 12 kV City	Jordkabel 24 kV City
Antal	10	9	10	9	9	8	8	4	6	3	10	3	4	8	3
Medel	1,00	0,60	0,67	0,74	1,42	1,25	0,54	0,55	1,26	1,63	0,64	0,50	0,65	0,61	0,50
$\Delta$ [%]	0	-15	-4	6	18	39	-10	-8	40	81	6	-17	63	2	-17
Median	1,00	0,70	0,70	0,70	1,20	1,00	0,53	0,60	0,95	1,00	0,60	0,60	0,55	0,62	0,60
Max	1,00	1,10	1,20	1,30	3,00	3,00	0,95	0,70	3,00	3,00	1,00	0,60	1,00	0,90	0,60
Min	1,00	0,10	0,10	0,10	0,69	0,69	0,25	0,30	0,72	0,90	0,30	0,30	0,50	0,30	0,30
SA	0,00	0,37	0,37	0,37	0,64	0,73	0,27	0,17	0,86	1,18	0,24	0,17	0,24	0,22	0,17
SA [%]	0	63	55	50	45	59	50	31	68	73	37	35	37	36	35
Indik.	0	~	0	0	~	+	0	(~)	+	(++)	0	(~)	(+)	0	(~)



	Sjökabel 36-72,5 kV	Jordkabel 245 kV	Jordkabel 84-170 kV	Jordkabel 36-72,5 kV	Linjefranskiljare 36-170 kV	Luftledning 245 kV	Luftledning 84-170 kV	Luftledning 36-72,5 kV	Linjefack 12-24 kV	Fördelingsstation 52-	Nätstation dubbel	Nätstation City/Tätort	Nätstation/kiosk LBG	Stolpstation
Antal	0	0	1	3	1	0	3	2	9	4	6	10	10	9
Medel				0,38	0,99		4,85	0,99	1,41	5,55	2,48	1,14	1,08	0,86
Δ[%]							224	-34	0	192	395	279	985	∞
Median				0,58	0,99		5,27	0,99	0,88	5,35	2,72	0,81	0,69	0,49
Max				0,58	0,99		8,78	1,48	3,21	7,80	4,16	3,91	3,95	3,76
Min				0,58	0,99		0,51	0,51	0,32	3,70	0,85	0,15	0,10	0,09
SA							4,15	0,69	1,13	1,70	1,39	1,07	1,25	1,16
SA [%]				64			85	69	80	31	56	94	115	135
Indik.							(++)	(-)	0	(++)	+++	+++	+++	+++

	Transformator 420/145-245 kV	Transformator 245/72,5-84 kV	Transformator 245/145 kV	Transformator 245/36-52 kV	Transformator 123-170/36-52 kV	Transformator 123-170/12-24 kV	Transformator 72,5-84/12-24 kV	Transformator 52/12-24 kV	Transformator 24/12 kV inklusive	Transformatorstation 245-420 kV	Transformatorstation 84-170 kV	Transformatorstation 52-72,5 kV	Transformatorstation 24-36 kV	Sjökabel 245 kV	Sjökabel 84-170 kV
Antal	0	0	0	0	1	1	0	2	1	0	1	1	0	0	0
Medel					4,62	4,62		3,91	0,16		1,85	1,85			
Δ[%]								-18							
Median					4,62	4,62		3,91	0,16		1,85	1,85			
Max					4,62	4,62		4,62	0,16		1,85	1,85			
Min					4,62	4,62		3,19	0,16		1,85	1,85			
SA								1,02							
SA [%]								26							
Indik.								(-)							

	Kondensatorbatter i 245 kV	Kondensatorbatter i 123-170 kV	Kondensatorbatter i 12-84 kV	Tilläggskostnad för ställverksfack	Ställverksfack 245-420 kV lika för	Ställverksfack 84-170 kV lika för	Ställverksfack 36-72,5 kV lika för	Ställverksfack 12-24 kV lika för
Antal	0	0	0	0	0	1	1	1
Medel						1,62	1,62	0,88
Median						1,62	1,62	0,88
Max						1,62	1,62	0,88
Min						1,62	1,62	0,88
SA								
SA [%]								

### B.4.3 Sammanvägning av A2a-b

	Jordkabel 24 kV City	Jordkabel 12 kV City	Jordkabel 145 kV Tätort	Jordkabel 24 kV Tätort	Jordkabel 12 kV Tätort	Hängkabel 24 kV	Hängkabel 12 kV	Jordkabel 24 kV LBG	Jordkabel 12 kV LBG	Belagd linna 12-24 kV	Luftledning 12-24 kV	Jordkabel 0,4 kV City	Jordkabel 0,4 kV Tätort	Jordkabel 0,4 kV LBG	Luftledning 0,4 kV
Antal	3	11	6	4	19	3	11	6	16	13	18	13	20	18	22
Medel	0,50	0,66	0,77	0,64	0,67	1,63	1,25	1,07	0,65	1,14	1,71	0,94	0,65	0,85	1,00
Δ[%]	-17	10	93	6	11	81	39	78	9	26	42	35	-7	22	0
Median	0,60	0,63	0,84	0,91	0,58	1,00	1,03	1,78	0,47	0,97	1,53	0,66	0,66	0,61	1,00
Max	0,60	1,60	1,46	1,05	1,97	3,00	3,00	2,57	2,18	3,00	4,06	4,11	1,47	6,17	1,00
Min	0,30	0,13	0,50	0,30	0,30	0,90	0,72	0,30	0,25	0,40	0,68	0,10	0,09	0,10	1,00
SA	0,17	0,39	0,33	0,17	0,27	0,18	0,49	0,35	0,40	0,43	0,59	0,93	0,28	0,98	0,00
SA [%]	35	59	43	35	41	73	39	33	61	38	34	99	43	114	0
Indik.	(-)		+++	(0)	~	+	++	++	0	+	++	~	0	0	0



Sjökabel 36-72,5 kV	0
Jordkabel 245 kV	0
Jordkabel 84-170 kV	4
Jordkabel 36-72,5 kV	6
Linjeifrånskiljare 245 kV	1
Linjeifrånskiljare 36-170 kV	2
Luftledning 245 kV	0
Luftledning 84-170 kV	4
Luftledning 36-72,5 kV	4
Linjefack 12-24 kV	17
Fördelningsstation 52-24 kV	11
Nätstation dubbel	12
Nätstation City/Tätort	20
Nätstation/kiosk LBG	19
Stolpstation	17
Antal	17
Medel	0,73
Δ[%]	∞
Median	0,40
Max	3,76
Min	0,09
SA	0,76
SA [%]	105
Indik.	+++

Transformator 420/145-245 kV	0
Transformator 245/72,5-84 kV	0
Transformator 245/145 kV	0
Transformator 245/36-52 kV	0
Transformator 123-170/36-52 kV	2
Transformator 123-170/12-24 kV	3
Transformator 123-170/12-24 kV	3
Transformator 72,5-84/12-24 kV	1
Transformator 52/12-24 kV	5
Transformator 24/12 kV inklusive	3
Transformatorstation 245-420 kV	0
Transformatorstation 84-170 kV	3
Transformatorstation 52-72,5 kV	3
Transformatorstation 24-36 kV	1
Sjökabel 245 kV	0
Sjökabel 84-170 kV	0
Antal	0
Medel	8,00
Δ[%]	
Median	8,00
Max	8,00
Min	8,00
Indik.	

Kondensatorbatter i 245 kV	0
Kondensatorbatter i 123-170 kV	1
Kondensatorbatter i 12-84 kV	4
Tilläggskostnad för ställverksfack	0
Ställverksfack 245-420 kV lika för	0
Ställverksfack 84-170 kV lika för	3
Ställverksfack 36-72,5 kV lika för	3
Ställverksfack 12-24 kV lika för	4
Antal	4
Medel	1,29
Median	1,20
Max	2,00
Min	0,86

## B.5 Korrelationer mellan olika enkätsvar

	Storlek på företaget <sup>14</sup>	Andel luftledning	Kunskap om Ekm	Användning av Ekm	Är Ekm lämplig? <sup>15</sup>
Andel luftledning	-0,15	1,00	-0,01	-0,01	0,01
Kunskap om Ekm	0,29	-0,01	1,00	0,63	0,42
Användning av Ekm	0,22	-0,01	0,63	1,00	0,15
Är Ekm lämplig? <sup>16</sup>	0,12	0,01	0,42	0,15	1,00
Önskad detaljnivå	-0,04	-0,16	0,03	-0,12	0,27
Hur viktigt UH är i regleringen	0,08	0,05	0,14	-0,08	-0,04
Angivit total UH-kostnad	0,06	0,20	0,18	0,14	-0,19
Deltagit i A2 <sup>17</sup>	0,04	0,20	0,37	0,27	-0,06
Deltagit i A3 <sup>17</sup>	0,06	0,13	0,23	0,23	0,00
<b>Angivet Ekm i A2 för:<sup>18</sup></b>					
Jordkabel 0,4 kV LBG	-0,07	0,13	0,38	-0,15	0,44
Jordkabel 0,4 kV Tätort	-0,05	-0,11	0,42	-0,07	0,45
Luftledning 12-24 kV	0,54	-0,04	-0,32	0,07	-0,09
Belagd lina 12-24 kV	0,52	0,02	-0,19	0,14	0,03
Jordkabel 12 kV LBG	-0,05	0,18	0,49	-0,10	0,46
Hängkabel 12 kV	0,51	0,09	-0,31	0,13	- <sup>19</sup>
Jordkabel 12 kV Tätort	-0,04	-0,20	0,41	0,05	0,37
Stolpstation	0,46	0,06	-0,13	0,10	0,09
Nätstation/kiosk LBG	0,64	0,03	-0,37	0,19	-0,01
Nätstation City/Tätort	0,74	-0,20	-0,46	0,32	-0,05
Nätstation dubbel	0,33	0,78	-0,15	0,23	0,35
Linjefack 12-24 kV	-0,48	0,66	0,17	0,33	0,54

<sup>14</sup> 1 = 1-1999 ... 5=>50000

<sup>15</sup> "Ja = 1"; "Nej = 0"; "Vet ej" borttaget från beräkningen av korrelation

<sup>16</sup> "Ja = 1"; "Nej = 0"; "Vet ej" borttaget från beräkningen av korrelation

<sup>17</sup> Ja = 1; Nej = 0

<sup>18</sup> Endast komponenter där minst fem elnätsföretag deltagit i A2

<sup>19</sup> Inte tillräckligt många företag som har svarat "Ja" eller "Nej" på frågan huruvida Ekm är lämplig att använda i reglering och samtidigt har givit förslag på Ekm-tal för hängkabel 12 kV.

## C Mötesprotokoll

### C.1 Ulf Wagenborg, EBR (Svensk Energi)

#### Intro EBR och Ekm:

Kostnadskatalogerna är ett kalkylverktyg, kalkylhjälpmedel. Målsättningen har varit att de skall ge en uppfattning av vad det kostar att bygga och underhålla eldistributionsnät.

EKM togs fram för att räkna om olika typer av nät. Olika nätområden har olika struktur, vissa har mer kabel och andra mer luftledning. Används för att kunna jämföra hur mycket resurser de olika näten förbrukar för att driva och underhålla sina anläggningar. EBR har inte haft ett allvarligare syfte än detta och därför har noggrannheten inte behövt vara så väldigt exakt, ungefärliga värden, omräkningstal.

- **Kan du få fram information om antalet frekvens- och tidsstudier som ligger bakom kostnadsposterna (i EBR:s kostnadskataloger) för anläggningarnas drift- och underhåll? Intressantast anläggningar anges längst ner i dokumentet.**

Svar: Underlaget som finns är något begränsat.

Vissa saker har tidsstudierats och fått fram flertal värden för, dessa värden ligger som underlag till vissa Ekm. T.ex. besiktning av luftledning sker vart 8:e år.

Det kan dock variera mycket hur många projekt som ligger till grund för kostnader och Ekm.

- **Är frekvens- och tidsstudierna utförda på större eller mindre drift och underhållsprojekt?**

Svar: Också svårt att svara på.

Egentligen studeras inte på kostnader för projekten. Genom att fråga folk på plats får erhållas frekvenser för de olika åtgärderna. Sedan efter ett antal intervjuer skapas uppfattning om att ett bevakningsuppdrag tar i genomsnitt så lång tid. Det är x antal bevakningsuppdrag per år. Sen räknar vi med timkostnaden som finns i kostnadskatalogen och som korrigeras varje år.

Arbetskostnaden för montörer stammar från de avtal som finns för montörer i vår bransch från de fackliga organisationerna. I årets katalog ligger genomsnittslönen på 143kr/timmen, lönebikostnad på 104kr till och arbetsomkostnadstillägg 375kr.

Arbetsomkostnadspålägg: Inkluderar bl.a. följande kostnader: kläder, bodar, fyrhjulingar, snöskotrar.

Det tar i regel lika lång tid att göra ett arbete om inte tekniken ändrat sig sen senaste kostnadskatalogen trycktes. Detta innebär att uppstartskostnader och sådant. Huruvida det är ett litet eller ett stort jobb inte har så stor betydelse i katalogerna.

- **Går det att få veta när dessa frekvens- och tidsstudierna utfördes?**

Svar: För åtgärder efter besiktning av luftledningar erhöles information från Vattenfall, ett examensarbete för 10 års sedan. De analyserade hur mycket fel som hittades, fick fram från varje besiktning.

Finns mer omfattande jobb bakom anläggningsjobben och investeringsarbeten. Där finns både tider och frekvenser dokumenterade för olika typer av arbetsmoment och hinder.

- **Hur gör ni när ni uppdaterar kostnadsposterna?**

- **Tittar ni på helt nya frekvens- och tidsstudier?**
- **Lägger ni till några nya frekvens- och tidsstudierna till de tidigare?**
- **Räknar ni om de gamla?**
- **Annat sätt**

Svar: Vid revidering: Studeras den finaste nivån i katalogen P3, på tidstudienivå, för små arbetsmoment, det är dem vi tittar på. Därunder finns ytterligare nivåer. Om vi skall uppgradera tiderna behöver vi ha fått en uppfattning om att tekniken eller kraven på samhället har ändrats. Då går vi in och undersöker de berörda koder. Sedan byggs värden upp av frekvenser och är det en ny frekvensuppbyggnad kollar vi på dessa.

Går inte igenom alla tider. De som sitter inom grupperna kommer från branschen och de är väl medvetna om det har hänt förändringar i utrustning eller i ny teknik. Så länge spaden ser likadan ut är det ingen mening att studera på nytt.

När t.ex. tekniken ändras studeras arbetsmoment och gör metodstudier. Katalogen uppdateras sedan hela vägen till P1. Värden för de moment som ändras slopas, de andra fortsätts användas

Nu igång att se över värden som finns idag och reviderar värden inför ny utgåva av kostnadskatalogerna. Gissningsvis inte så stora förändringar på lokalnivå, regionnät kommer ses över, 36kV till 145kV. De misstämmer mer än för lokalnät. Kund och marknadsservice skall ses över.

*(Drift- och underhållsbesiktning är schemalagda. Besiktning av luftledningar görs varje år. Flygplan hjälper till eller promenerar längst sträckan var 8:e år.*

*Jordkabel har grävts ned. Testar dem när de läggs ner. Går tillbaka och testar om det uppstått fel. Går inte direkt att upptäcka om den är lite sliten. De flesta felen markerade med grävskopa.*

*Luftledningar och stationer har mycket besiktning och underhåll.)*

- **Hur har urvalet av frekvens- och tidsstudierna gått till (för att försäkra att de speglar hela branschen)?**

Svar: Det är inte så väldigt avancerat. Det finns några grupper inom Svensk Energi som arbetar med EBR, kostnadskatalogerna och underlaget. Hur skall vi få fram kostnader för drift- och underhåll? Vet någon något liknande projekt som är på gång som vi skulle kunna studera eller få underlag från?

Vid tidsstudier skall det dit en ”metodstudieperson” som gör riktiga studier i fält. Inga särskilda kriterier att det skall vara ett stort eller litet företag och så många av varje osv. Får vara glada att vi får tillräckligt underlag så vi kan göra en bedömning. Företagen står inte på kö för att få beskriva sin verksamhet. Att någon kommer och utför en studie innebär viss störning i arbetet och tar resurser.

Har försökt att få någon form av spridning, så att inte enbart projekt i södra Sverige eller i Norrland studeras. Måste få en känsla av att värdet går att acceptera och att det ligger däromkring i verkligheten.

- **Går det att ta del av äldre Ekm (gärna i excel) för att undersöka hur Ekm-viktmåtten varierat över tiden?**

Ja, det finns Ekm för år 2000 och 2003 finns. (Fick material på USB-minne)

- **Beskriv de lägre nivåerna i EBR-katalogerna?**

Svar: P4-koder tillgängliga på ebr.nu. Kallas produktionstekniska handlingarna. Längst back i P3 finns tidsunderlag, detta är P4.

