

STANDARDKOSTNADER REGIONNÄTET

Energimarknadsinspektionen

Stockholm 2009-02-01

Uppdragsnummer 5462729000

Innehåll

1	Inledning	1
2	Problemformulering	2
3	Metodbeskrivning	4
3.1	Framtagande av standardkomponenter	5
3.2	Prissättning av standardkomponenter	6
3.3	Komponenter som inte standardkostnadsbestäms	7
4	Resultat	9
4.1	Stationer	10
4.2	Jordkablar och luftledning	14
4.3	Luftledningar	16
5	Känslighetsanalys	18
5.1	Ställverksutrustning	18
5.2	Transformatorer	23
5.3	Reaktiv kompensering - kondensatorbatterier	29
6	Datavalidering	31
6.1	Transformatorer	31
6.2	Jordkabel	32
6.3	Friledningar	33
7	Slutsats	35
8	Fortsatt arbete	37
9	Bilagor	37
10	Referenser	37

1 Inledning

Föreliggande rapport presenterar resultatet av ett projekt utfört på uppdrag av Energimarknadsinspektionen (EI). Projektet omfattar framtagande av standardkostnader för regionnätskomponenter. Detta avser:

- Framtagande av standardkomponenter
- Föreslå kostnadsnivå för standardkomponenterna
- Analysera resultatet med avseende på aggregeringsnivå.

Uppdraget har utförts med kontinuerlig överinsyn av EI samt i samarbete med branschen genom den expertgrupp som EI tillsatt med anledning av projektet. Inom har expertgruppen har samtliga fyra regionnätsföretag, E.ON, Fortum, Skellefteå Kraft samt Vattenfall, varit representerade med en eller fler personer. Expertgruppen har varit behjälplig genom hela projektet. Gruppens fokus har dock varit på:

- Expertis i arbetet med att uppnå teknisk samsyn, mellan de berörda nätföretagen, och på så sätt har en bred representation av de framtagna standardkomponenterna uppnåtts
- Tillhandahållande av referensobjekt för stationer
- Tillhandahållande av kostnadsreferenser för genomförda projekt inom respektive nätföretag
- Ge feedback på presenterade resultat

En slutgiltig granskning av resultatet har expertgruppen inte kunnat göra då en sådan ligger längre fram i tiden.

2 Problemformulering

Regionnäten i Sverige består av stationer, friledningar och kablar. Konstruktionsspänningsnivåerna spänner mellan 12 kV och 420 kV för stationer och 12 kV till 245 kV för friledning och kablar.

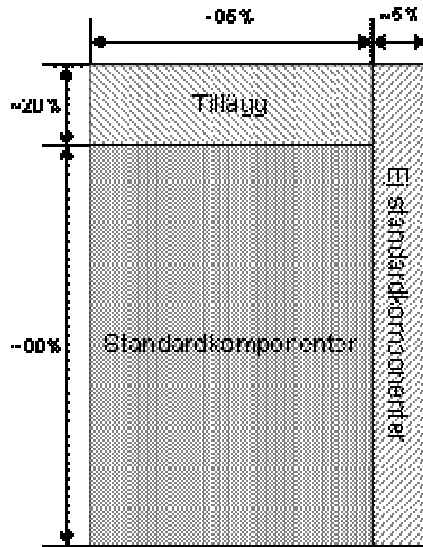
Nästan varje station är i sin utformning unik och anpassad efter för respektive funktion. Detta gäller även vissa kabel och friledningssträckor. Detta innebär i sin tur att om man avser göra en modell för att värdera de svenska regionnätansläggningarna kan denna göras synnerligen detaljerad och omfattande. Man måste därför förenkla värderingsmodellen så att den blir administrativt gångbar. Den stora frågan är alltså hur mycket kan man förenkla med en acceptabel precision.

Då de svenska regionnätansläggningarna i huvudsak byggts under 1960 – 1970 talet, men viss del även under senare tid, försvåras värdering om man även skall ta hänsyn till alla typer av komponenter som använts sedan 1960-talet.

Med anledning av det som nämnt ovan har följande ansatser gjorts:

- Standardkostnaderna avser nuanskaffningsvärden (NUAK)
- Standardkostnaderna avser ersättande anläggning inom valt teknikspår (förklaras tydligare i kapitel 3)
- Komponentens funktion avgör ersättande anläggning

Då man gör förenklingar i form av att skapa standardkostnader kommer det oundvikligen vara så att alla komponenter inte kan täckas in i standarden och för att öka omfattningen av standardkostnaderna med bibehållen precision kan man beakta variation av grundfunktionen med tillägg och avdrag från standarden. Man kommer ändå inte kunna täcka in alla delar med hjälp av standardkomponenter, därför har ansatsen vid uppstarten av projektet varit en 80-20, 95-5 princip, illustrerad i Figur 2-1.



Figur 2-1. Fördelning av standard och icke standard samt standard och tillägg

Problemställningen är alltså tvådelad.

1. Den första delen går ut på att ta fram en lämplig aggregeringsnivå, och baserat på den ta fram lämpliga standardkomponenter. Till detta kommer att ta fram de tilläggs- och reduktionsfaktorer som kan vara aktuella för respektive standardkomponent
2. Den andra delen är att prissätta standardkomponenterna, prissätta tillägg- och reduktionsfaktorer som identifiera vad som inte kan klassas som standard.

För att utvärdera presenterat resultat görs även känslighetsanalyser av föreslagen aggregeringsnivå samt rimlighetskontroller av föreslagna standardkostnader.

3 Metodbeskrivning

Med standardkostnad avses en normkostnad baserad på normala betingelser och en standardiserad funktion. De standardkostnader som är framtagna inom ramen för detta projekt representerar normalkostnader för en viss funktion under normaleffektiva produktionsförutsättningar, dvs. en uppskattad genomsnittlig kostnad.

Standardkostnaderna är baserade på nuanskaffningsvärdet (NUAK) av en standardiserad anläggning. Den tekniska standarden för varje funktion är framtagen i samarbete med den expertgrupp som varit behjälplig under projektet.

Vid framtagandet av standardkomponenter har funktionsbegreppet varit centralt, vilket är viktigt då man ser till det som är då man beaktar tillämpningsområden för de framtagna standardkostnaderna. Standardkostnaderna beskriver en uppskattad kostnad för en viss funktion givet vissa betingelser. Kostnaden är i sin tur uppskattad baserat på vilka komponenter som behövs för att få önskad funktion. Det senare refereras till som den tekniska samsyn uppnåtts inom expertgruppen. Fördelen med att sätta funktionen i fokus är att frågor som leverans kvalitet, driftsäkerhet beaktas om funktionerna är rätt bestyckade och detta säkerställs innan komponenterna kostnadssätts.

Funktionsfokus återspeglas även i den antagna definitionen av NUAK eftersom standardkostnaden skall representera den anläggning som ersätter befintlig funktion. Begreppet ersättande anläggning kan dock inte definieras entydigt då valet av den nya anläggningen beror av ett flertal betingelser. NUAK har definierats som ersättande anläggning inom valt teknikspår, vilket innebär att äldre teknik ersätts med ny, men med samma konceptuella teknisklösning.

Vid beräkning av NUAK för standardkostnadsposterna har kostnaderna beräknats såsom att anläggningen köpts via totalentreprenad utan eventuellt vinstpåslag för entreprenören. Betingelserna är normala förhållanden. Eventuell fördyrande eller kostnadsreducerade omständigheter beaktas i form tilläggs- respektive reduktionsfaktorer. Vidare, inga reducerande faktorer för stora upphandlingsvolymmer eller liknande har gjorts.

De källor som använts för skattningen av standardkostnaderna är:

1. Genomförda projekt och upphandlingar av Sweco. Dessa projekt omfattar såväl utländska som svenska projekt
2. Tyst kompetens, dvs. erfarenhet hos de personer involverade inom projektet
3. Internationella jämförelser, uppgifter från nordiska reglermyndigheter samt europeiska samarbetsorgan
4. Offerter från tillverkare och entreprenörer
5. Kostnadsreferenser samt synpunkter från expertgruppen, baserade på genomförda projekt och tyst kompetens
6. EBR, KLG2:07, 08

Sammanställningen av ovanstående källor visade att funktionen av komponenter från olika källor inte alltid är fullt kompatibel, att aggregeringsnivån kan skilja sig markant mellan olika källor. Detta innebär i sin tur att spridningen bitvis var relativt stor och att standardkostnaderna i bilaga [I] - [VII] därför skall beaktas som rekommenderade nivåer, baserade på ett genomsnitt av ett flertal källor.

3.1 Framtagande av standardkomponenter

En mycket stor del av projektet har handlat om att ta fram själva komponenterna som skall värderas. Innan projektgruppen från SWECO kom in i bilden hade en initial bedömning av detaljningsnivån gjorts, denna hade i sin kommunikerats med regionnåtsföretagen varpå behovet av en expertgrupp identifierades.

Inledningen på detta projekt fortsatte på den inslagna banan och en modifierad, aningen mer detaljerade komponentuppdelning togs fram. Initialt inom den tekniska kategoriseringen låg fokus på olika funktioner inom stationer. I samband med detta gjordes besök hos Fortum respektive EON, samt att referensobjekt togs in från samtliga regionnåtsföretag.

Referensobjekten användes bland annat till att analysera den antagna bestyckningen av funktionerna, kontrollera hur väl hela stationer täcktes in samt för att ta fram fördelningsnycklar för kostnader.

Den tekniska kategoriseringen gjordes i tre steg:

1. Inventering
2. Bestyckning
3. Förenkling/uppdelning/komplettering

Principiellt har all uppdelning gjorts med avseende på konstruktionsspänningen, Konstruktionsspänningen har valts eftersom det är den som är kostnadsstyrande. Vid inventeringen framkom att följande konstruktionsspänningar förekommer inom regionnåtsföretagen: 420 kV, 245 kV, 170 kV, 145 kV, 123 kV, 84 kV, 72,5 kV, 52 kV, 36 kV, 24 kV samt 12 kV.

Med expertgruppen diskuterades hur de ingående standardkomponenterna skall bestyckas. Syftet var att få en bred representation av de varianter som finns inom regionnåtsföretagen samt att säkerställa att helheten täcks in avseende hela anläggningar. Allteftersom ett komponentbibliotek växte fram i gjordes förenklingar i form av sammanslagning eller uppdelningar samt kompletteringar av komponentgrupper. Ytterligare förenklingar var sedan möjliga efter det att standardkomponenterna prissatts.