P5 och P6- metodstudie

P6- tempotidsanalys

*(Sjökabel skall läggas till.*

*Inga planer att gå från luftledning till jordkabel)*

## C.2 Möte med regionnätägare

*Möte med Fortum (Leif Boström), EON (Tomas Malmström) och Vattenfall (Thorstein Watne), oktober 2010.*

*Mötet initierades som en respons på enkät A och är motiverat utifrån att Fortum, EON och Vattenfall äger det mesta av Sveriges regionnät – ett område som har identifierats som viktigt att utreda noggrant.*

*Syfte: Komma fram till ett sätt som gör det möjligt för Fortum, EON och Vattenfall att delta i enkäten och diskutera möjlighet att ta fram Ekm för regionnät.*

*Bakgrund: Det är inte 100 % klart från Svensk Energis sida vilka kostnader som skall ingå i Ekm-vikterna. Underlaget är begränsat och måste ses över.*

*Vattenfall:*

När riktlinjer för påverkbara kostnader togs fram, var tanken i första hand att historiska kostnader i nya regleringen skulle studeras. Med den modellen som då diskuterades för kapitalkostnader, skulle äldre anläggningar gynnas. Nu har det visat sig svårt att börja med normvärden helt och hållet. Därför bestämdes det att både norm- och historiska värden skulle användas under första tillsynsperiod. Till nästa period upp till 100 % norm, d.v.s. mycket viktigt med goda värden och här behöver vi alla [nätbolag och myndighet] hjälpas åt.

*RCAM:*

Se värdena i enkäten som en grund till de värden som skall tas fram, inte som en total sanning; framförallt är enkäten en möjlighet för nätföretag att inkomma med förslag och synpunkter. Nuvarande Ekm måste utvecklas, t.ex. kundberoende och regionnät måste tas fram, och Ekm för lokalnät måste ses över; i uppgiften ingår att studera högre spänningar extra noggrant.

*Vattenfall/EON:*

EI är inte branschens experter på Ekm, men [de är] klara med hur Ekm skall användas. De har tittat på regleringen i Finland. Där används verksamhetsvolym, också vikter som liknar Ekm. Därav introducerades idén om Ekm, eftersom befintlig norm är framtagen av branschen. EI nappade, men Ekm måste ses över enligt EI. Speciellt på högre spänningar och kundviktmått. Om det blir 100 % norm är det extra viktigt att det finns tillräckligt många viktmått för att kunna beskriva alla komponenter. Verksamhetsvolymindex kopplas till Ekm.

*Vattenfall/EON/Fortum:*

Vill höra mer om uppdraget RCAM fått och ge alternativa sätt att arbeta på. Hela regleringen går ut på antal komponenter, de är helt i händerna på NUAK, antal Ekm och kr/Ekm. Mycket bra om vi lyckas ta fram bra värden till första tillsynsperioden, men svårt. Viktigt att saker definieras upp tydligt, otydlighet skapar osäkerhet. Vilka kostnader är det vi pratar om. De uppgifter som rapporteras till myndighet i särskilda rapporter har enorm spridning, går knappt att använda något. EI måste utöka företagets inrapportering för att kunna räkna fram kr/Ekm. Vi har tagit fram indelning, vad innebär dessa och definitioner.

*[Patrik visar enkätsvar för en komponentsort, stor spridning noteras:*

*0,7 1,2 1,2 1,2 1,5 1,6]*

*Vattenfall/EON/Fortum:*

Kan bero på flera saker, t.ex. kan de ha tagit värdet direkt från EBR (1,2), eller lagt på/dragit ifrån lite till värdet eller försökt på riktigt eller hittat på helt. Mikael Bohjort på EON har kunskap om Ekm. Prata med honom om ni behöver hjälp med t.ex. kundrelaterade kostnader.

*Vattenfall:*

Ingen möjlighet att ta fram kostnaden för en viss specifik ledning, inte den uppdelningen (per anläggning), kan dela upp till viss del + kundkostnader.

Innan regleringen kommer EI beräkna vad ett Ekm är värt med hjälp av särskilda rapporter och inrapporterade anläggningar.

$(\text{Total löpande kostnad})/(\text{Totalt Ekm}) = \text{historisk kostnad/Ekm}$

*RCAM:*

Kommer vissa systemfel att ta ut varandra?

*Vattenfall/EON/Fortum:*

Vissa redovisningsområden har större kundandel av landets nät. Borde jämma ut sig för de större. Men beror på om ekonomin sköts per område eller per företag. Många kommuner har elverk för tätort, men landsbygd ägs av Vattenfall.

*Lägenhet vs villakund.*

För lägenhet är vissa delar dyrare, t.ex. högre flyttfrekvens, medan andra billigare, t.ex. att avläsa eftersom alla mätare samlade i samma hus.

Försöka dela upp kundviktmåtten enligt: kunder i högspänning och lågspänning.

Svensk Energi – har tagit fram Ekm på ett sätt. Med hjälp av tider, frekvenser och montörens arbetskostnad.

---

*Vattenfall/EON/Fortum:*

I Finland har regleringsmyndigheten varit aktiva i kostnads katalogen. EI har ännu ej deltagit i processen. Borde delta mer för att försäkra bättre Ekm.

Gamla nät ger högre intäktsram, kanske redan avskrivna men fungerar ändå och då fortsätter beloppet att räknas till intäktsramen. Regleringen kommer premiera gamla fungerande nät.

Bästa norm för kapitalbas och kvalitet:

Vad är möjligt att få fram? Vi hinner inte ta fram nya värden.

*RCAM:* Regionnät är svåra att bestämma Ekm för, idag finns få värden med relativt stor osäkerhet. Känslighetsanalys behövs → laborera med värden, det är svårt att göra alla nöjda. Här behövs ett större underlag, er hjälp behövs!

*Fortum:*

Uppenbart problem: hamnar långt ifrån verkligheten p.g.a. av extremfall. T.ex. Västra Orust som har extrema förutsättningar/förhållanden.

Måste vara rättvist mellan olika nätägare: små och stora; stad och landsbygd; södra och norra delen av landet.

Ekm valdes eftersom de redan genom Svensk Energi var framtagna av branschen d.v.s. inte helt gripna ur luften, men de är inte särskilt beprövade av branschen. Många vet inte ens vad Ekm är.

Finland använder sig av en lite grövre modell än förhandsregleringen. Det är svårt att veta var gränsen skall gå, skall t.ex. bonitet rapporteras?

*Vattenfall:* första steget om 25 % och därefter upp till 100 % under andra tillsynsperioden. Men vi kan välja en annan väg t.ex. arbetar halva regionnätet redan själva med % av NUAK, olika procentsatser på NUAK beroende på anläggning. Har en viss uppfattning av NUAK, men uppdelar med procent.

I förhandsregleringen finns alla möjligheter att lämna in argument om avvikelser, när kostnaderna avviker från den godkända intäktsramen.

Regionnät har inte så många kunder, men högre spänningar. Regionnät väger kanske upp lokalnätets extra kundkostnader. Hur redovisas regionnätsspänningar i lokalnätet?

*Vattenfall:* kundberoende, för vår del (50 % av lokalnät, 20-25 % av regionnätet)

Hur dåliga vikterna är spelar kanske inte så stor roll, förutom för kundvikterna!

Nivå 1:

kr/kund för hsp, lsp månad och tim

Nivå 2

Elmarknadsadministration

Kundadministration

Övriga kundberoenden

Kund och OH (overhead)

De tre företagen sitter i grupper där ämnet diskuteras

– Michael Bohjort jobbar med EBR, EON

– Ulf Jansson jobbar med EBR, Fortum

*Vattenfall:* Hur ser tidplanen ut? September 2011, det finns tid att lägga fast riktiga viktmått.

Ekm-vikterna borde vara klara, jobbigt att inte veta vad 1 Ekm är värt i pengar.

Vissa nätföretag drabbas av kollektivmätning. 100 kunder blir 1 kund och då blir kostnaden per kund högre.

Ingen skillnad i prissättning för juridisk person och kund. Får inte göra skillnad på vad som finns bakom uttagspunkt.



Förbereda uppdelning av kundvikt. Om en kundvikt är viktigt, viktigt att få rätt nivå i förhållande till drift och underhåll.

Kund vs luftledning är en intressant frågeställning, går det att mäta kunder i antal meter 0.4kV luftledning?

Få någon form av värden?

- 1) få in kommentarer
- 2) Tydliga mål

EBR innebär konflikt mellan bolag, inte branschen vs myndighet

Effektiviseringskrav som även slår 1 % på normen

*Vattenfall/EON/Fortum:*

Skall försöka besvara båda enkäterna. De kommer inte ge värden, Ekm, men försöka vara noga med kommentarer för att få med viktiga aspekter.



**D Appendix – Frågor enkät A**

# Frågor enkät A

## Utvärdering av EKM som bas för relativa underhållskostnader



### **KTH Elektro- och systemteknik**

I den kommande regleringen kommer utrymme ges för underhållskostnader. Denna enkät syftar till att undersöka acceptansen för en dylik metod och identifiera eventuella områden för modifiering.

Enkäten är indelad i två delar. Första delen behandlar generella frågeställningar, andra delen går in mer på djupet för att identifiera eventuella skillnader i underhållskostnader beroende på olika förutsättningar.

Detta arbete utförs av KTH, avdelningen för Elektroteknisk teori och konstruktion, på uppdrag av Energimarknadsinspektionen och er medverkan är viktig för slutresultatet.

*Den här enkäten innehåller 25 frågor.*

#### ***En kommentar om personuppgifter***

Den här enkäten är anonym.

De svar på enkäten som sparas innehåller ingen information som kan identifiera den som svarat utom om denna fråga specifikt ställts i enkäten. Även om det krävs en behörighetskod för att kunna besvara enkäten sparas inte denna personliga information tillsammans med enkätsvaret. Behörighetskoden används endast för att avgöra om du har svarat (eller inte svarat) på enkäten och den informationen sparas separat. Det finns inget sätt att avgöra vilken behörighetskod som hör ihop med ett visst svar i den här enkäten.

[Öppna ofullständigt besvarad enkät](#)

[Nästa >>](#)

[\[Avbryt och rensa inmatade enkätsvar\]](#)

## Utvärdering av EKM som bas för relativa underhållskostnader

0%  100%

Del 1a - Generella frågor om ert företag

Del A - Q1

**Företagets storlek i antal anslutna kunder:**

**Välj ett av följande svar**

- 0 - 1 999
- 2 000 - 4 999
- 5 000 - 19 999
- 20 000 - 49 999
- 50 000 -
- Inget svar

Del A - Q2

**Nominella spänningsnivåer på ledningssida (kV):**

**Välj vilka som stämmer**

- 0.4 - 5
- 6 - 19
- 20 - 29
- 30 - 59
- 60 - 99
- 100 - 129
- 130 - 159
- 160 -

**Procent luftledning i skog (approximativt)**

0-100%  0 100

Del A - Q3

Fortsätt senare

<< Föregående

Nästa >>

[Avbryt och rensa  
inmatade enkätsvar]

## Utvärdering av EKM som bas för relativa underhållskostnader

0%  100%

Del 1b - EBR och EKM

Del A - Q4

Använder ni EBR?

Välj ett av följande svar

- 1 (nej)
- 2 (lite)
- 3
- 4
- 5 (i stor utsträckning)
- Inget svar

Del A - Q5

Kännedom om EKM? (Skala 1-5)

Välj ett av följande svar

- 1 (ingen)
- 2
- 3
- 4
- 5 (mycket god)
- Inget svar

Del A - Q6

Använder ni EKM eller ett liknande internt mått?  
(Skala 1-5)

Välj ett av följande svar

- 1 (nej)
- 2
- 3
- 4
- 5 (i stor utsträckning)
- Inget svar

Del A - Q7  
om >1 i Q6

Vad använder ni EKM till?

- |                         | Ja                    | Vet ej                | Nej                   | Inget svar                       |
|-------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------------------|
| I jämförelser med andra | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input checked="" type="radio"/> |

	Ja	Vet ej	Nej	Inget svar
elnätsföretag (benchmarking)				
Jämförelse mellan olika interna nätdelar	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Planering och ekonomi	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>

Del A - Q8  
om >1 i Q6

Vad använder ni EKM till?  
Andra områden än tidigare svarsalternativ:

Del A - Q9

Är det lämpligt att använda ett EKM liknande  
koncept för att bestämma drift- och  
underhållsbehov?

	Ja	Vet ej	Nej	Inget svar
Svar:	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>

Del A - Q10

Eventuell kommentar till ovanstående fråga:

Fortsätt senare

<< Föregående

Nästa >>

[Avbryt och rensa  
inmatade enkätsvar]

## Utvärdering av EKM som bas för relativa underhållskostnader

0%  100%

### Del 1c - Nätspecifika förutsättningar

Del A - Q11

Hur stor påverkan har nedanstående faktorer på den totala drift och underhållskostnaden, för ett generellt elnät i Sverige?

	Liten	Medel	Stor	Inget svar
Andel skog	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Andel svår terräng	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Närhet till hav	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Blixtnedslag	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Bebyggelse - Landsbygd	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Bebyggelse - Tätort	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Bebyggelse - City	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Kundtyp - Andel hushållskunder	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Kundtyp - Andel kommersiell (0.4kV)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Kundtyp - Andel industri	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>

Del A - Q12

Eventuell kommentar till ovanstående fråga:

Del A - Q13

Rangordna faktorerna med störst påverkan på ERT näts drift- och underhållskostnad? (1 = störst påverkan)  
Klicka på ett objekt i listan till vänster. Börja med det högst rankade objekt och upprepa tills ditt lägst rankade objekt.



**Dina val:**

Bebyggelse - City  
Närhet till hav  
Andel skog  
Kundtyp - Andel hushållskunder  
Andel svår terräng  
Kundtyp - Andel kommersiell (0.4kV)  
Kundtyp - Andel industri  
Blixtnedslag  
Bebyggelse - Tätort  
Bebyggelse - Landsbygd

**Din rangordning:**

1:

2:

3:

4:

5:

Klicka på saxen till höger om det senast gjorda valet för att ta bort det ur din rangordnade lista.

Fortsätt senare

<< Föregående

Nästa >>

[Avbryt och rensa  
inmatade enkätsvar]

## Utvärdering av EKM som bas för relativa underhållskostnader

0%   100%

### Del 1d - Detaljrikedom

Del A - Q14

Vad värderar ni högst:

Hög detaljrikedom i regleringen som tar hänsyn till specifika nät-förutsättningar i ert elnät, eller, mindre omfattande rapportering?