Enligt det arbetssätt som beskrivits ovan har vissa av dessa kunnat likställas i olika sammanhang.

Tabell 3-1 beskriver teknisk uppdelning för ställverksfack samt den kostnadsmissig uppdelning av ställverksfack, transformatorer, reaktiv kompensering, kablar samt friledningar med avseende på konstruktionsspänngen.

3.2 Prissättning av standardkomponenter

Då de underlag som legat till grund för prissättningen av standardkomponenterna är av olika karaktär har vi valt att sammanställa dessa med hjälp av i huvudsak två metoder. Källorna, enligt tidigare har i huvudsak använts enligt nedan:

- Genomförda projekt och upphandlingar av Sweco eller något av nätföretagen visar vanligtvis kostnaderna på en relativt aggregerad nivå. I Dessa har framförallt totalkostnaden använts.
- Internationella jämförelser visar framförallt hur kostnaden för en komponentgrupp förhåller sig till en annan. Totalkostnaden kan vara vägledande, likaså fördelningen mellan material och arbete i de fall detta är specificerat separat.
- Offerter från tillverkare och entreprenörer, ger uppgifter om materielpriser.
- EBR ger en input till såväl totalkostnaden som enskilda delar.

De två generella metoder, top-down samt bottom-up, som tillämpats beskrivs nedan:

1) I de fall underlaget enbart visar på en totalkostnad har en top-down metod använts. Detta innebär att totalkostnaden delas upp i respektive underkategori baserat på dels andra källor, vilka kan t ex indikera materielkostnaderna eller arbetskostnaderna, dels baserat på erfarenhet från liknande projekt och beräkningsunderlag.

2) I de fall vi haft tillgång till enstaka delar, men inte totalkostnaden har en bottom-up metod använts. För ställverksutrustningen är det i huvudsak samma komponenter som facken på respektive spänningsnivå är uppbyggda av. Det är dock mer komplicerat att skatta arbetskostnaden för varje enskilt fack. För detta har flertalet källor använts för att bygga upp ställverksutrustningens totalkostnad, prisutveckling osv.

Då standardkomponenterna prissatts kan vissa förenklingar göras eftersom man då kan bedöma huruvida olika komponenter är kostnadsmissigt kompatibla. Likaså kan man även upptäcka utifrån de underlag som finns om det är en stor spridning för vad man ansett vara likvärdiga komponenter. Detta kan indikera på att ytterligare uppdelning måste göras.

Tabell 3-1. Teknisk och kostnadmässig uppdelning med avseende på konstruktionsspänningen

Fack, teknik	245–420 kV 72,5–70 kV 52–36 kV (utomhus) 12–24 kV (inomhus)
Fack, kostnad	420 kV 245 kV 145–170 kV 123 kV 72,5–84 kV 52 kV 36 kV (utomhusställverk) 36 kV (inomhusställverk) 24 kV 12 kV
Transformator	420/245-145 kV 245/84-72,5 kV 245/52-36 kV 170-123/52-36 kV 170-123/12-24 kV 84-72/24-12 kV 52/24-12 kV 24/12 kV
Reaktiv kompensering (kondensatorbatteri)	245 kV 170-123 kV 84-52 kV 52-36 kV 24-12 kV
Reaktiv kompensering (Grundkostnad)	245 kV 170-123 kV 84-72,5 kV 52-36 kV 24-12 kV
Kablar	245 kV 170 kV 145-123 kV 84 kV 72,5 kV 52 kV 36 kV 24-12 kV
Friledning	245 kV 170–123 kV 52 kV 36 kV 24-12 kV

3.3 Komponenter som inte standardkostnadsbestäms

Som beskrivits tidigare är syftet att ta fram standardkostnader, vilket innebär att alla komponenter inte kommer att kunna prissättas med hjälp av dessa standardkostnader.

Vad som kan antas som en standardkomponent och inte har utretts inom projektgruppen för att sedan diskuteras inom expertgruppen. Framförallt är det gasisolerade ställverk (GIS), som har varit svårt att ta fram kostnadsunderlag för. Ambitionen har varit att ta fram en

procentuell fördyringsfaktor för GIS-anläggningar som skall ha samma funktion som motsvarande konventionellt ställverksfack i smutsiga miljöer eller vid påtaglig utrymmesbrist.

Då kostnadsunderlaget för GIS-anläggningar varit begränsat och därtill inte särskilt tillförlitligt har vi valt att klassa GIS-anläggningar som icke-standard. Det bör också nämnas att miljöpolicy hos många nätföretag gör att man är synnerligen restriktiv mot att använda GIS. Man kan därför anta att GIS enbart kommer att användas i en begränsad omfattning i framtiden.

Vidare, högspänningslikströmsanläggningar (HVDC) har inte beaktats alls i standardkostnadsprojektet. Anledningen är det enbart finns ett fåtal anläggningar som tillhör regionnätsföretagen i Sverige, vissa är utvecklings-/försöksanläggningar vilket innebär att kostnadsbilden inte är särskilt rättvisande.

Slutligen, reläkommunikation mellan stationer är inte medtagna i standardkostnads katalogen. Kostnaden för reläkommunikationen är avhängd på en rad faktorer, t ex huruvida opto-fiber kan dras ut i samband med övrig byggnation eller inte, vald teknisk lösning, avstånd mellan stationer osv. Dessutom, reläkommunikationen och skydden som styrs centralt beror delvis på kundernas krav och i de fall som kunder har högre krav än brukligt är kunden också med och betalar grundinvesteringen.

Baserat på diskussioner som förts inom expertgruppen är rekommendationen att utreda denna fråga vidare. Ett lämpligt upplägg av standardkostnaden kan vara en fast del som är oberoende av antal objekt, samt en rörlig del baserat på antal objekt som är sammankopplade i kommunikationssystemet.

4 Resultat

Den modell som tagits fram för värdering av regionnät består i huvudsak av två anläggningskategorier. Den första kategorin omfattar stationer och den utrustning som kan härledas till dessa. Den andra kategorin omfattar anläggningar för sammankoppling av stationer, dvs. jordkablar och luftledningarna.

Stationer har i sin tur delats upp i följande delar: grund, primärsida, sekundärsida, transformering och reaktivkompensering.

Tabell 4-1 Kategorisering av anläggningar.

Regionnät	Stationer	Grund
		Primärsida
		Transformering
		Sekundärsida
		Reaktiv kompensering
	Jordkablar och luftledningarna	Luftledning
		Jordkabel

Kostnadskataloger (se bilaga [I], [III] - [VII]) har tagits fram för de sex kategorierna i kolumnen längst till höger i Tabell 4-1. Primär- och sekundärsida omfattas av samma kostnadskatalog, då båda kategorierna behandlar ställverk.

Med denna modell och uppdelning är det möjligt att representera stationer vare sig de omfattar transformering eller ej. Skall t ex en kopplingsstation utan transformering värderas, utlämnas helt enkelt t ex sekundärsida och transformering.

Kostnadskatalogerna består av sex stycken Excel-filer, samt en grafisk översikt av ställverksfack av olika konfiguration och bestyckning, se bilaga [I] - [VII].

4.1 Stationer

Enligt den framtagna modellen kan stationer representeras enligt Tabell 4-2. I "botten" av stationskostnaden ligger grunden och de kostnader som kan hör denna till. Ovan på grundkostnaden adderas kostnader för ställverk samt eventuella transformatorer och kondensatorbatterier.

Tabell 4-2 Uppdelning av stationskostnader.

Kostnads- komponenter	Ställverk		Transformator(er)	Kondensatorbatteri(er)
	Grund			
Stations- indelning	Primärsida	Sekundärsida	Transformering	Reaktiv kompensering

4.1.1 Grundkostnad

Grundkostnaden för en station består av ett antal olika delkostnader, se Tabell 4-3.

För de stationsstorleksberoende grundkostnaderna har följande uppdelning gjorts: liten, mellan och stor station. Huruvida en station är liten, mellan eller stor avgörs av faktorer så som storleken på den markyta som tas i anspråk av stationen samt stationens bestyckning, funktion och kapacitet, se bilaga [III].

Tabell 4-3 Uppdelning av stationsgrundkostnader.

Huvudgrupp	Kategorier	Undergrupper
Markintrång	-	
Markarbete	Liten/mellan/stor	Förberedande markarbete
		Markarbete
		Dränering
		Stängsel/grindar/bevakning
		Marklinenät
		Tillfartsväg
		Kabelkanaler
Stationsgemensam utrustning inomhus	Liten/mellan/stor	VS-system inkl. belysning
		LS-system SUB 1 och 2
		Fjärrkontroll i stationen
		Samlingsskeneskydd
		Störningsskrivare
		Kontrolltavla

		Kontroll/reläskåp
		AFK-utrustning
		Ljusbågsvakt
		Övrig utrustning
Manöverhus	Liten/mellan/stor	Byggnad
		VVS
Stationsgemensam utrustning utomhus	Liten/mellan/stor	Belysning utomhus inkl. stolpar och fundament
		VS-system
		Radiomast
Tillägg till grundkostnaden	-	Stationsdator
		Placering i city eller tätort
		Stålportal

De stationsstorleksberoende kostnaderna omfattar kostnader för stationsdator, kostnadsökning pga. av placering i tätort/city samt stålportal, dvs. den stolpe som tar emot ledningarna innan stationen.

Samtliga storleksberoende grundkostnader består av och är fördelade på material- och arbetskostnader samt kostnader för ersättning för mark. Hur fördelningen ser ut mellan dessa kostnader finns presenterade i kostnadskatalogen, se bilaga [III].

Nedan redovisas i Tabell 4-4 hur de olika grundkostnaderna är fördelas på olika stationsdelar baserat på markåtgång.

Tabell 4-4 Fördelning av stationsgrundkostnad.

Stationsdel	Andel av grundkostnaden
Primärställverk	60 – 70 %
Transformering	5 – 10 %
Sekundärställverk	20 – 35 %

4.1.2 Ställverk

Den modell som tagits fram för värdering av stationer tar ingen hänsyn till om ställverk är placerade på stationens primär-, sekundär- eller tertiärsida.

Ställverken är istället kategoriserade utifrån spänningsnivå i nio stycken kategorier (420; 245; 170; 145; 123; 84; 72,5; 52 och 36 kV), se Tabell 3-1.

Ställverk har även kategoriserats utifrån tillämpad teknik enligt nedan:

- Ställverk med konventionell teknik
- Ställverklösningar med frånskiljande brytare

Således kategoriseras ställverk med spänning mellan 36 – 440 kV i 18 olika grupper (teknik x spänningsnivå = 18) beroende på spänning och teknik.