Välj ett av följande svar

- Hög detaljrikedom med mer omfattande rapportering
- Mindre omfattande rapportering med fler schabloniseringar
- Inget svar

Del A - Q15

Övriga kommentarer angående regleringens detaljrikedom:

Del A - Q16

Hur viktig är drift- och underhållsaspekten av regleringen? (Skala 1-5)

Välj ett av följande svar

- 1 (Oviktig)
- 2
- 3
- 4
- 5 (Mycket viktig)
- Inget svar

Fortsätt senare

<< Föregående

Nästa >>

[Avbryt och rensa inmatade enkätsvar]

## Utvärdering av EKM som bas för relativa underhållskostnader

0%   100%

Del 2 - Drift och underhållskostnader

**Total drift och underhållskostnad för 2009 (SEK):  
(Inkludera endast kostnader kopplade till  
elnätet. Exkludera t.ex. kostnader för överliggande  
nät, kundtjänst, mätarkostnad, nätförluster)**

*Endast siffror kan skrivas i detta fält*

Del B - Q1

Del B - Q2

**Hur har denna drift- och underhållskostnad för år 2009 fördelats  
över era komponenttyper?**

**1) Med underhåll avses åtgärder för bibehållen funktionalitet, inte investeringar som resulterar i ökad funktionalitet.**

**2) 'Totalt antal' är antalet enheter av komponenttypen år 2009.  
För ledningar anges här totalt antal km av komponenttypen i  
nätet.**

**3) Angivna spänningar för regionnät är konstruktionsspänningar,  
driftspänningar är normalt lägre.**

**- För att spara din enkät och fortsätta senare - se "Fortsätt  
senare" i vänster hörn nedan**

	Totalt antal	Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
Luftledning 0,4kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 0,4 kV LBG	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 0,4 kV Tätort	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 0,4 kV City	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Luftledning 12-24 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Belagd lina 12-24 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 12 kV LBG	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 24 kV LBG	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Hängkabel 12 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Hängkabel 24 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 12 kV Tätort	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 24 kV Tätort	<input type="text"/>	<input type="text"/>

	Totalt antal	Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
Jordkabel 145 kV Tätort	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 12 kV City	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 24 kV City	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Stolpstation	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Nätstation/kiosk LBG	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Nätstation City/Tätort	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Nätstation dubbel	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fördelningsstation 52-72,5/12-24 kV exkl. apparater	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Linjefack 12-24 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>

**Hur har denna drift- och underhållskostnad för år 2009 fördelats över era komponenttyper?  
(forsättning på tidigare fråga)**

	Totalt antal	Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
Luftledning 36-72,5 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Luftledning 84-170 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Luftledning 245 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Linjefränskiljare 36- 170 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Linjefränskiljare 245 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 36-72,5 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 84-170 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Jordkabel 245 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sjökabel 36-72,5 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sjökabel 84-170 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sjökabel 245 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformatorstation 24-36 kV uppspanningssida exklusive apparater	<input type="text"/>	<input type="text"/>

	Totalt antal	Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
Transformatorstation 52-72,5 kV uppspänningssida exklusive apparater	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformatorstation 84-170 kV uppspänningssida exklusive apparater	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformatorstation 245-420 kV uppspänningssida exklusive apparater	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformator 24/12 kV inklusive reglertransformatorer	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformator 52/12 -24 kV inklusive reglertransformatorer	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformator 72,5- 84/12-24 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformator 123- 170/12-24 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformator 123- 170/36-52 kV inklusive reglertransformatorer	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformator 245/36-52 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformator 245/145 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformator 245/72,5-84 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transformator 420/145-245 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Ställverksfack 12-24 kV lika för ledningsfack och transformatorfack	<input type="text"/>	<input type="text"/>

	Totalt antal	Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
Ställverksfack 36- 72,5 kV lika för ledningsfack och transformatorfack	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Ställverksfack 84- 170 kV lika för ledningsfack och transformatorfack	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Ställverksfack 245- 420 kV lika för	<input type="text"/>	<input type="text"/>

	Totalt antal	Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
ledningsfack och transformatorfack		
Tilläggskostnad för ställverksfack med GIS-teknik	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Kondensatorbatteri 12-84 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Kondensatorbatteri 123-170 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Kondensatorbatteri 245 kV	<input type="text"/>	<input type="text"/>



- För att spara din enkät och fortsätta senare - se "Fortsätt senare" i vänster hörn nedan

Fortsätt senare

<< Föregående

Nästa >>

[Avbryt och rensa inmatade enkätsvar]

## Utvärdering av EKM som bas för relativa underhållskostnader

0%   100%

### Del 3 - EKM värden

Del B - Q3

Vilket EKM värde anser ni vara korrekt för respektive komponenttyp?  
(Värden ifylles i mån av data/komponenter, lämnas blankt om komponenttypen ej finns i nätet)

- 1) EKM-värde för Luftledning 0,4kV är alltid 1.0 .
- 2) Med underhåll avses åtgärder för bibehållen funktionalitet, inte investeringar som resulterar i ökad funktionalitet.
- 3) Angivna spänningar för regionnät är konstruktionsspänningar, driftspänningar är normalt lägre.

- För att spara din enkät och fortsätta senare - se "Fortsätt senare" i vänster hörn nedan

	EKM-värde
Luftledning 0,4kV	<input type="text"/>
Jordkabel 0,4 kV LBG	<input type="text"/>
Jordkabel 0,4 kV Tätort	<input type="text"/>
Jordkabel 0,4 kV City	<input type="text"/>
Luftledning 12-24 kV	<input type="text"/>
Belagd lina 12-24 kV	<input type="text"/>
Jordkabel 12 kV LBG	<input type="text"/>
Jordkabel 24 kV LBG	<input type="text"/>
Hängkabel 12 kV	<input type="text"/>
Hängkabel 24 kV	<input type="text"/>
Jordkabel 12 kV Tätort	<input type="text"/>
Jordkabel 24 kV Tätort	<input type="text"/>
Jordkabel 145 kV Tätort	<input type="text"/>
Jordkabel 12 kV City	<input type="text"/>
Jordkabel 24 kV City	<input type="text"/>
Stolpstation	<input type="text"/>

### EKM-värde

Nätstation/kiosk LBG	<input type="text"/>
Nätstation City/Tätort	<input type="text"/>
Nätstation dubbel	<input type="text"/>
Fördelningsstation 52-72,5/12-24 kV exkl. apparater	<input type="text"/>
Linjefack 12-24 kV	<input type="text"/>



- För att spara din enkät och fortsätta senare - se "Fortsätt senare" i vänster hörn nedan

### Vilket EKM värde anser ni vara korrekt för respektive komponenttyp? (fortsättning på tidigare fråga)

### EKM-värde

Luftledning 36-72,5 kV	<input type="text"/>
Luftledning 84-170 kV	<input type="text"/>
Luftledning 245 kV	<input type="text"/>
Linjefrånskiljare 36- 170 kV	<input type="text"/>
Linjefrånskiljare 245 kV	<input type="text"/>
Jordkabel 36-72,5 kV	<input type="text"/>
Jordkabel 84-170 kV	<input type="text"/>
Jordkabel 245 kV	<input type="text"/>
Sjökabel 36-72,5 kV	<input type="text"/>
Sjökabel 84-170 kV	<input type="text"/>
Sjökabel 245 kV	<input type="text"/>
Transformatorstation 24-36 kV uppspänningssida exklusive apparater	<input type="text"/>
Transformatorstation 52-72,5 kV uppspänningssida exklusive apparater	<input type="text"/>
Transformatorstation 84-170 kV uppspänningssida exklusive apparater	<input type="text"/>
Transformatorstation 245-420 kV uppspänningssida exklusive apparater	<input type="text"/>



**EKM-värde**

Transformator 24/12 kV inklusive reglertransformatorer	<input type="text"/>
Transformator 52/12 -24 kV inklusive reglertransformatorer	<input type="text"/>
Transformator 72,5- 84/12-24 kV	<input type="text"/>
Transformator 123- 170/12-24 kV	<input type="text"/>
Transformator 123- 170/36-52 kV inklusive reglertransformatorer	<input type="text"/>
Transformator 245/36-52 kV	<input type="text"/>
Transformator 245/145 kV	<input type="text"/>
Transformator 245/72,5-84 kV	<input type="text"/>
Transformator 420/145-245 kV	<input type="text"/>
Ställverksfack 12-24 kV lika för ledningsfack och transformatorfack	<input type="text"/>

**EKM-värde**

Ställverksfack 36- 72,5 kV lika för ledningsfack och transformatorfack	<input type="text"/>
Ställverksfack 84- 170 kV lika för ledningsfack och transformatorfack	<input type="text"/>
Ställverksfack 245- 420 kV lika för ledningsfack och transformatorfack	<input type="text"/>
Tilläggskostnad för ställverksfack med GIS-teknik	<input type="text"/>
Kondensatorbatteri 12-84 kV	<input type="text"/>
Kondensatorbatteri 123-170 kV	<input type="text"/>
Kondensatorbatteri 245 kV	<input type="text"/>

Fortsätt senare

<< Föregående

Nästa >>

[Avbryt och rensa  
inmatade enkätsvar]

## Utvärdering av EKM som bas för relativa underhållskostnader

0%  100%

### Del 4 - Avslutning

Övriga kommentarer på enkäten och möjlighet att delta i det fortsatta utvärderingsarbetet.

Del B - Q4a

Denna enkät är hittills varit anonym men ni har möjlighet att ange företagets namn nedan. I resultatsammanställningen av enkäten kommer enskilda svar ej att kopplas till företagsnamnet.

Del B - Q4b,c

\*Vi deltar gärna i eventuella intervjuer i det fortsatta arbetet

Ja  Nej

Övriga kommentarer

Del B - Q4d

Fortsätt senare

<< Föregående

Skicka

[Avbryt och rensa inmatade enkätsvar]



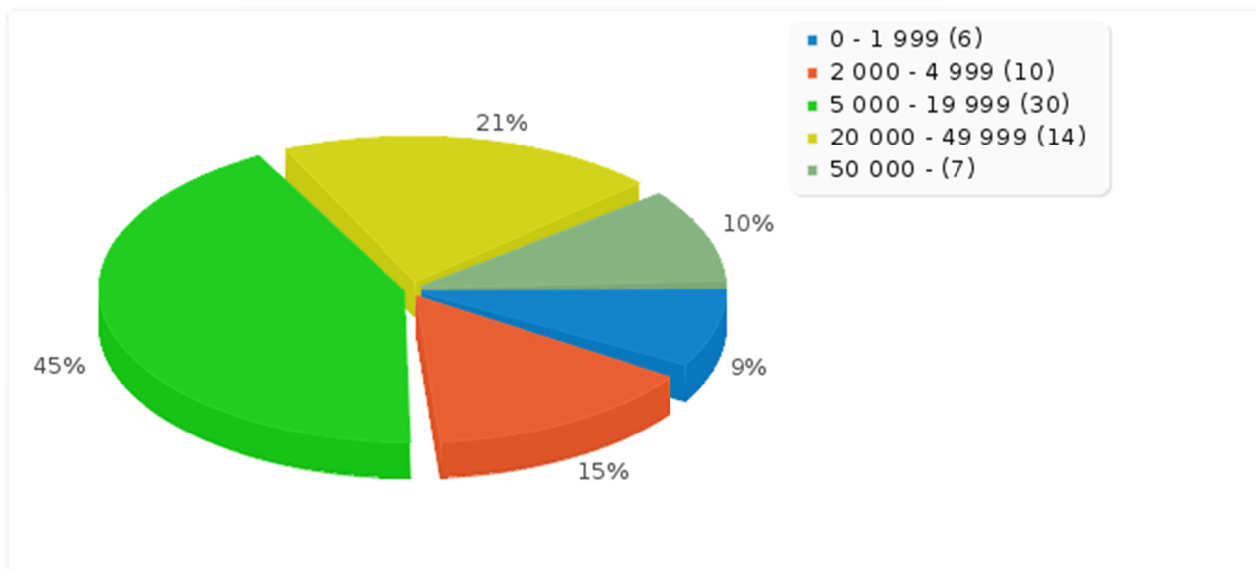
## E Detaljerade resultat enkät A

### E.1 Enkät svar del A

#### Del A – Q1

Företagets storlek i antal anslutna kunder

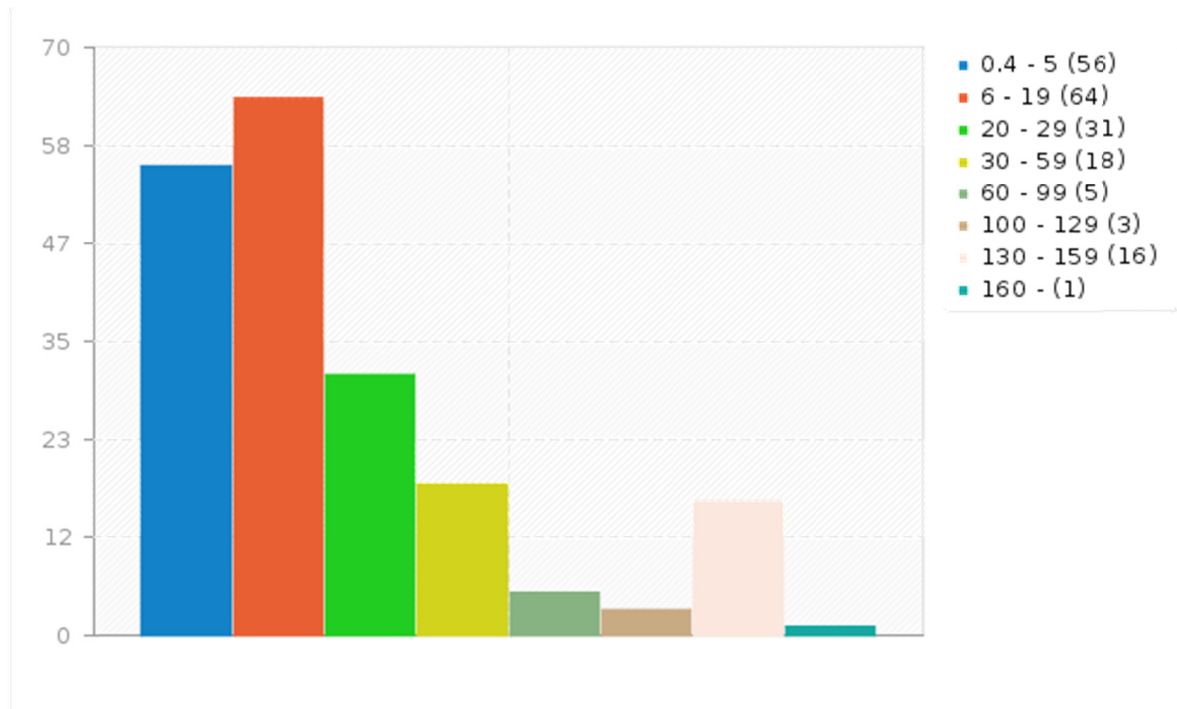
Intervall	Antal	Procent
0 - 1 999	6	9
2 000 - 4 999	10	15
5 000 - 19 999	30	45
20 000 - 49 999	14	21
50 000 -	7	10
Inget svar	0	0



#### Del A – Q2

Nominella spänningsnivåer på ledningssida (kV)

Intervall (kV)	Antal	Procent
0.4 - 5	56	84
6 - 19	64	96
20 - 29	31	46
30 - 59	18	27
60 - 99	5	7
100 - 129	3	4
130 - 159	16	24
160 -	1	§



### Del A – Q3

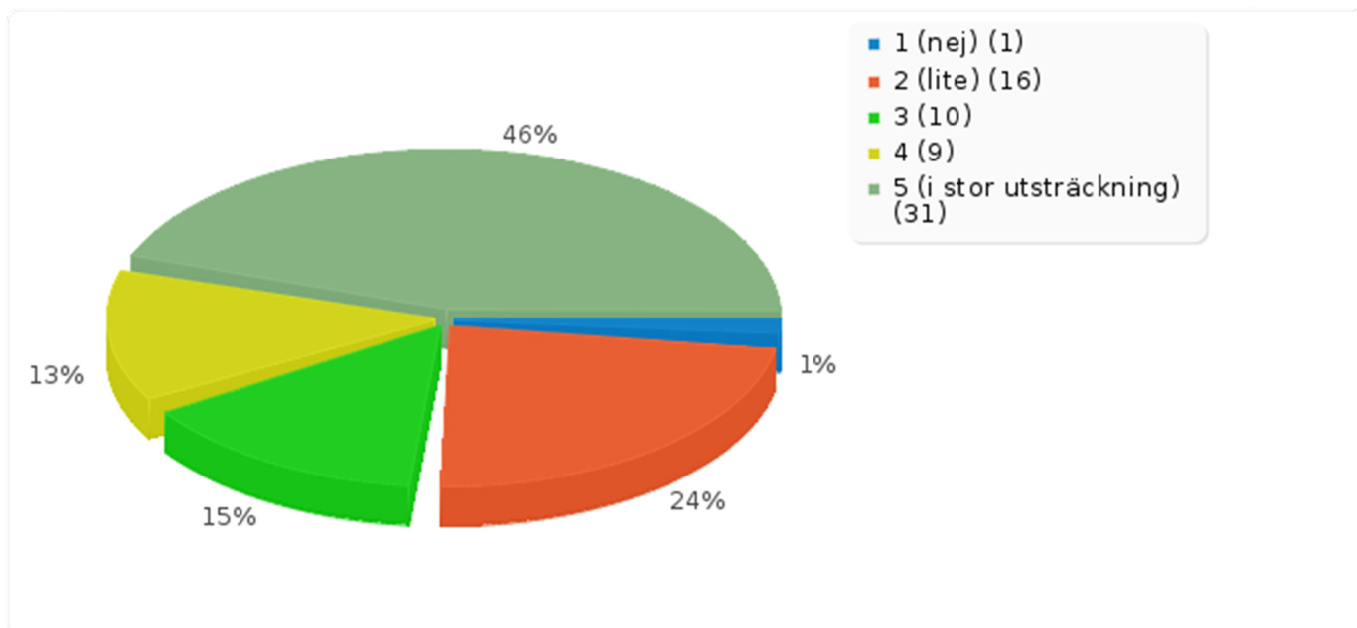
*Procent luftledning i skog (approximativt)*