För att avsevärt förenkla värdering av ställverk i stationer har typfack definierats och kostnader för dessa tagits fram. För varje ställverkskategori (spänningsnivå och teknik) har standardfack tagits fram för olika funktioner (linje, trafo, mätning m.m.) samt sken- (A, AC, AB och ABC) och brytarkonfigurationer (enkel- respektive dubbelbrytarkonfiguration). De typfack som tagits fram är:

- Frånskiljarfack – linje
- Frånskiljarfack – trafo
- 1-brytarfack – linje
- 1-brytarfack – trafo
- 2-brytarfack – linje
- 2-brytarfack – trafo
- Mätfack
- Kondensatorfack
- Förbikopplingsfack
- Sammankopplingsfack – brytare
- Sammankopplingsfack - frånskiljare

Samtliga typfack är dock inte relevanta för alla ställverkskategorier. För mer information se bilaga [II].

Kostnaden för varje typfack är beräknad som summan av kostnaderna för nedanstående komponenter per fack:

- Brytare
- Frånskiljare
- Strömtransformator
- Spänningstransformator
- Jordningskopplare
- Avledare
- Motage samlingskena
- Fundament
- Stativ
- Kontrollutrustning sub 1
- Kontrollutrustning sub 2

Självklart är kostnaderna för vissa komponenter ovan lika med noll för vissa typfack, eftersom bestyckningen helt avgörs av fackets funktion.

4.1.3 Transformatorer

Kategoriseringen av transformatorer är gjord utifrån spänningsnivå och omsättning. För varje kategori har ett antal standardstorlekar definierats, se Tabell 4-5.

Tabell 4-5 Transformator kategorier och standardstorlekar.

Kategori	Standardstorlekar (MVA)
24/12 kV	10, 15, 20, 25
52/12-24 kV	10, 15, 20, 25, 40, 63
72,5-84/12-24 kV	10, 15, 20, 25, 40, 63
123-170/12-24 kV	15, 20, 25, 30, 40, 63, 80, 100
123-170/36-52 kV	15, 20, 25, 30, 40, 63, 80, 100
245/36-52 kV	20, 25, 30, 40, 63, 80, 100
245/72,5-84	100, 150, 200, 250, 300, 350, 400
420/145-245 kV	200, 250, 300, 350, 400

I kostnaden för varje transformator ingår följande komponenter:

- Oljegrop och fundament
- Bullerskydd/sabotageskydd
- Transformator
- Lindningskopplare
- Nollpunktsutrustning
- Linspann eller kabel
- Mättransformatorer primärsida

Kostnaden för en transformator består av och är fördelad på transformatorkostnad, övrig materialkostnad, arbetskostnad och markkostnader(fundament m.m.) redovisad, se bilaga [IV].

4.1.4 Kondensatorbatterier

Kostnaden för ett kondensatorbatteri består av en grundkostnad och en kostnad för själva kondensatorbatteriet.

Grundkostnaden är spänningskategoriserad och oberoende av kondensatorbatteriets storlek.

Kostnaden för kondensatorbatteriet är kategoriserad utifrån kondensatorbatteriets spänning. Denna kostnad är angiven som en fast kostnad per MVA och därmed storleksberoende.

I kostnaden för kondensatorbatteriet ingår kostnader för arbete och material. För mer information hänvisas till bilaga [V].

4.2 Jordkablar och luftledningar

4.2.1 Jordkablar

Kostnaden för jordkablar består av kostnader relaterade till kabel och kabeltillbehör (avslut och skarvar) samt eventuella tillägg och reduktioner, se bilaga [VI].

Kategoriseringen av jordkablar är gjord utifrån spänningsnivå och ledararea. Se Tabell 4-6 nedan. För varje spänningsnivå finns även kabelskarvar och kabelavslut kostnadssatta. Kostnaden för jordkabel är angiven som en kostnad per km. Kostnaden för kabelskarvar och avslut är angivna per styck.

Tabell 4-6 Jordkablar - spänningsnivåer och ledararea.

Spänningsnivå (kV)	Ledararea (mm ²)
12-24	95, 150, 240, 500
36	95, 150, 240, 300, 400, 500, 630
52	95, 150, 240, 400, 500, 630, 1000, 1200
72,5	500, 630, 1200, 2//1200
84, 123	500, 630, 1000, 1200, 2//1200
145, 170	500, 630, 1000, 1200, 2//1000, 2//1200
245	500, 630, 1000, 1200, 2//1200

I kostnaden för kabel ingår arbets-, material och projekteringskostnader. Dessa kostnader är fördelade enligt Tabell 4-7 och Tabell 4-8.

Tabell 4-7 Kostnadsfördelning för enkelkablage.

	12	24	36	52	72,5	123	170	245
Arbete	43%	43%	43%	43%	33%	33%	28%	28%
Projektering	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
Materiel	50%	50%	50%	50%	60%	60%	65%	65%

För parallellgående kablar har fördelningsnyckel enligt Tabell 4-8 använts.

Tabell 4-8 Kostnadsfördelning för parallellgående kablar.

	12	24	36	52	72,5	123	170	245
Arbete	25%	25%	25%	25%	25%	20%	20%	20%
Projektering	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Materiel	70%	70%	70%	70%	70%	75%	75%	75%

Omfattningen av kostnader för arbete, material och projektering kan utläsas i Tabell 4-9.

Tabell 4-9 Omfattning av arbets-, materiel- och projekteringskostnad.

Arbete	Material	Projektering
Schakt (25% berg, 25% sprängsten, 50% jord)	Kabel	Projektering, anbud, tillstånd och koncessionskostnader
Förläggning och buntning	PEX skarvar (250 – 300 m kabellängd)	Projektledning och projektövervakning (beställare)
Markerings- och skyddsmaterial	PEX avslutningar	Projektledning, provning och dokumentering (entreprenad)
Trafikåtgärder, skyddsåtgärder etc.	Material för återställande av ytskikt	
Återfyllning	Material för återfyllning	
Skarvning/avslut		
Återställande		

Tilläggs- och reduktionsfaktorer för jordkablar finns presenterade i Tabell 4-10.

Tabell 4-10 Tilläggs- och reduktionsfaktorer för kablar

Tillägg/reduktion	Faktor
Tilläggfaktorer	Sjökabel
	Schakt i cityområde
	Bergssprängning
	Grundförstärkning
	Styrd borrhning
	Kabeldrivning

Reduktionsfaktorer	Samförläggning
	Kabelläggning i befintlig tunnel ¹

4.3 Luftledningar

Kostnaden för luftledningar består av tre delar: ledning, tillägg och reduktion av kostnader, se bilaga [VII].

Luftledningar är kategoriserade utifrån spänningsnivå, stolptyp (trä eller stål) samt stolpkonfiguration (enkel- eller portalstople).

Kostnaden för luftledning är angiven per kilometer och omfattar material-, projekterings-, arbets- och markkostnad, se bilaga [VII]. I nedanstående tabell kan alla representerade luftledningskonfigurationer utläsas.

Tabell 4-11 Förekommande luftledningar med resp. ledningsgata

Ledare	Dimension [mm ²]	12 - 24 kV		36 kV		52 kV			72,5 - 84 kV			123 - 170 kV		245 kV
		Enkel	Enkel	Enkel	Portal	Enkel	Portal	Stål	Enkel	Portal	Stål	Portal	Stål	Stål
FeAl/Al	99	24 m	24 m	36 m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FeAl/Al	157	24 m	24 m	36 m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FeAl/Al	241	24 m	24 m	36 m	36 m	-	-	-	42 m	-	-	-	-	-
FeAl/Al	329	24 m	24 m	36 m	36 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	-
FeAl/Al	454	-	24 m	36 m	36 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m
FeAl/Al	593	-	24 m	36 m	36 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m
FeAl/Al	772	-	-	-	36 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m
FeAl/Al	910	-	-	-	36 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m
FeAl/Al	2x454	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42 m	42 m	42 m
FeAl/Al	2x593	-	-	-	36 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m	42 m
FeAl/Al	2x774	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42 m	42 m	42 m
FeAl/Al	2x910	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42 m	42 m	42 m
FeAl/Al	3x910	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42 m	-	-
BLL	241	12 m	12 m	24 m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nedan i Tabell 4-12 presenteras tilläggs och reduktionsfaktorer.

¹ Kabelförläggning i befintlig tunnel kan i praktiken innebära en reduktion eller ett tillägg till den uppskattade kostnaden beroende på den faktiska kostnaden av hyran för tunnel vilken bestäms av ägaren av tunneln, vilket vanligtvis är kommunen.

Tabell 4-12 Tilläggs- och reduceringsfaktorer för friledningar

Tillägg/avdrag	Typ av tillägg alt. avdrag	Omfattning
Tilläggsfaktorer	Topplina och jordlina	1 x142mm ² för 52-170kV
		2x142mm ² för 123-245kV
		1 alt 2 x241mm ² för 52-170kV
		Längsgående jordlina
	Fördyrande ledningsdragnig	Ledningsdragnig i skogsmark tillväxt omr. I – VI
Ledning i tätbebyggt område (fler vinkelstolpar, spännstolpar samt special konstruktioner)		
Reduktionsfaktorer	Förbilligande ledningsdragnig	Sambyggda och parallellgående ledningar

5 Käslighetsanalys

För att analysera huruvida den aggregeringsnivå som ansatts är för detaljerad eller kostnadsmodeller kan förenklas ytterligare har ett antal känslighetsanalyser gjorts. Fokus för känslighetsanalyserna har lagts på ställverksutrustning, transformatorer och reaktivkompensering. Alternativa aggregeringsnivåer för övriga komponentkategorier har bedömts som orimliga och därför exkluderats.

5.1 Ställverksutrustning

Analysen har gjorts genom att vi prissatt de ställverksutrustningen för respektive referensobjekt som regionnätföretagen rapporterat in i samband med komponentinventeringen. Prissättningen har skett enligt tre aggregeringsnivåer:

Detaljerad – föreslagen nivå med 13 kategorier

Aggregerad – samtliga fack, oberoende av verklig funktion eller bestyckning, har kostnadssatt med en schablonkostnad motsvarande kostnaden för ett 1-brytare linjefack med samlingskenekonfiguration AB. Den aggregerade kostnadssättningen innebär att varken fackfunktion eller samlingskenekonfiguration beaktas.