Beräkning	Resultat
Antal svar	54
Genomsnittlig	37.8
Minimum	1
Maximum	90

### Del A – Q4

*Använder ni EBR?*

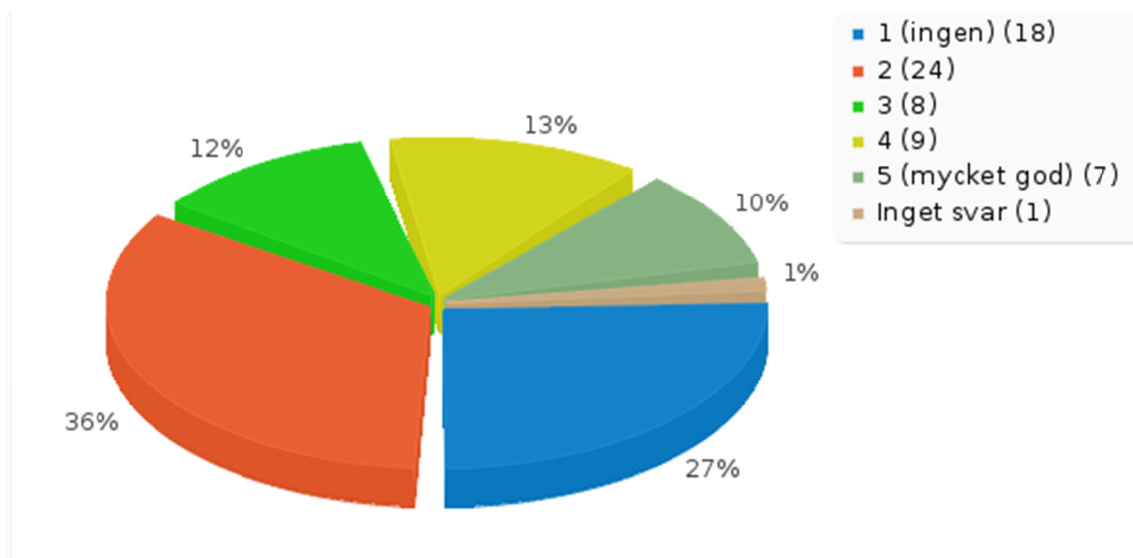
Alternativ	Antal	Procent
1 (nej)	1	1
2 (lite)	16	24
3	10	15
4	9	13
5 (i stor utsträckning)	31	46
Inget svar	0	0



### Del A – Q5

Kännedom om Ekm? (Skala 1-5)

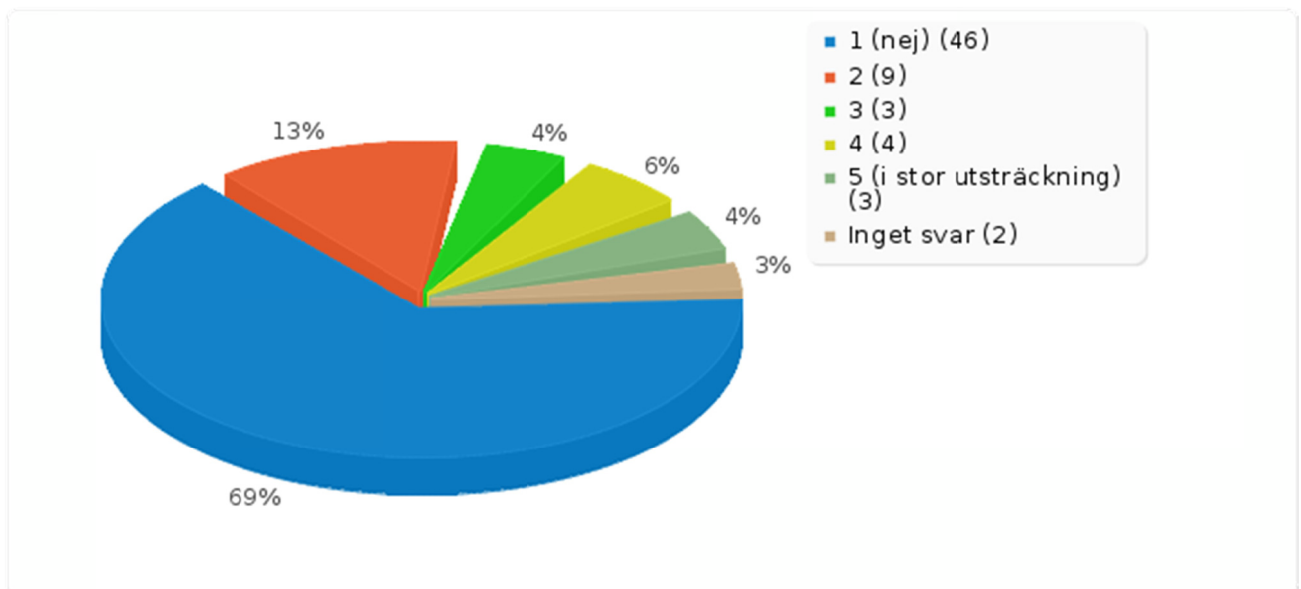
Alternativ	Antal	Procent
1 (ingen)	18	27
2	24	36
3	8	12
4	9	13
5 (mycket god)	7	10
Inget svar	1	1



### Del A – Q6

Använder ni Ekm eller ett liknande internt mått? (Skala 1-5)

Alternativ	Antal	Procent
1 (nej)	46	69
2	9	13
3	3	4
4	4	6
5 (i stor utsträckning)	3	4
Inget svar	2	3



### Del A – Q7

Vad använder ni Ekm till?

	I jämförelser med andra elnätsföretag (benchmarking)	Jämförelse mellan olika interna nätdelar	Planering och ekonomi	Andra områden än tidigare svarsalternativ (kommentarer i Q8 nedan)
<b>Ja</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>2</b>
<b>Nej</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>5</b>	<b>0</b>
<b>Inget svar</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>17</b>
<b>Ej fått frågan presenterad (Svar på Q6: 1 - Nej)</b>	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>48</b>

### Del A – Q8

Vad använder ni Ekm till? Andra områden än tidigare svarsalternativ:

ID36 - Mot leverantörer

—

ID191 - Avser att använda Ekm i för framtida nätreglering

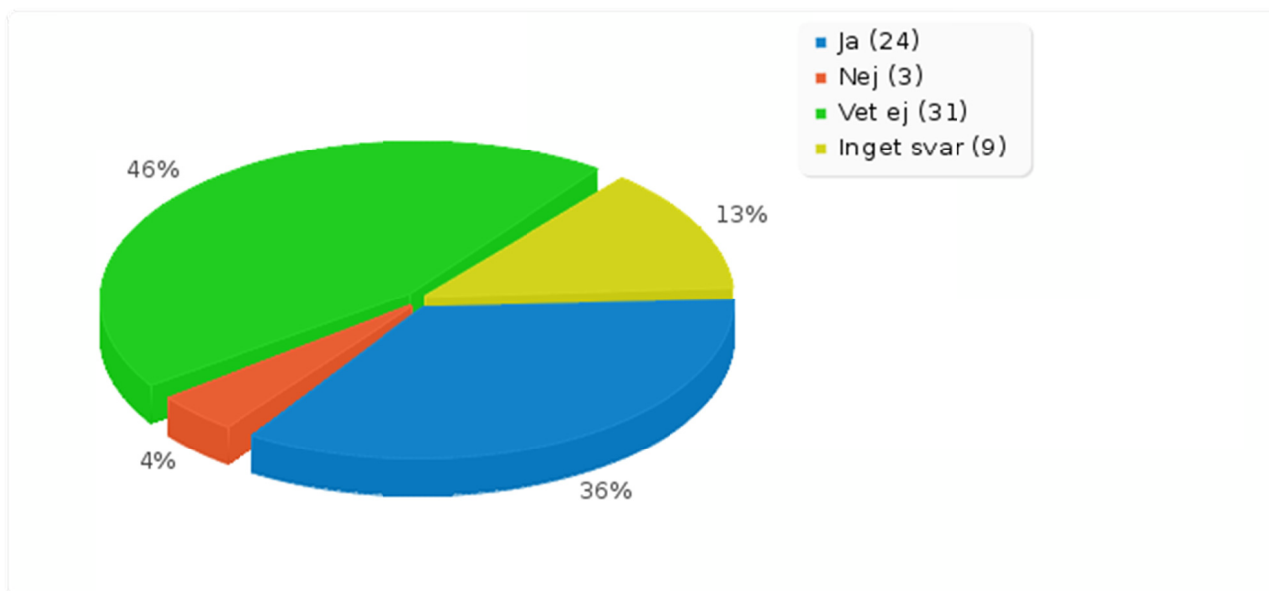
—



ID209 - Vi kommer att nyttja ett annat mått för bedömning av erforderliga drift- och underhållsbehov.

### Del A – Q9

Är det lämpligt att använda ett Ekm liknande koncept för att bestämma drift- och underhållsbehov?



### Del A – Q10

Eventuell kommentar till ovanstående fråga:

ID74 - Dock inte för drift och underhåll på kundsidan dvs debiteringssystem mm

—

ID 101 - Ja det är lämpligt eftersom Ekm-vikterna tas fram på ett schablonmässigt sätt, men ändå ger viktig information om resursbehoven i olika nätdelar och -typer. Att fastställa resursbehov på komponentnivå är annars svårt att genomföra, då kostnadsuppföljning normalt inte sker på denna detaljnivå.

—

ID 113 - Ekm säger väl inget om antalet stationer i nätet. Stationerna står för större delen av uh-kostnaderna. Olika vad gäller fuh och auh.??????

—

ID 147 - Problem vid gemensamma schakter, korta jämfört med långa sträckor

—

ID 159 - Kan finnas andra mått på företagsnivå som tar hänsyn till ex internt debiteringspris, men Ekm är lämpligt vid branschjämförelser.

—

ID 164 - ALUS-ledning avtar i betydelse

—

ID 234 - Vet ej om den fungerar i praktiken.

—

ID 236 - Det är naturligtvis en viktig parameter men det finns flera parametrar som påverkar

—

ID 238 - Viktigheten av ledningen beror på dimensionen och förmågan att överföra effekt och energi.

—

ID 242 - Ja, någon sorts av normering av drift och underhåll kostnader krävs för att kunna bygga en standardkostnad, viktigt att hålla isär kostnader relativt nätet respektive relativt kundadministration.

—

ID245 - Vi anser att Ekm är en bra metod att bestämma normkostnader för de löpande påverkbara kostnaderna. I nuläget gäller detta främst för lokalnätens kostnader för drift och underhåll. Genom vidareutveckling bör det även kunna gälla för kundberoende kostnader, lokalnät och regionnät, samt kostnader för drift och underhåll på regionnät. För regionnät kan krävas att Ekm-vikter beräknas genom att först bestämma rimliga procenttal av NUAK som sedan konverteras till Ekm-vikter.

## Del A – Q11

*Hur stor påverkan har nedanstående faktorer på den totala drift och underhållskostnaden, för ett generellt elnät i Sverige?*

	Liten	Medel	Stor	Inget svar
Andel skog	2	14	38	13
Andel svår terräng	8	17	28	14
Närhet till hav	16	18	13	20
Blixtnedslag	10	30	13	14
Bebyggelse - Landsbygd	12	27	16	12
Bebyggelse - Tätort	15	30	12	10
Bebyggelse - City	15	21	16	15
Kundtyp - Andel hushållskunder	24	22	7	14
Kundtyp - Andel kommersiell (0.4kV)	17	26	9	15
Kundtyp - Andel industri	16	21	15	15

**Del A – Q12**

*Eventuell kommentar till ovanstående fråga:*

ID32 - Vad menas med ett generellt nät, alla faktorer påverkar och nu gäller och beräknas regleringen på de verkliga näten.

—

ID 101 - Svaren blir olika beroende på vilket slags nät det handlar om (oisolerad luftledning, isolerad luftledning eller jordkabel). Kopplingen till andel av olika kundtyper är inget som vi normalt följer upp och analyserar. Graden av osäkerhet i eventuella svar på ovanstående frågor gör att vi hellre avstår från att svara.

—

ID 113 - Det känns som ni egentligen frågar efter störningskostnader vilket förhoppningsvis är en mindre del av det totala underhållsbehovet.

—

ID 159 - Ang bebyggelse City/Tätort beror påverkan till viss del om stor övrig verksamhet sker i området. (expansiv utbyggnad av fjärrvärme osv)

—

ID 166 - Vi har antagit att avbrottskostnad ingår i driftskostnaden.

—

ID 187 - generellt?

—

ID 245 – {ID245} har en relativt sett blandad distribution vilket gör att det är svårt att ange att någon faktor har påtagligt större betydelse än någon annan. Inget svar för de tre frågorna kopplade till kundtyp ska tolkas som att denna kategorisering främst är relevant för de kundberoende kostnader ni tar upp i nästa enkät.

—

ID 221 - Kundtyp har liten påverkan om exempelvis stor processindustri undantas. Den "snällaste" bebyggelsestypen är samhällen utom city.

—

ID 227 - Vi har enbart besvarat faktorer som förekommer i vårt eget tätortsnät. Vi har lite andel city och landsbygd med stor andel tätort.

—

ID 242 - Ovanstående kategorisering avser kostnader för själva ELNÄTET, de kostnader som är relaterat till kunderna är självklart betydande andel av de totala operationella kostnaderna för att bedriva nätverksamhet. För {ID242} utgör mer än 50 av kostnadsmassan på lokalnäten.

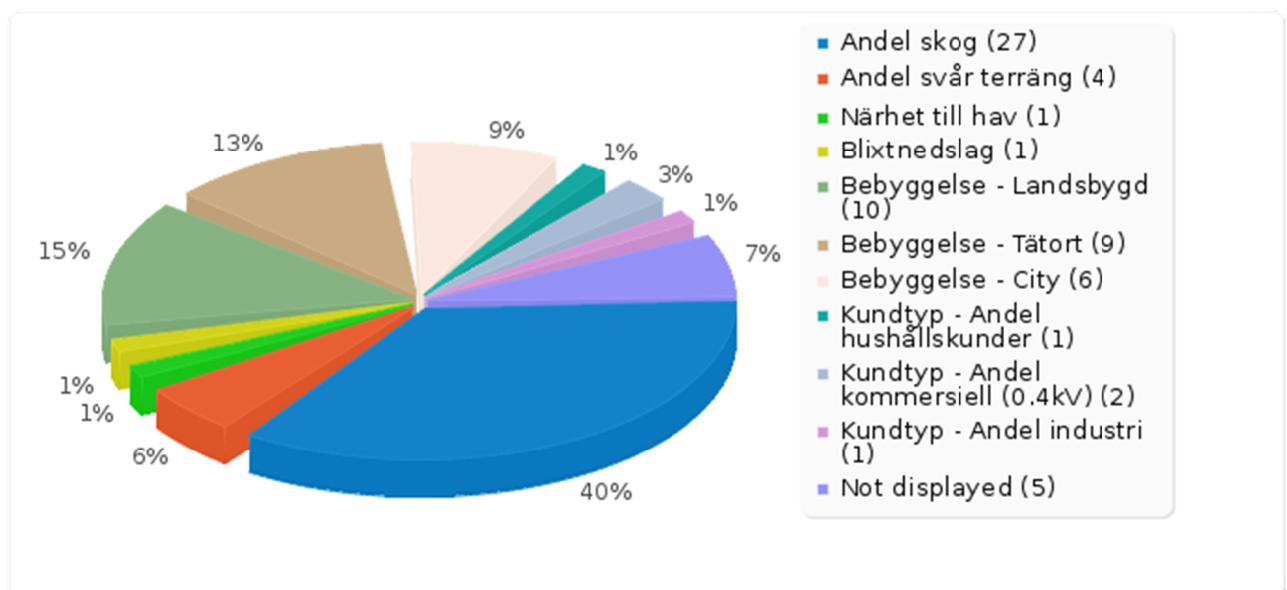
**Del A – Q13**

Rangordna faktorerna med störst påverkan på ERT näts drift- och underhållskostnad?  
(1 = störst påverkan)

[I denna rangordning kan max fem alternativ av tio väljas.]