Semi-aggregerad – en schablonkostnad per fackfunktion och spänningsnivå har ansatts. Detta innebär t ex att samma kostnad är ansatt för samtliga linjefack på respektive spänningsnivå oavsett verklig bestyckning. Förenklingen innebär att man beaktar facktyp men inte bestyckning eller samlingskenekonfiguration

Tabell 5-1 visar förenklingar gjorda för respektive aggregeringsnivå.

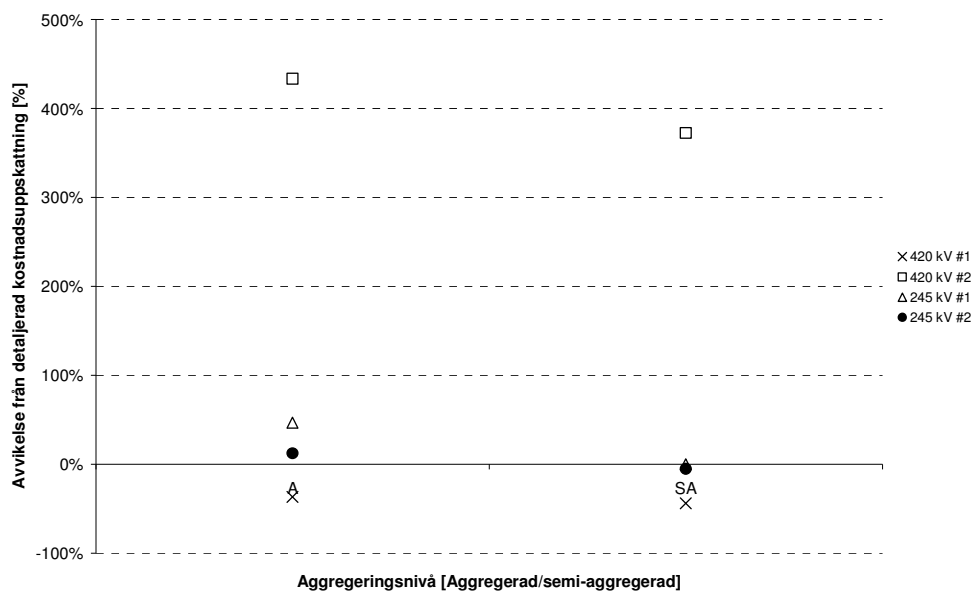
ra01:s 2008-06-03

Tabell 5-1. Förenklningar för aggregerad respektive semi-aggregerad ansats, detaljerad kostnadssättning är referens.

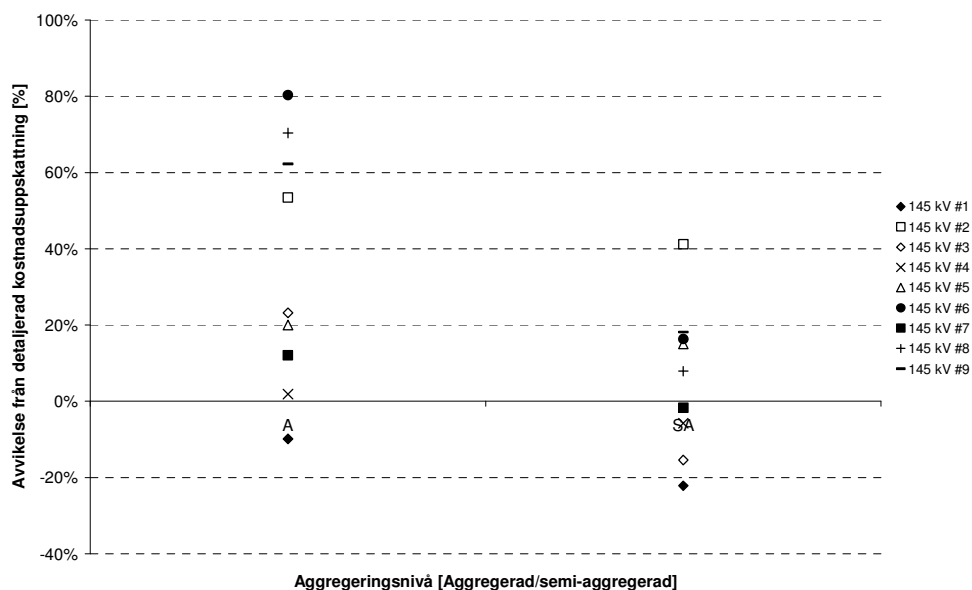
Detaljerad	Samlings-skena	Aggregerad	Samlings-skena	Semi-aggregerad	Samlings-skena
Frånskiljarfack – linje	A,AC,AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	1-brytarfack - linje	AB
1-brytarfack – linje	A,AC,AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	1-brytarfack - linje	AB
2-brytarfack – linje	AB, ABC	1-brytarfack - linje	AB	1-brytarfack - linje	AB
Frånskiljarfack – trafo	A,AC,AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	1-brytarfack - trafo	AB
1-brytarfack – trafo	A,AC,AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	1-brytarfack - trafo	AB
2-brytarfack – trafo	AB, ABC	1-brytarfack - linje	AB	1-brytarfack - trafo	AB
Frånskiljarfack - sammankoppling	A,AC,AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	Frånskiljarfack - sammankoppling	AB
1-brytarfack - sammankoppling	A,AC,AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	Frånskiljarfack - sammankoppling	AB
Mätfack	-	1-brytarfack - linje	-	Mät/frånskiljarfack	-
Förbikopplingsfrånskiljare	-	1-brytarfack - linje	-	Mät/frånskiljarfack	-
1-brytarfack - KB	-	1-brytarfack - linje	-	KB-fack	-
Lokaltrafofack	-	1-brytarfack - linje	-	Lokaltrafofack	-
1-brytarfack - FSK linje	A,AC,AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	1-brytarfack -linje	AB
2-brytarfack - FSK linje	AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	1-brytarfack -linje	AB
1-brytarfack - FSK trafo	A,AC,AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	1-brytarfack – trafo	AB
2-brytarfack - FSK trafo	AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	1-brytarfack - trafo	AB
1-brytarfack - FSK KB	-	1-brytarfack - linje	-	KB-fack	-
1-brytarfack - FSK sammankoppling	A,AC,AB,ABC	1-brytarfack - linje	AB	Frånskiljarfack - sammankoppling	AB