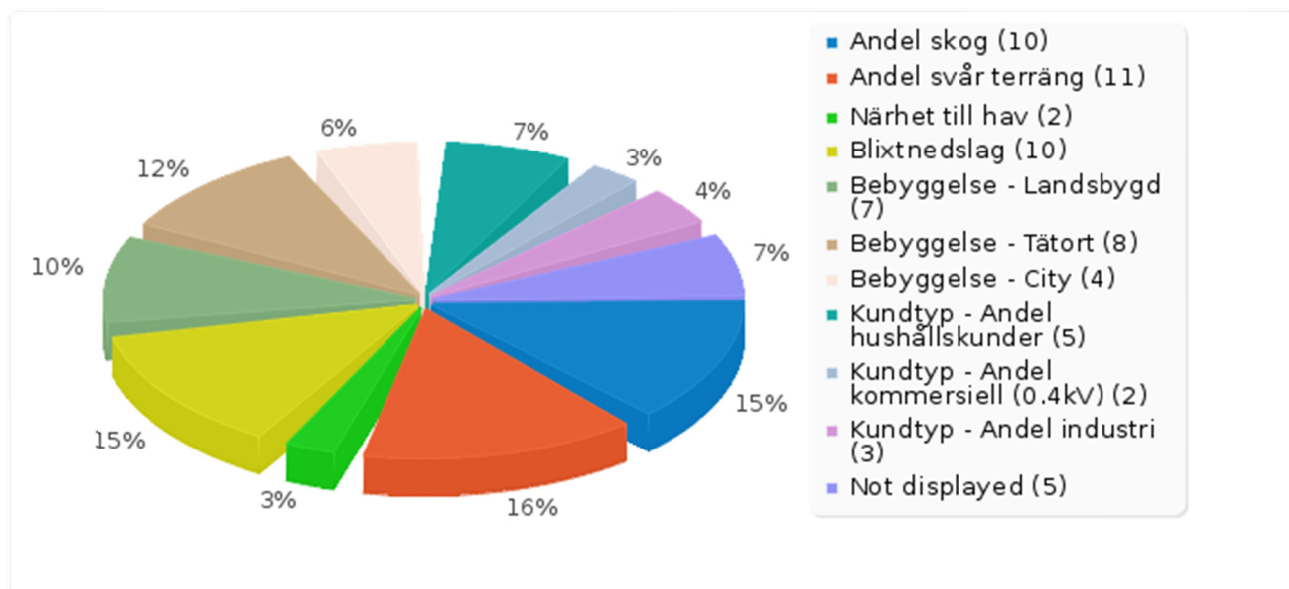
**[Resultat val 1]**

Alternativ	Antal	Procent
Andel skog	27	40%
Andel svår terräng	4	6%
Närhet till hav	1	1%
Blixtnedslag	1	1%
Bebyggelse - Landsbygd	10	15%
Bebyggelse - Tätort	9	13%
Bebyggelse - City	6	9%
Kundtyp - Andel hushållskunder	1	1%
Kundtyp - Andel kommersiell (0.4kV)	2	3%
Kundtyp - Andel industri	1	1%
Ej valt	5	7%



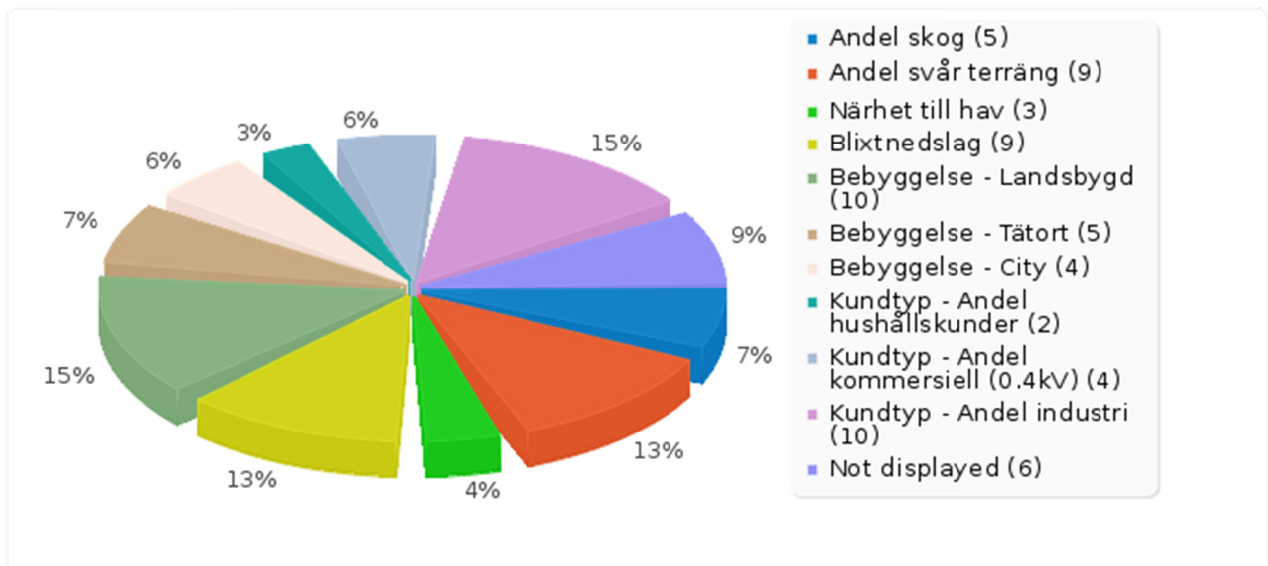
**[Resultat val 2]**

Alternativ	Antal	Procent
Andel skog	10	15
Andel svår terräng	11	16
Närhet till hav	2	3
Blixtnedslag	10	15
Bebyggelse - Landsbygd	7	10
Bebyggelse - Tätort	8	12
Bebyggelse - City	4	6
Kundtyp - Andel hushållskunder	5	7
Kundtyp - Andel kommersiell (0.4kV)	2	3
Kundtyp - Andel industri	3	4
Ej valt	5	7



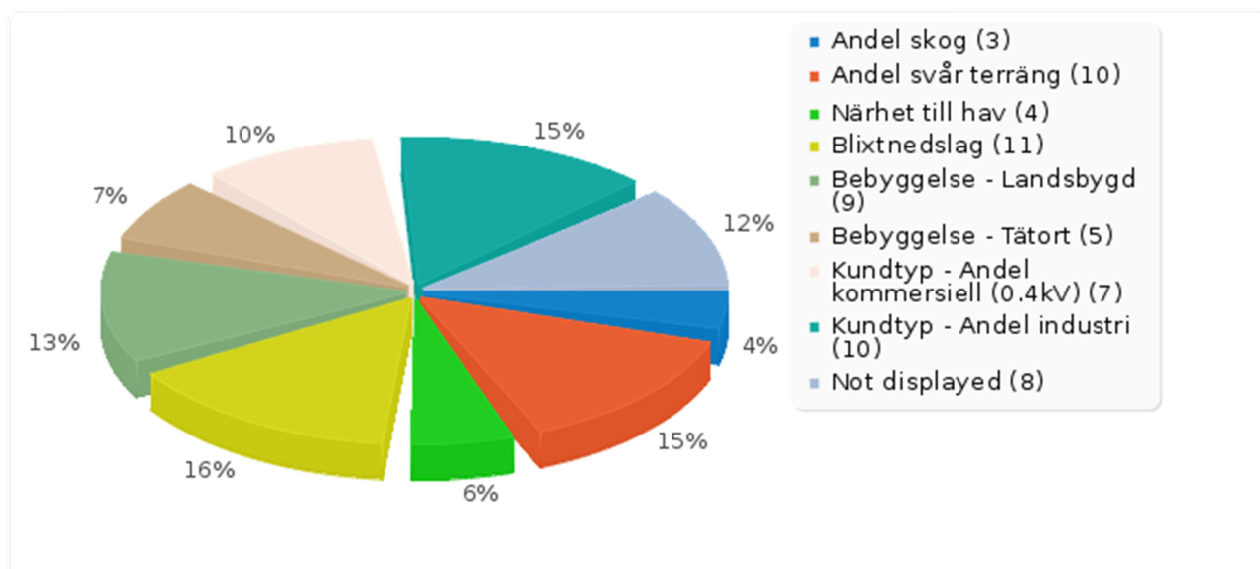
**[Resultat val 3]**

Alternativ	Antal	Procent
Andel skog	5	7
Andel svår terräng	9	13
Närhet till hav	3	4
Blixtnedslag	9	13
Bebyggelse - Landsbygd	10	15
Bebyggelse - Tätort	5	7
Bebyggelse - City	4	6
Kundtyp - Andel hushållskunder	2	3
Kundtyp - Andel kommersiell (0.4kV)	4	6
Kundtyp - Andel industri	10	15
Ej valt	6	9



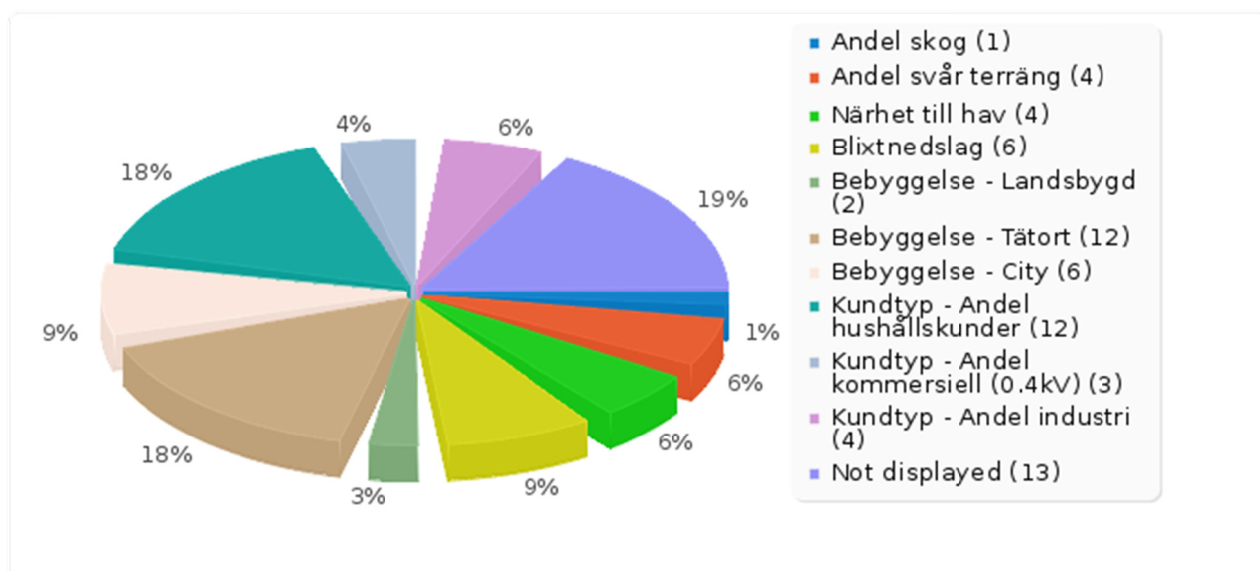
**[Resultat val 4]**

Alternativ	Antal	Procent
Andel skog	3	4
Andel svår terräng	10	15
Närhet till hav	4	6
Blixtnedslag	11	16
Bebyggelse - Landsbygd	9	13
Bebyggelse - Tätort	5	7
Bebyggelse - City	0	0
Kundtyp - Andel hushållskunder	0	0
Kundtyp - Andel kommersiell (0.4kV)	7	10
Kundtyp - Andel industri	10	15
Ej valt	8	12



**[Resultat val 5]**

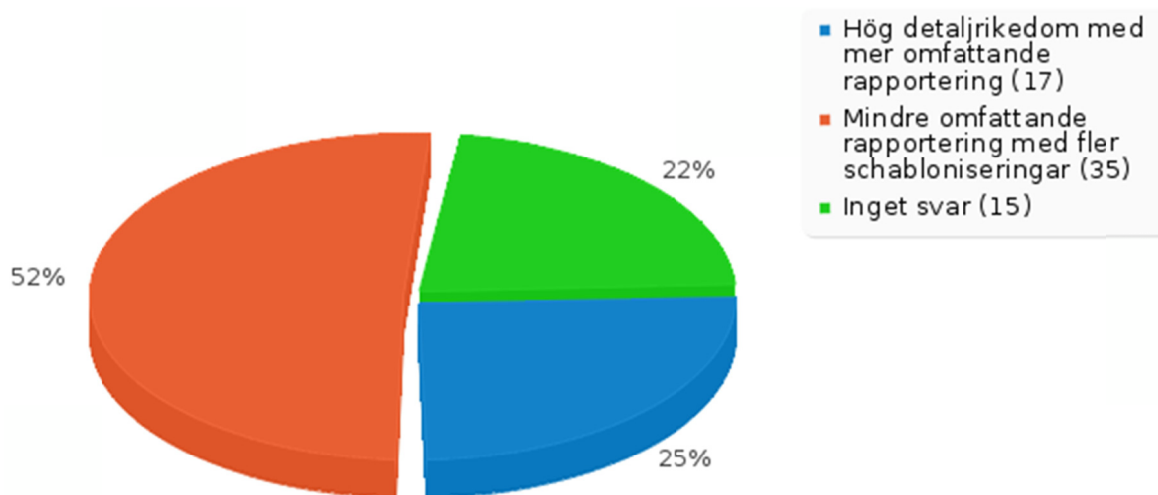
Alternativ	Antal	Procent
Andel skog	1	1
Andel svår terräng	4	6
Närhet till hav	4	6
Blixtnedslag	6	9
Bebyggelse - Landsbygd	2	3
Bebyggelse - Tätort	12	18
Bebyggelse - City	6	9
Kundtyp - Andel hushållskunder	12	18
Kundtyp - Andel kommersiell (0.4kV)	3	4
Kundtyp - Andel industri	4	6
Ej valt	13	19

**Del A – Q14**

*Vad värderar ni högst: Hög detaljrikedom i regleringen som tar hänsyn till specifika nät-förutsättningar i ert elnät, eller, mindre omfattande rapportering?*

Svar	Antal	Procent
Hög detaljrikedom med mer omfattande rapportering	17	25
Mindre omfattande rapportering med fler schabloniseringar	35	52
Inget svar	15	22





## Del A – Q15

Övriga kommentarer angående regleringens detaljrikedom:

32 - Bör vara enkel och lätt att förstå samt tar hänsyn till status i dagsläget.

—

82 - Föreslagen nivå känns rätt

—

101 - Det är inget självändamål med vare sig hög detaljrikedom eller fler schabloniseringar. Nivån måste avgöras i relation till Ekm- vikternas betydelse i regleringsmodellen. Inledningsvis ska tillåten nivå på de påverkbara löpande kostnaderna till 25 avgöras med hjälp av en normkostnad (där Ekm kommer in i bilden). Detaljnivån i vår rapportering kommer främst styras av prislistan för värdering av anläggningstillgångar. Befintliga Ekm-vikter kan med vissa schabloniseringar användas för att motsvara denna detaljnivå, vilket kan vara en utgångspunkt för den första tillsynsperioden. Detta gäller dock inte för de kundrelaterade kostnaderna där Ekm-vikter krävs för olika typer av kunder, t.ex. m.a.p. typ av mätning och spänningsnivå. Om andelen normkostnad ökar i regleringsmodellen bör Ekm strukturen förfinas och anpassas i relation till detta. Då bör Ekm-vikter tas fram för fler av normprislistans komponenter och antalet schabloniseringar minska.

—

113 - ???????

—

118 - Dock måste hänsyn tas till detaljer som klart avviker från schablon.

—

159 - Kommentar till nedanstående fråga: Svarade 4 pga att denna aspekt borde vara så viktig ur regleringsperspektiv, har en känsla av att den tyvärr inte har den digniteten för närvarande.

—

187 - Standardlistor med många alternativ.

—

208 - Generellt sett är självklart en mindre omfattande rapportering att föredra. Det är dock mycket viktigt att resultatet av reglermodellen blir tillräckligt bra. I annat fall kan modellen bli helt missvisande.

—

209 - Mycket svårt att svara på denna fråga när man inte vet vad schabloniseringar innebär. Generellt bättre med mindre omfattande rapportering om detta kan ge ett rättvisande resultat för både nätägare och myndighet.

—

218 - 130 kV GIS ställverk, grova kablar och större nätstationer saknas i schablonlistan

—

221 - Låg detaljrapportering innebär att mindre nätområden gynnas/missgynnas kraftigt i förhållande till de som har stora nätområden.

—

224 - Enkelt för oss som är ett litet nätbolag.

—

236 - Beror naturligtvis på vilket perspektiv man har. En schablon är alltid enkel att använda men ska kunderna få ett pris som baseras på verkliga kostnader så måste detaljriktigheten upp.

—

238 - Enkelhet framför allt

—

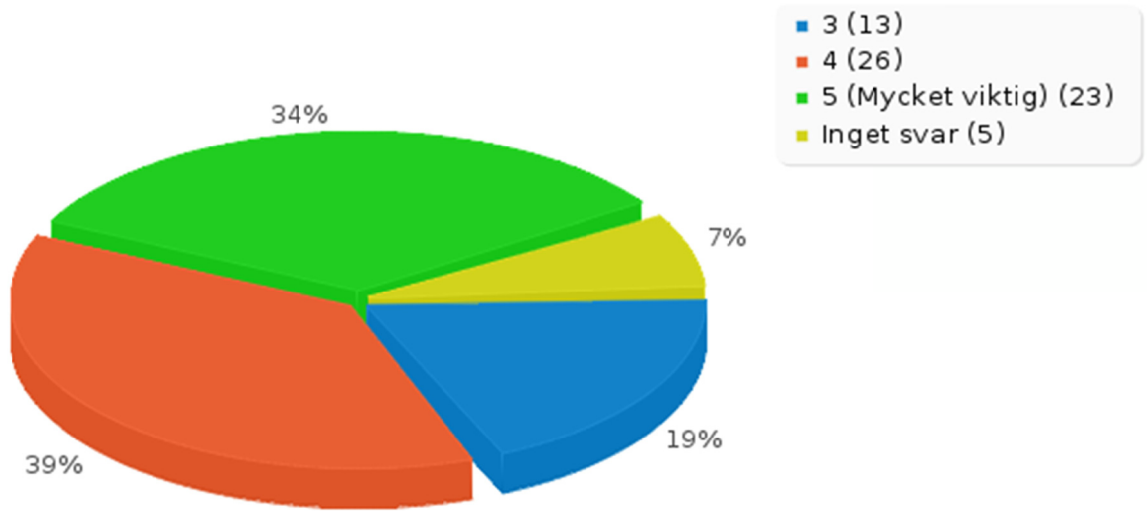
245 - Vår utgångspunkt har varit samma indelning som kapitalbasens normprislista men med att det ibland kan vara samma antal Ekm för vissa komponentgrupper. Det är inget självändamål med hög detaljriktighet eller fler schabloniseringar. Nivån måste avgöras i relation till Ekm-vikternas betydelse i regleringsmodellen. Inledningsvis ska 25 av de påverkbara kostnaderna bestämmas utifrån Ekm. Befintliga Ekm-vikter kan vara en utgångspunkt. Om andelen normkostnad ökar under kommande tillsynsperioder bör Ekm-strukturen förfinas. Då bör Ekm-vikter tas fram för fler av normprislistans komponenter.

## Del A – Q16

*Hur viktig är drift- och underhållsaspekten av regleringen? (Skala 1-5)*

Alternativ	Antal	Procent
1 (Oviktig)	0	0
2	0	0
3	13	19
4	26	39
5 (Mycket viktig)	23	34

Inget svar	5	7
------------	---	---



## E.2 Enkät svar del B

### Del B – Q1

Total drift och underhållskostnad för 2009 (SEK)

(Inkludera endast kostnader kopplade till elnätet. Exkludera t.ex. kostnader för överliggande nät, kundtjänst, mätarkostnad, nätförluster)

Svar	Antal
Angett värde	48
Inget svar	19

Beräkning	Resultat (SEK)
Genomsnittlig	33933290
Minimum	4.5
Maximum	1090000000
Standardavvikelse	155069010
Första kvartil (k1)	3412151
Andra kvartil (median)	4824000
Tredje kvartil (k3)	14062500
k1 och k3 beräknade med Minitab-metod	

id	Total drift och underhållskostnad för 2009 (SEK)
8	
14	
32	
36	2500000
38	26000000
48	
49	
52	21092000
53	1600000
54	1500000
57	
63	33000000
67	12300000
70	
74	1500000
78	1500000
82	66000000
87	4.5
89	7000000
101	
106	13800000
109	9400000
112	1068000

113	25000000
117	
118	2300000
123	12000000
124	2560000
125	6276000
126	
127	2300000
134	2700000
139	8500000
146	30000000
147	2369000
148	5
159	1848910
161	11200000
164	7500000
166	22995000
168	
171	
172	700
179	14900000
180	5048000
186	4600000
187	
188	
197	1000000
200	
202	534580
207	18800
208	12207000
209	99402000
217	
218	4600000
221	5250
224	
227	
234	4000000
235	14150000
236	
238	7000000
240	35000000
242	515000
243	7679
245	1090000000

**Del B - Q2**

Hur har denna drift- och underhållskostnad för år 2009 fördelats över era komponenttyper?

- 1) Med underhåll avses åtgärder för bibehållen funktionalitet, inte investeringar som resulterar i ökad funktionalitet.
- 2) 'Totalt antal' är antalet enheter av komponenttypen år 2009. För ledningar anges här totalt antal km av komponenttypen i nätet.
- 3) Angivna spänningar för regionnät är konstruktionsspänningar, driftspänningar är normalt lägre.

id	Luftledning 0,4kV Totalt antal	Luftledning 0,4kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)	Jordkabel 0,4 kV LBG Totalt antal	Jordkabel 0,4 kV LBG Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52	202	502000	52	797000
53				
54	60	250000	25	100000
57				
63	321		932	
67				
70				
74	58	441000	98	
78	89			
82	215	465000	427	555000
87				
89	117	250000	645	1000000
101				
106		1700000		1000000
109				
112	85	150000	100	100000
113	116		100	
117				
118	90	460000	120	230000
123				
124		405000		270000
125				
126				
127				
134				

139				
146				
147			10	5000
148		700		700
159	66		147	
161				
164	51	400000	50	50000
166	16	142000	180	365000
168				
171				
172				
179	37	240000		720000
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202	1	0		
207				
208	197		168	
209	2287	15301000		
217				
218				
221	210	2030	367	819
224	15		37	
227	16		180	
234	0		0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

id	Jordkabel 0,4 kV Tätort Totalt antal	Jordkabel 0,4 kV Tätort Totalt kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)	Jordkabel 0,4 kV City Totalt antal	Jordkabel 0,4 kV City Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
8				
14				
32				

36	10	250000	1000	500000
38				
48				
49				
52	319	1164000	461	550000
53				
54	100	250000	0	0
57				
63			0	
67				
70				
74	329	290000	13	
78				
82	1085	1627000	250	425000
87				
89	725	1000000		
101				
106		11000000		1300000
109				
112	257	225000	0	0
113	100		200	
117				
118	0	0	0	0
123	1000	2400000	267	950000
124		180000		45000
125				
126	272	1348		
127				
134				
139				
146				
147	141	1984000		
148		400		0
159	293			
161				
164	350	250000	100	150000
166	600	6205000	20	730000
168				
171				
172				
179		960000		480000
180				
186	90600	500000		
187				
188				



197				
200				
202	66	360840		
207				
208	392		0	
209	2990	13559000		
217				
218				
221	89	301		
224	256		0	
227	600		20	
234	150	900000	80	500000
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Luftledning 12-24 kV Totalt antal</b>	<b>Luftledning 12-24 kV Totalt kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Belagd lina 12-24 kV Totalt antal</b>	<b>Belagd lina 12-24 kV Totalt kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36			20000	400000
38				
48				
49				
52	90	4641000	0	0
53				
54	40	450000	6	10000
57				
63	693		13	
67				
70				
74	55	637000	0	
78	264			
82	264	689000	27	54000
87				

89	310	1500000		
101				
106		1900000		
109				
112	16	50000	0	0
113	136		20	
117				
118	73	820000	3	0
123				
124		270000		
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148		1.100.000		0
159			7	
161				
164	11	350000	4	50000
166	0		0	
168				
171				
172				
179		920000		-
180				
186	108989	1000000		
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208	103		2	
209	3660	37390000	594	4707000
217				
218				
221	125	825	27	180
224	24		0	
227				
234	0		0	
235				
236				
238				

240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Jordkabel 12 kV LBG Totalt antal</b>	<b>Jordkabel 12 kV LBG Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Jordkabel 24 kV LBG Totalt antal</b>	<b>Jordkabel 24 kV LBG Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52	108	455000	0	0
53				
54	20	40000	0	0
57				
63	0		169	
67				
70				
74	78		0	
78				
82	243	243000		
87				
89	150	700000	100	550000
101				
106		450000		
109				
112	41	25000	0	0
113	180		0	
117				
118	0	0	26	215000
123				
124		180000		
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147	5	10000		

148		500		500
159	89		21	
161				
164	25	50000		
166	84	288000	0	
168				
171				
172				
179		460000		-
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208	54		0	
209				
217				
218				
221	178	486		
224	40		0	
227	84			
234	0		0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

id	Hängkabel 12 kV Totalt antal	Hängkabel 12 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)	Hängkabel 24 kV Totalt antal	Hängkabel 24 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				

52	19	819000	0	0
53				
54	0	0	0	0
57				
63	0		0	
67				
70				
74	1		0	
78				
82	3	6000		
87				
89				
101				
106				
109				
112	14	45000	0	0
113	1		0	
117				
118	0	0	0	0
123				
124		90000		
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148		0		0
159	7			
161				
164				
166	9	125000	0	
168				
171				
172				
179		-		-
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				

208	25		0	
209	67	503000		
217				
218				
221	7	49		
224	5		0	
227	9			
234	0		0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Jordkabel 12 kV Tätort Totalt antal</b>	<b>Jordkabel 12 kV Tätort Totalt kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Jordkabel 24 kV Tätort Totalt antal</b>	<b>Jordkabel 24 kV Tätort Totalt kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52	315	456000	0	0
53				
54	60	130000	0	0
57				
63	0			
67				
70				
74	102		0	
78				
82	271	325000		
87				
89	300	450000	100	225000
101				
106		600000		
109				
112	100	65000	0	0

113	90		0	
117				
118	0	0	0	0
123	400	2000000		
124		270000		
125				
126	59	108		
127				
134				
139				
146				
147	40	150000		
148		300		300
159	91			
161				
164	100	400000		
166	280	4894000	0	
168				
171				
172				
179		575000		-
180				
186	25000	200000	55000	300000
187				
188				
197				
200				
202	16	63000		
207				
208	126		16	
209	1140	5385000		
217				
218				
221	15	60		
224	326		0	
227	280			
234	90	540000	0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Jordkabel 145 kV Tätort Totalt antal</b>	<b>Jordkabel 145 kV Tätort Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Jordkabel 12 kV City Totalt antal</b>	<b>Jordkabel 12 kV City Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52	0	0	118	470000
53				
54	0	0	0	0
57				
63	0		0	
67				
70				
74	0		1	
78				
82	4	5000	82	114000
87				
89	8	25000		
101				
106				400000
109				
112	0	0	0	0
113	0		90	
117				
118	0	0	0	0
123			70	1100000
124				180000
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148		0		0
159				
161				
164			50	50000



166	4	478000	9	576000
168				
171				
172				
179		-		345000
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208	0		0	
209				
217				
218				
221				
224	0		0	
227	4		9	
234	7	50000	60	400000
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Jordkabel 24 kV City Totalt antal</b>	<b>Jordkabel 24 kV City Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Stolpstation Totalt antal</b>	<b>Stolpstation Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52	0	0	81	756000
53				
54	0	0	20	10000
57				

63	0		450	
67				
70				
74	0		55	
78			240	
82			281	56000
87				
89			380	400000
101				
106				400000
109				
112	0	0	21	43000
113	0		140	
117				
118	0	0	50	75000
123				
124				90000
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148		0		200
159			2	
161				
164			11	100000
166	0		1	5000
168				
171				
172				
179		-		53
180				
186			40	200000
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208	0		107	
209			2816	0
217				
218				

221			201	191
224	0		33	
227			1	
234	0		0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Nätstation/kiosk LBG Totalt antal</b>	<b>Nätstation/kiosk LBG Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Nätstation City/Tätort Totalt antal</b>	<b>Nätstation City/Tätort Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36			1	700000
38				
48				
49				
52	118	1159000	192	1865000
53				
54	37	20000	66	200000
57				
63	134		103	
67				
70				
74	40	134000	185	407000
78	41		66	
82	181	181000	310	465000
87				
89	185	250000	115	200000
101				
106		400000		1100000
109				
112	42	55000	117	240000
113	180		250	
117				
118	67	270000	0	0
123			425	1200000

124		180000		135000
125				
126			76	334
127				
134				
139				
146				
147	5	20000	50	150000
148		200		0
159	114		76	
161				
164	28	600000	159	1000000
166	38	770	340	3256000
168				
171				
172				
179		120		185
180				
186	110	500000		
187				
188				
197				
200				
202			17	70000
207				
208	179		70	
209	1245	7227000	68	794000
217				
218				
221	120	114	32	45
224	50		40	
227	38		340	
234	0		100	700000
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

id	Nätstation dubbel Totalt antal	Nätstation dubbel Total kostnad för komponenttyp	Fördelningsstation 52-72,5/12-24 kV exkl. apparater Totalt antal	Fördelningsstation 52-72,5/12-24 kV exkl. apparater Total kostnad för
----	---	---	---	--

		2009 (SEK)		komponenttyp 2009 (SEK)
8				
14				
32				
36			1	650000
38				
48				
49				
52	122	1260000	6	4927000
53				
54	0	0	0	0
57				
63	13		0	
67				
70				
74	5		3	
78	11			
82	116	232000	16	128000
87				
89	55	100000	9	150000
101				
106		600000		1700000
109				
112	3	80000	3	225000
113	10		5	
117				
118	0	0	1	115000
123				
124				175000
125				
126			1	67
127				
134				
139				
146				
147	9	50000		
148		0		100
159	9		3	
161				
164	18	300000	3	130000
166	74	2171000		
168				
171				
172				

179		49		
180				
186			4	100000
187				
188				
197				
200				
202	9	40740		
207				
208	7		6	
209	129	3017000		
217				
218				
221			1	50
224	10		2	
227	74			
234	30	200000	0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

id	Linjefack 12-24 kV Totalt antal	Linjefack 12- 24 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)	Luftledning 36-72,5 kV Totalt antal	Luftledning 36-72,5 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52	187	1271000		
53				
54	25	40000		
57				
63	46		8	
67				
70				

74				
78				
82	307	583000	65	208000
87				
89	74	50000		
101				
106				
109				
112	59	125000		
113	70		16	
117				
118	7	115000		
123				
124		90000		
125				
126	10	303		
127				
134				
139				
146				
147				
148		100		
159	34			
161				
164	40	150000		
166	286	2207000	0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208	460			
209			686	2322000
217				
218				
221	4	100		
224	35			
227				

234	80	200000	0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Luftledning 84-170 kV Totalt antal</b>	<b>Luftledning 84-170 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Luftledning 245 kV Totalt antal</b>	<b>Luftledning 245 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	0		0	
67				
70				
74				
78				
82				
87				
89	4	75000		
101				
106				
109				
112				
113	0		0	
117				
118				
123				
124				
125				
126				



127				
134				
139				
146				
147				
148				
159				
161				
164				
166	10	468000	0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208				
209	292	1001000		
217				
218				
221				
224				
227	10			
234	0		0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

id	Linjefrånskiljare 36-170 kV Totalt antal	Linjefrånskiljare 36-170 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)	Linjefrånskiljare 245 kV Totalt antal	Linjefrånskiljare 245 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
8				
14				

32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	2		0	
67				
70				
74				
78				
82				
87				
89				
101				
106				
109				
112				
113	0		0	
117				
118				
123				
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				
159	4			
161				
164				
166	36	316000	0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				

188				
197				
200				
202				
207				
208				
209				
217				
218				
221				
224				
227				
234	12	100000	0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Jordkabel 36-72,5 kV Totalt antal</b>	<b>Jordkabel 36-72,5 kV Totalt kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Jordkabel 84-170 kV Totalt antal</b>	<b>Jordkabel 84-170 kV Totalt kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	0		0	
67				
70				
74				
78				
82	45	50000	4	5000
87				
89				

101				
106		850000		
109				
112				
113	0		0	
117				
118				
123				
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				
159	3			
161				
164	12	50000		
166	0		0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208				
209	38	25000		
217				
218				
221				
224				
227				
234	0		0	
235				
236				
238				
240				

242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Jordkabel 245 kV Totalt antal</b>	<b>Jordkabel 245 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Sjökabel 36-72,5 kV Totalt antal</b>	<b>Sjökabel 36- 72,5 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	0		0	
67				
70				
74				
78				
82				
87				
89				
101				
106				
109				
112				
113	0		0	
117				
118				
123				
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				

159				
161				
164				
166	0		0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208				
209				
217				
218				
221				
224				
227				
234	0		0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Sjökabel 84-170 kV Totalt antal</b>	<b>Sjökabel 84-170 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Sjökabel 245 kV Totalt antal</b>	<b>Sjökabel 245 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				

53				
54				
57				
63	0		0	
67				
70				
74				
78				
82				
87				
89				
101				
106				
109				
112				
113	0		0	
117				
118				
123				
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				
159				
161				
164				
166	0		0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208				

209				
217				
218				
221				
224				
227				
234	0		0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Transformatorstation 24-36 kV uppspänningssida exklusive apparater Totalt antal</b>	<b>Transformatorstation 24-36 kV uppspänningssida exklusive apparater Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Transformatorstation 52-72,5 kV uppspänningssida exklusive apparater Totalt antal</b>	<b>Transformatorstation 52-72,5 kV uppspänningssida exklusive apparater Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	0		1	
67				
70				
74				
78				
82			16	64000
87				
89				
101				
106				380000
109				



112			
113	5		0
117			
118			
123			
124			
125			
126			
127			
134			
139			
146			
147			
148			
159			
161			
164			
166	0		0
168			
171			
172			
179			
180			
186			
187			
188			
197			
200			
202			
207			
208			
209	60		
217			
218			
221			
224			
227			
234	0		0
235			
236			
238			
240			
242			
243			
245			

<b>id</b>	<b>Transformatorstation 84-170 kV uppspänningssida exklusive apparater Totalt antal</b>	<b>Transformatorstation 84-170 kV uppspänningssida exklusive apparater Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Transformatorstation 245-420 kV uppspänningssida exklusive apparater Totalt antal</b>	<b>Transformatorstation 245-420 kV uppspänningssida exklusive apparater Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	3		0	
67				
70				
74				
78				
82	1	4000		
87				
89				
101				
106				
109				
112				
113	0		0	
117				
118				
123				
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				

159	2			
161				
164				
166	0		0	
168				
171				
172				
179	4	2787000		
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208				
209	13	8120000		
217				
218				
221				
224				
227				
234	6	100000	0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Transformator 24/12 kV inklusive reglertransformat orer Totalt antal</b>	<b>Transformator 24/12 kV inklusive reglertransformat orer Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Transformator 52/12-24 kV inklusive reglertransformat orer Totalt antal</b>	<b>Transformator 52/12-24 kV inklusive reglertransformat orer Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				

48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	0		2	
67				
70				
74				
78				
82			26	260000
87				
89				
101				
106				
109				
112				
113	0		10	
117				
118				
123				
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				
159	1		2	
161				
164	237	300000	6	150000
166	0		0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				
188				
197				
200				

202				
207				
208				
209	8		96	
217				
218				
221				
224				
227				
234	0		0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Transformator 72,5-84/12-24 kV Totalt antal</b>	<b>Transformator 72,5-84/12-24 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Transformator 123-170/12-24 kV Totalt antal</b>	<b>Transformator 123-170/12-24 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	0		6	
67				
70				
74				
78				
82			1	10000
87				
89				
101				

---

106				
109				
112				
113	0		0	
117				
118				
123			9	2300000
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				
159			2	
161				
164				
166	0		10	
168				
171				
172				
179			6	
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208				
209				
217				
218				
221				
224				
227				
234	0		6	100000
235				
236				
238				
240				
242				

243				
245				

<b>id</b>	<b>Transformator 123-170/36-52 kV inklusive reglertransformatorer Totalt antal</b>	<b>Transformator 123-170/36-52 kV inklusive reglertransformatorer Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Transformator 245/36-52 kV Totalt antal</b>	<b>Transformator 245/36-52 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	0		0	
67				
70				
74				
78				
82	2	20000		
87				
89				
101				
106				
109				
112				
113	0		0	
117				
118				
123				
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				

148				
159				
161				
164				
166			0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208				
209		21		
217				
218				
221				
224				
227				
234		0		0
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

id	Transformator 245/145 kV Totalt antal	Transformator 245/145 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)	Transformator 245/72,5-84 kV Totalt antal	Transformator 245/72,5-84 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
8				
14				
32				
36				
38				



48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	0		0	
67				
70				
74				
78				
82				
87				
89				
101				
106				
109				
112				
113	0		0	
117				
118				
123				
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				
159				
161				
164				
166	0		0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				
188				
197				
200				

202				
207				
208				
209				
217				
218				
221				
224				
227				
234	0		0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

<b>id</b>	<b>Transformator 420/145-245 kV Totalt antal</b>	<b>Transformator 420/145-245 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Ställverksfack 12- 24 kV lika för ledningsfack och transformatorfack Totalt antal</b>	<b>Ställverksfack 12- 24 kV lika för ledningsfack och transformatorfack Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	0		54	
67				
70				
74				
78				
82			307	583000
87				
89				
101				

106				
109				
112				
113	0		70	
117				
118				
123			160	1750000
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				
159			1	
161				
164				
166	0			
168				
171				
172				
179			112	
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208				
209			539	
217				
218				
221				
224				
227				
234	0		85	100000
235				
236				
238				
240				
242				

243				
245				

<b>id</b>	<b>Ställverksfack 36-72,5 kV lika för ledningsfack och transformatorfack Totalt antal</b>	<b>Ställverksfack 36-72,5 kV lika för ledningsfack och transformatorfack Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Ställverksfack 84-170 kV lika för ledningsfack och transformatorfack Totalt antal</b>	<b>Ställverksfack 84-170 kV lika för ledningsfack och transformatorfack Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	3		6	
67				
70				
74				
78				
82	62	217000	2	7000
87				
89				
101				
106				
109				
112				
113	10		0	
117				
118				
123				
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				

148				
159	2		2	
161				
164				
166	0		0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208				
209	192		34	
217				
218				
221				
224				
227				
234	0		0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				

id	Ställverksfack 245-420 kV lika för ledningsfack och transformatorfack Totalt antal	Ställverksfack 245-420 kV lika för ledningsfack och transformatorfack Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)	Tilläggskostnad för ställverksfack med GIS- teknik Totalt antal	Tilläggskostnad för ställverksfack med GIS- teknik Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)
8				
14				
32				
36				
38				

---

48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	0		0	
67				
70				
74				
78				
82				
87				
89				
101				
106				
109				
112				
113	0		0	
117				
118				
123				
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				
159				
161				
164				
166	0		0	
168				
171				
172				
179				
180				
186				
187				
188				
197				
200				

202			
207			
208			
209			
217			
218			
221			
224			
227			
234	0		0
235			
236			
238			
240			
242			
243			
245			

<b>id</b>	<b>Kondensatorbatteri 12-84 kV Totalt antal</b>	<b>Kondensatorbatteri 12-84 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>	<b>Kondensatorbatteri 123-170 kV Totalt antal</b>	<b>Kondensatorbatteri 123-170 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8				
14				
32				
36				
38				
48				
49				
52				
53				
54				
57				
63	3		0	
67				
70				
74				
78				
82	10	2000		
87				
89				
101				
106				
109				

112				
113	3		0	
117				
118				
123	1	140000		
124				
125				
126				
127				
134				
139				
146				
147				
148				
159	3			
161				
164	3	10000		
166	8		0	
168				
171				
172				
179	8			
180				
186				
187				
188				
197				
200				
202				
207				
208				
209			1	
217				
218				
221				
224				
227	8			
234	6	0	0	
235				
236				
238				
240				
242				
243				
245				



<b>id</b>	<b>Kondensatorbatteri 245 kV Totalt antal</b>	<b>Kondensatorbatteri 245 kV Total kostnad för komponenttyp 2009 (SEK)</b>
8		
14		
32		
36		
38		
48		
49		
52		
53		
54		
57		
63	0	
67		
70		
74		
78		
82		
87		
89		
101		
106		
109		
112		
113	0	
117		
118		
123		
124		
125		
126		
127		
134		
139		
146		
147		
148		
159		
161		
164		

166	0	
168		
171		
172		
179		
180		
186		
187		
188		
197		
200		
202		
207		
208		
209		
217		
218		
221		
224		
227		
234	0	
235		
236		
238		
240		
242		
243		
245		

### Del B - Q3

Vilket Ekm värde anser ni vara korrekt för respektive komponenttyp?

(Värden ifylles i mån av data/komponenter, lämnas blankt om komponenttypen ej finns i nätet)

1) Ekm-värde för Luftledning 0,4kV är alltid 1.0 .

2) Med underhåll avses åtgärder för bibehållen funktionalitet, inte investeringar som resulterar i ökad funktionalitet.

3) Angivna spänningar för regionnät är konstruktionsspänningar, driftspänningar är normalt lägre.

Luftledning 0,4kV	Jordkabel 0,4 kV LBG	Jordkabel 0,4 kV Tätort	Jordkabel 0,4 kV City	Luftledning 12-24 kV
1	0.7	0.7	0.7	1.2
2.2	1.3	1.5	1.7	2.6
1	1.1	1.1	1.1	1.2
1	0.7	0.7	0.7	1.2
85	70	180	0	20

1	0.7	1	1	1.5
1	1.1	1.2	1.3	1.2
1	0.15	0.2	0.3	1.6
1	0.1	72.6	0.1	3
1	185	0.1	0	124
197	0.23	431	0.7	0.69
1		0.35		
1		0.7		

Belagd lina 12-24 kV	Jordkabel 12 kV LBG	Jordkabel 24 kV LBG	Hängkabel 12 kV	Hängkabel 24 kV
0.9	0.6	0.6	0.9	0.9
2	1	0.6	1.9	1
1	0.9	0	1	0
0	0.6	0.7	13	3
1	25	0.3	1.1	0
1.2	0.95	0	3	
1.3	0.25		30	
3	0.3		0.72	
2	49			
0.69	0.28			

Jordkabel 12 kV Tätort	Jordkabel 24 kV Tätort	Jordkabel 145 kV Tätort	Jordkabel 12 kV City	Jordkabel 24 kV City
0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
1.2	0.6	1.1	1.4	0.6
0.9	0	0	0.9	0
0.6	0.3	1	0.6	0.3
60	14	0.5	0	0
1		0	0.85	
0.9			0.3	
0.4			0.3	
14			0	
0.3			0.7	
113				
0.42				
0.7				

Stolpstation	Nätstation/kiosk LBG	Nätstation City/Tätort	Nätstation dubbel	Fördelningsstation 52-72,5/12-24 kV exkl. apparater
0.1	0.1	0.3	0.5	1.9
0.2	1	1.5	2	8
0.3	0.8	0.8	1.8	6
0	0.1	0.3	2	2.2
0.2	4	35	0.7	2
0.3	0.3	1	16.2	2

0.5	0.25	0.25	1	12
3	0.4	0.6	13	5.2
32	1	13.6	0.5	
0.1	143	1		
	0.1	56		
		0.2		
		0.4		

Linjefack 12-24 kV	Luftledning 36-72,5 kV	Luftledning 84-170 kV	Luftledning 245 kV	Linjefrånskiljare 36-170 kV
1.4	3.2	5		1.3
1.9	5			
83				
1.6				
1.5				
1.2				
2				
2.6				
1.1				

Linjefrånskiljare 245 kV	Jordkabel 36-72,5 kV	Jordkabel 84-170 kV	Jordkabel 245 kV	Sjökabel 36-72,5 kV
1.3	1.1	1.1		
	0.1	0.5		
	0.5	0.4		

Sjökabel 84-170 kV	Sjökabel 245 kV	Transformatorstation 24-36 kV uppspänningssida exklusive apparater	Transformatorstation 52-72,5 kV uppspänningssida exklusive apparater	Transformatorstation 84-170 kV uppspänningssida exklusive apparater
		8	4	4
			8	8

Transformatorstation 245-420 kV uppspänningssida exklusive apparater	Transformator 24/12 kV inklusive reglertransformatorer	Transformator 52/12-24 kV inklusive reglertransformatorer	Transformator 72,5-84/12-24 kV	Transformator 123-170/12-24 kV
	1	10	4	10
	4	1.5		4
		4		

Transformator 123-170/36-52 kV inklusive reglertransformatorer	Transformator 245/36-52 kV	Transformator 245/145 kV	Transformator 245/72,5-84 kV	Transformator 420/145-245 kV
10				

Ställverksfack 12-24 kV lika för ledningsfack och transformatorfa ck	Ställverksfack 36-72,5 kV lika för ledningsfack och transformatorfa ck	Ställverksfack 84-170 kV lika för ledningsfack och transformatorfa ck	Ställverksfack 245-420 kV lika för ledningsfack och transformatorfa ck	Tilläggskostn ad för ställverksfack med GIS- teknik
1.9	3.5	3.5		
2	2	2		
1.4				

Kondensatorbatteri 12-84 kV	Kondensatorbatteri 123-170 kV	Kondensatorbatteri 245 kV
0.2	1	
0.5		
1		
0.5		

### Del B - Q4a

*Denna enkät har hittills varit anonym men ni har möjlighet att ange företagets namn nedan. I resultatsammanställningen av enkäten kommer enskilda svar ej att kopplas till företagsnamnet.*

Svar	Antal	Procent
Angett namn	23	34
Inget svar	44	66

För att bibehålla anonymitet så redovisas ej företagets namn i denna rapport.

### Del B - Q4b

*Vi deltar gärna i eventuella intervjuer i det fortsatta arbetet*

Svar	Antal	Procent
Ja	19	28
Nej	48	72

### Del B - Q4c

*Kontaktuppgifter för eventuell intervju*

För att bibehålla anonymitet så redovisas ej företagets kontaktuppgifter i denna rapport.

### Del B - Q4d

*Övriga kommentarer*

Svar	Antal	Procent
Angett kommentar	28	42
Inget svar	39	58

—

ID32 - Vi är ett litet nätbolag och har inte resurser för att kunna svara och vara behjälpliga vid det fortsatta arbetet. Det känns och blir tyvärr endast en ytterligare belastning på en redan ansträngd organisation.

—

ID52 - Vi har inte vår uppföljning så detaljerat som vi svarat i enkäten men har gjort så gott vi kunnat när det gäller att fördela kostnaderna på olika områden

—

ID53 - Är ännu inte så långt kommen i fördelning av nätet att jag kan svara på föregående fördelning av kostnader

—

ID54 - Då vi ej har tillgång till rätt kartunderlag ännu, är det uppskattade siffror.

—

ID63 - Eftersom vi inte har lagt upp den ekonomiska uppföljningen som harmoniserar med era frågor kan vi inga möjligheter att lämna fullständiga uppgifter vid samtliga frågeställningar.

—

ID67 - Lämnad uppgift om totala drift och underhållskostnader överensstämmer med lämnade uppgifter i årsrapport fält TN6302001, TN 6302501, särskild rapport ekonomiska data.

—

ID74 - Vår största invändning mot att endast använda Ekm som bas för relativa underhållskostnader är att det endast tar hänsyn till tekniskt underhåll. Det finns även kostnader för kundtjänst och debiteringen som inte är direkt kopplat till antal Ekm för nätet.

—

ID78 - Vi har inte ett redovisningssystem som gör det möjligt att ta fram våra underhållskostnader på den detaljnivå som efterfrågas. Vi har inte heller tillräcklig kunskap om underhållskostnad per Ekm. Därför är det många vita fält i vårt svar. Efter mailväxling med Johan som ville att vi skulle svara med det vi vet, har vi fyllt i detta, i stället för att kasta in handduken. Hälsningar {ID78}

—

ID101 - Del 2 Mest relevant vore här att fråga om de totala påverkbara löpande kostnaderna, inklusive kundrelaterade kostnader. Detta är då något som kan hämtas ur våra inrapporterade årsrapporter enligt EI:s definition av påverkbara löpande kostnader. Denna totalsumma skulle sedan helst kunna fördelas ut både på komponenttyper samt på olika typer av kunder, för att kunna fastställa korrekta vikter. Då definitionen av drift- och underhållskostnad inte är tillräckligt skarp, är risken stor att tillfrågade företag svarar utifrån olika tolkningar. Vi avstår därför att lämna svar då vi bedömer möjligheten till relevant uppföljning som mycket liten. En anledning till detta är även att vi inte har möjlighet att utföra efterföljande fördelning på komponenttyper. Den typen av kostnadsuppföljning finns inte tillgänglig i dagsläget. Del 3 När det gäller egna förslag på Ekm-vikter anser vi att det enda möjliga är att utgå från gängse metodik, annars är det inte längre Ekm det handlar om. Vikter som godtyckligt, utifrån

erfarenhet eller med hjälp av andra metoder föreslås kan vara nog så riktiga för det enskilda företaget. Detta hjälper emellertid inte då vi i det här sammanhanget vill ha ett fördelningsmått som är tillämpligt i hela branschen. Det måste vara fastställt enligt en given metod som är transparent och granskad, så att det går att bedöma tillförlitligheten i resultatet. Detta leder oss till rekommendationen att djupare granska hur befintliga Ekm-vikter har tagits fram och vilka eventuella förbättringsområden som finns gällande denna metodik. Även kostnadsunderlaget i EBR kan genom en opartisk granskning förbättras och vinna större acceptans.

—

ID113 - Eftersom vi inte har korrekta kunskaper gällande Ekm så har vi inte angett dessa värden. Vi kan ej med kort varsel dela upp drift- och underhållskostnad per komponent.

—

ID118 - Av resursbrist väljer vi att inte delta i eventuella intervjuer. Vi har oftast deltagit i alla förhandsarbeten, studier och referens- eller arbetsgrupper, men prioriterar nu vårt eget arbete inför och med förhandsregleringen.

—

ID125 - Vi har i daxläget ej uppdelat som i enkäten

—

ID127 - Vi har inte påbörjat arbetet med Ekm med olika områden därför kan vi inte svara på dom två sista frågorna

—

ID139 - Fördelningen av drift och underhållskostnader på komponenttyper har vi ej. Vad gäller utvärdering av Ekm som bas för relativa underhållskostnader så känner vi till för lite om detta för att kunna svara.

—

ID147 - Fördelning av kostnader är uppskattade då vi ej har ett sådant underlag tillgängligt.

—

ID159 - Vi har tyvärr inte kostnadsfört på sådant vis att vi kan rapportera underhållskostnad per komponenttyp. Vi kan inte i dagsläget redogöra för hur stor del av nätet som återfinns i Citymiljö utan är en del av det nät som redovisats under Tätort. Vi ansåg oss heller inte kunna svara på relevant Ekm per komponenttyp. Dock är vår erfarenhet att behov av kabelanvisning i Tätort/Citymiljö överstiger värden från EBR.

—

ID161 - Del 2 Vi har ingen uppdelning på komponenter enligt er definition.

—

ID164 - Mycket approximation

—

ID166 - Vi har inte svarat på antal Ekm eftersom vi saknar underlag att bedöma dess storlek. Underhållskostnaden på 22 995 000 kronor har fördelats utifrån Els normvärdeslista byggt på NUAK värdet på anläggningen ifråga. Vi saknar bokföring för att fördela enligt enkäten. Vår

bokföring ger dock följande fördelning: De 22 995 000 kronorna fördelar sig enligt: 131 kV 130-kV linje: 93 000 kronor Transformering 130/10 kV: 4 182 000 kronor 10 kV ledning: 4 718 000 kronor Transformering 10/0,4 kV: 4 617 000 kronor Lågspänning 0,4 kV ledning: 9 509 000 kronor. Hsp 10 kV ledning fördelar sig på: Jordkabel 4 666 000 kronor Luftledning 52 000 kronor. Lågspänning fördelar sig enligt: Jordkabel 9 290 000 kronor Luftledning 80 000 kronor Kabelskåp 6 000 kronor Reservelverk 9 000 kronor.

—

ID187 - I vår uppföljning saknar vi möjlighet att göra efterfrågad uppdelning.

—

ID209 - Hej Det är otroligt svårt att särskilja underhållskostnaderna på så många undergrupper. Även om man skulle ha kostnadsställen för detta så kommer ändå tidskrivningen att bli schabloniserad. Kostnaderna och antal för Jordkabel 0,4 kV gäller LBG, Tåtort och City. Kostnaderna och antal för Hängkabel gäller både 12 o 24 kV. Kostnaderna och antal för Jordkabel 12 och 24 kV gäller båda spänningarna samt LBG, Tåtort och City. Kostnaderna för underhåll av stolpstationer ingår i luftledning 12 och 24 kV. Kostnaderna för Transformatorstationer 84 -170 kV gäller för samtliga objekt, där det finns antal, från post Transformatorstation 24-36 kV. Jag har valt att inte besvara frågan om vilket Ekm som skulle vara det rätta då det erfordras ett väldigt stort och detaljerat utredningsarbete. För närvarande används EBR:s uppgifter. Hälsningar {ID209}

—

ID218 - saknar uppföljning för att kunna svara på kostnader per anläggningsdel

—

ID224 - Har inte möjlighet att fylla i kostnaderna för de olika linjetyperna för vår underhållskostnad. har ingen uppfattning om Ekm-värden eftersom vi inte arbetar med dessa.

—

ID227 - Vi har valt att inte ha någon åsikt om Ekm värde eftersom vi inte har något bakgrundsmaterial att stödja oss på. Känns inte som någon ide att "gissa" något som sedan kan få felaktig påverkan i sammanvägningen med övriga enkäter.

—

ID236 - Den kommande regleringen har som jag upplever det blivit totalt fokuserad på kapitalkostnadsersättningen. I den föreslagna modellen med ersättning på fullt NUAK (normkostnad)så kommer intäktsramen för flertalet företag att överstiga nuvarande intäkter med minst 20 . Då den nya regleringen förefaller att bli så pass generös mot företagen finns det inte mycket anledning att jobba så hårt med övriga bitar.... Hälsningar {ID236}

—

ID238 - Vi jobbar inte med Ekm och när det gäller drift o underhåll har vi inte denna uppdelning som ni efterfrågar. Detaljrikedomen är alltför stor. Nedlagt arbete motsvarar inte nyttan av detaljrikedomen(uppdelningen) Möjligen kan det vara aktuellt i framtiden men varje del måste dokumenteras och följas upp vilket kan bli väldigt betungande för ett litet bolag.

—

ID242 – {ID242} enkät svar avser samtliga redovisningsenheter för {ID242}. (Fyra st lokalnätsområden och ett regionnätsområde och ett stamnätsområde (Stockholm 220 kV))



Kommentarer: A) Drift och underhållskostnad (numeriskt svar) Planering och administration av elnäten, inkl. förebyggande UH och Driften, inkl. avhjälpande underhåll totalt 515 Mkr för {ID242}. Exkluderat är kundrelaterad verksamhet (kundtjänst, mätvärdesinsamling/rapportering, nyanslutningsadministration, kundnära tjänster i faält (kabelanvisning, trädffällning osv) leverantörsbytesadmin., fakturering, betalning etc), gemensamma funktioner såsom ekonomi, HR, etc. samt kostnader för överliggande nät och förluster B) Uppdelning av kostnader per komponenttyp: Vi har inte den uppföljningen för att kunna dela totala drift-/UH-kostnaderna så detaljerat. Ansatsen är bra, men bör rimligen utföras såsom kalkylerade vikter med en liknande ansats som den som EBR har. Man kan då kalkylera en total kostnad för verksamheten som åtminstone som helhet kan kalibreras mot företagets totala driftkostnad. Risken finns att enskilda värderingar av Ekm på komponentnivå avviker men med tillräckligt många företag av olika typ som grund borde ett rimligt värde kunna skapas.

—

ID245 - Angiven kostnad för drift och underhåll på 1 090 Mkr avser både lokalnät och regionnät. Kostnaden är baserad på {ID245}s interna uppdelning i anläggningsberoende och kundberoende kostnader. Utifrån vår redovisning saknas möjlighet att redovisa kostnader per komponenttyp, detta gäller både lokalnät och regionnät. Det som kan anges är totala kostnader utifrån vald gränsdragning mellan kostnader för drift och underhåll respektive kundberoende kostnader. Vi tror därför att beräkningarna av Ekm-vikter bör genomföras med likartad metodik som idag används av EBR, se förslag under rubriken "Möte på KTH om Ekm". Vi anser att det enda möjliga är att utgå från gängse metodik, annars är det inte längre Ekm det handlar om. Vikter som utifrån erfarenhet eller med hjälp av andra metoder föreslås kan vara nog så riktiga för det enskilda företaget. Detta hjälper emellertid inte då vi vill ha ett fördelningsmått som är tillämpligt i hela branschen. Detta måste vara fastställt enligt en transparent metod, så att det går att bedöma tillförlitligheten i resultatet. Vi rekommenderar en djupare analys av befintliga Ekm-vikter för att se om det finns förbättringar av vikter och metodik. Även kostnadsunderlaget i EBR kan genom en opartisk granskning förbättras och vinna större acceptans.



**F Appendix – Frågor Enkät B**

# Frågor Enkät B

# Undersökning av kundrelaterade kostnader



**KTH Elektro-  
och systemteknik**

Detta är en kompletterande enkät för er som tidigare har visat intresse att delta i det fortsatta utvärderingsarbetet av den framtida regleringen. Enkäten behandlar kategorin "Kund- och marknadsservice" för att undersöka hur olika nätföretag värdesätter kundrelaterade frågor.

Detta arbete utförs av KTH, avdelningen för Elektroteknisk teori och konstruktion, på uppdrag av Energimarknadsinspektionen och er medverkan är viktig för slutresultatet.

Den här enkäten innehåller 9 frågor

## Kund- och marknadsservice - Del A

### 1 [A1]Antal kunder inom respektive kundkategori

För kategorin "Angränsande nät" ingår anslutningspunkter där ert företag har egen kostnad för mätning av det angränsande nätet. Det kan t.ex. vara överliggande nät.

(Ange gärna eventuellt utförda approximationer i "Övrigt" nedan)

	Antal
Inmatningspunkter	<input type="text"/>
Angränsande nät	<input type="text"/>
Uttagpunkter	<input type="text"/>

### 2 [A2]Kostnader för kund- och marknadsservice elnät 2009 (SEK)

Exklusive kostnader för mätare och system (systemet som ligger bakom mätvärdesinsamlingen samt kommunikationsutrustningen), då dessa ingår i kapitalkostnaden.

(Ange gärna eventuellt utförda approximationer i "Övrigt" nedan)

	Kostnad (SEK)
Total faktureringskostnad	<input type="text"/>
Total kundtjänstkostnad	<input type="text"/>
Total mätarkostnad	<input type="text"/>

### 3 [A3]Övrigt - Eventuella övriga kundrelaterade kostnader 2009 (SEK) som ej ingår ovan:

Skriv ditt svar här:

**Kund- och marknadsservice - Del B**

**4 [QA4]**Är det möjligt att bryta upp de olika kundrelaterade kostnaderna för respektive kundkategori? Kundkategorierna är: inmatningspunkter, angränsande nät, och uttagspunkter. Utagspunkterna i nätet delas ytterligare in i: högspänning, lågspänning timmätning, och lågspänning månadsmätning.

Välj bara en av följande:

- Ja  
 Nej

**5 [QA4a]**Om svaret var Ja på tidigare fråga - Ange antal kunder och kundrelaterade kostnader per kundkategori för år 2009:

Exklusive kostnader för mätare och system (systemet som ligger bakom mätvärdesinsamlingen samt kommunikationsutrustningen), då dessa ingår i kapitalkostnaden.

(Ange gärna eventuellt utförda approximationer och/eller sammanslagningar av kundkategorier i "Övrigt" nedan)

Svara bara på denna fråga om följande villkor är uppfyllda:

° Svaret var 'Ja' på fråga '4 [QA4]' (Är det möjligt att bryta upp de olika kundrelaterade kostnaderna för respektive kundkategori? Kundkategorierna är: inmatningspunkter, angränsande nät, och uttagspunkter. Utagspunkterna i nätet delas ytterligare in i: högspänning, lågspänning timmätning, och lågspänning månadsmätning.)

	Inmatning	Närliggande	Uttagspunkt - högspänning	Uttagspunkt - lågsp. (timmätning)	Uttagspunkt - lågsp. (månadsmätning)
Antal kunder inom kategori	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Faktureringskostnad (SEK)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Kundtjänstkostnad (SEK)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Mätarkostnad (SEK)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

**6 [QA4ab]**Övrigt - Eventuella övriga kundrelaterade kostnader per kundkategori för 2009 (SEK) som ej ingår ovan, samt övriga kommentarer:

Svara bara på denna fråga om följande villkor är uppfyllda:

° Svaret var 'Ja' på fråga '4 [QA4]' (Är det möjligt att bryta upp de olika kundrelaterade kostnaderna för respektive kundkategori? Kundkategorierna är: inmatningspunkter, angränsande nät, och uttagspunkter. Utagspunkterna i nätet delas ytterligare in i: högspänning, lågspänning timmätning, och lågspänning månadsmätning.)

Skriv ditt svar här:

**7 [QA4b]**Om svaret var Nej på tidigare fråga: Motivera varför och ange gärna om det skulle vara möjligt att i framtiden ha en sådan mer detaljerad indelning.

Svara bara på denna fråga om följande villkor är uppfyllda:

° Svaret var 'Nej' på fråga '4 [QA4]' (Är det möjligt att bryta upp de olika kundrelaterade kostnaderna för respektive kundkategori? Kundkategorierna är: inmatningspunkter, angränsande nät, och uttagspunkter. Utagspunkterna i nätet delas ytterligare in i: högspänning, lågspänning timmätning, och lågspänning månadsmätning.)

Skriv ditt svar här:



## Avslutning

Övriga kommentarer på enkäten

**8 [QB1] Ange gärna era kontaktuppgifter här:**

Skriv ditt svar här:

**9 [QB2] Eventuella övriga kommentarer inom kundrelaterade kostnader, samt på frågeställningen i denna enkät:**

Skriv ditt svar här:

Tack för er medverkan!

[Gå till forskargruppens RCAMs hemsida](#)



**KTH Elektro-  
och systemteknik**

01.01.1970 – 01:00

Skicka in din enkät.

Tack för att du svarat på denna enkät.



## G Appendix – Detaljerade resultat enkät B

### G.1 Enkät svar

Fråga	Företag 1	Företag 2	Företag 3	Företag 4	Företag 5
Antal inmatningspunkter <sup>20</sup>	4	611	2	473	290
Antal angränsande nät <sup>20</sup>	Vattenfall [sic!]	938	4	994	363
Antal uttagspunkter <sup>20</sup>	13 000	1 001 589	10 266	855 153	870 000
Total faktureringskostnad <sup>21</sup>			1 017		53 000 000
Total kundtjänstkostnad <sup>21</sup>			1 988		40 600 000
Total mätarkostnad <sup>21</sup>			958		75 000 000
Övrigt - Eventuella övriga kundrelaterade kostnader 2009 (SEK) som ej ingår ovan:	Vi har inte denna kostnadsinformation för kund och marknadsservice uppdelad på sätt som efterfrågas.	[Långt svar, se fotnot] <sup>22</sup>	Har genomfört ovanstående fördelning med utgångspunkt i kostnadsfördelning enligt BIK-rapportering.	Utifrån [Företag 4] interna uppdelning i anläggningsberoende och kundberoende kostnader fås att för lokalnät och regionnät är de kundberoende kostnaderna 800 Mkr för 2009	Administrativa system ingår inte i kapitalbasen för beräkning av tillåten intäktsram.

<sup>20</sup> För kategorin "Angränsande nät" ingår anslutningspunkter där ert företag har egen kostnad för mätning av det angränsande nätet. Det kan t.ex. vara överliggande nät. (Ange gärna eventuellt utförda approximationer i "Övrigt" nedan)

<sup>21</sup> Kostnader för kund- och marknadsservice elnät 2009 [SEK]. Exklusive kostnader för mätare och system (systemet som ligger bakom mätvärdesinsamlingen samt kommunikationsutrustningen), då dessa ingår i kapitalkostnaden. (Ange gärna eventuellt utförda approximationer i "Övrigt" nedan)

<sup>22</sup> För att en jämförelse företagen emellan ska vara meningsfull krävs en tydlig definition av vad som ska ingå. Vår bedömning är att denna uppgift kan tolkas och besvaras på många olika sätt och att spridningen i svaren kan bli stor. Detta tillsammans med viss osäkerhet i våra siffror gör att vi avstår från att lämna denna uppgift i dagsläget.

Är det möjligt att bryta upp de olika kundrelaterade kostnaderna för respektive kundkategori? <sup>23</sup>	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej
[21 stycken följdfrågor utelämnade pga. att samtliga svarade nej]	-	-	-	-	-
Om svaret var Nej på tidigare fråga: Motivera varför och ange gärna om det skulle vara möjligt att i framtiden ha en sådan mer detaljerad indelning.		Det bör vara möjligt genom vissa antaganden, men det kräver en hel del arbete och inget vi har framme idag.	[Långt svar, se fotnot] <sup>24</sup>	I nuläget finns ingen sådan uppdelning. Däremot borde det vara möjligt att i framtiden kunna fastställa generella kostnadsnivåer för olika kategorier enligt samma metodik som nuvarande EKM-vikter för drift- och underhållskostnader.	Vi har inte strukturerat dessa i vår finansiella uppföljning. Om det skulle komma ett krav på detta skulle vi skapa rapporteringsstruktur för detta självklart.

<sup>23</sup> Kundkategorierna är: inmatningspunkter, angränsande nät, och uttagpunkter. Uttagpunkterna i nätet delas ytterligare in i: högspänning, lågspänning timmätning, och lågspänning månadsmätning.

<sup>24</sup> Har inte kostnadsfört efterfrågade poster på detta vis. En bedömning är dock att kostnader för kundtjänst generellt är lägre för kundgrupper högspänning och lågspänning tim, medans kostnader för mätning generellt är avsevärt högre för dessa kundgrupper. Det skulle vara möjligt att fördela kostnader enligt ovanstående i framtiden, [Företag 3] har dock inga planer för att förändra sådan kostnadsfördelning i nuläget.

Eventuella övriga kommentarer inom kundrelaterade kostnader, samt på frågeställningen i denna enkät:		[Långt svar, se fotnot] <sup>25</sup>		[Långt svar, se fotnot] <sup>26</sup>	Nej.
--	--	---------------------------------------	--	---------------------------------------	------

<sup>25</sup> EKM-vikter bör tas fram för några olika kundkategorier, som t.ex. för olika spänningsintervall för högspänning, samt med hänsyn till typ av mätning (tim och månad) för lågspänning. De kundrelaterade kostnaderna utgör i lokalnätet ca hälften av de totala påverkbara löpande kostnaderna, vilket bör avspeglas då EKM räknas ut för ett företag. För regionnät är motsvarande siffra ca 25 %. För definition av kundrelaterade kostnader hänvisas till branschens rapport "Nätföretagens kundadministrativa kostnader och overheadkostnader" överlämnad till er vid mötet den 20/10.

<sup>26</sup> Angivna uppgifter om antalet punkter har följande fördelning mellan lokalnät och regionnät Regionnät Lokalnät Inmatning 97 376; Gränspunkter 605 389; Uttagspunkter 235 854 918. För inmatning gäller att 318 avser högspänning och 155 lågspänning. För gränspunkter är nog flertalet av lokalnätets punkter gemensamma med regionnätets varför totalen bör vara drygt 600 punkter. För uttagspunkterna på lokalnät gäller att 846 avser högspänning. För lågspänning gäller att c:a 17 000 punkter avser timmätning och c:a 837 000 avser månadsmätning. För lokalnät gäller att c:a hälften av de påverkbara kostnaderna är kundberoende. För regionnät kan det röra sig om ungefär en fjärdedel. Denna del av EKM måste utvecklas från att idag endast vara ett enda nyckeltal för alla kunder. Här behövs olika kategorier, t ex en uppdelning med olika EKM utifrån mätning med t ex månadsmätning, timmätning lågspänning samt olika EKM beroende på leveransspänning vid högspänning.