I de analyser som gjorts för ställverksfacken har den detaljerade ansatsen ansetts vara den sanna "verkliga" kostnaden. De förenklade ansatserna har jämförts mot denna kostnadsnivå för att se hur stort felet blir om man vid förenklning av ställverksfacken. Figur 5-1 - Figur 5-5 visar den procentuella avvikelserna för den aggregerade samt den

semi-aggregerade ansatsen för ställverk inom olika spänningsintervall samt för hela stationer. Den detaljerade ansatsen är referens.

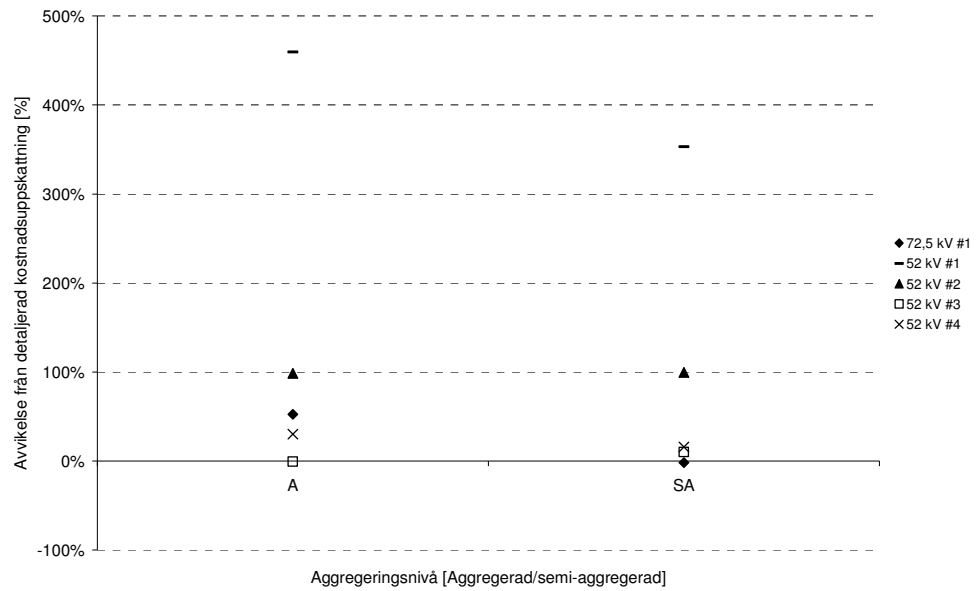


Figur 5-1. Resultat av ställverksanalys, 420 – 245 kV

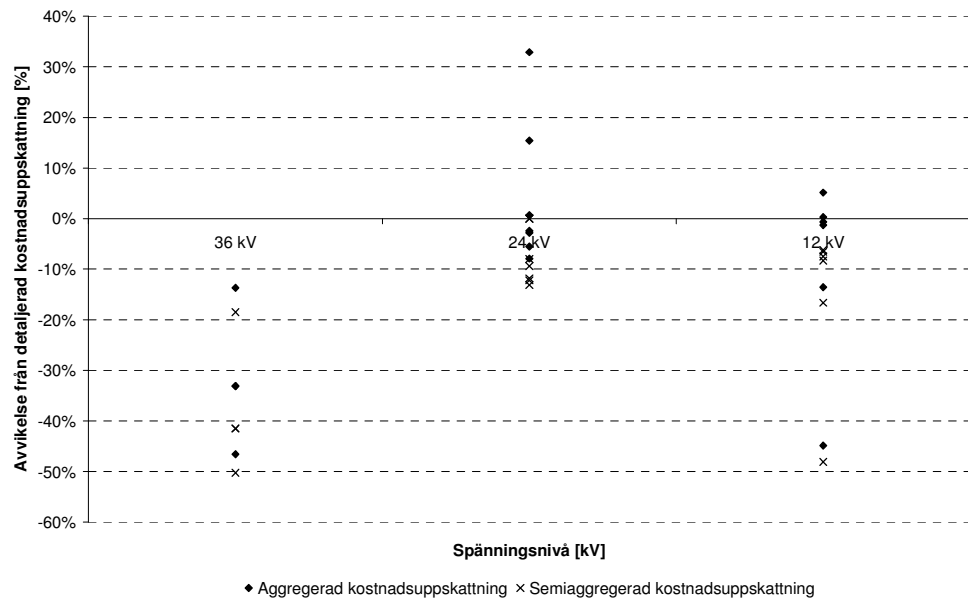


Figur 5-2. Resultat av ställverksanalys, 145 kV

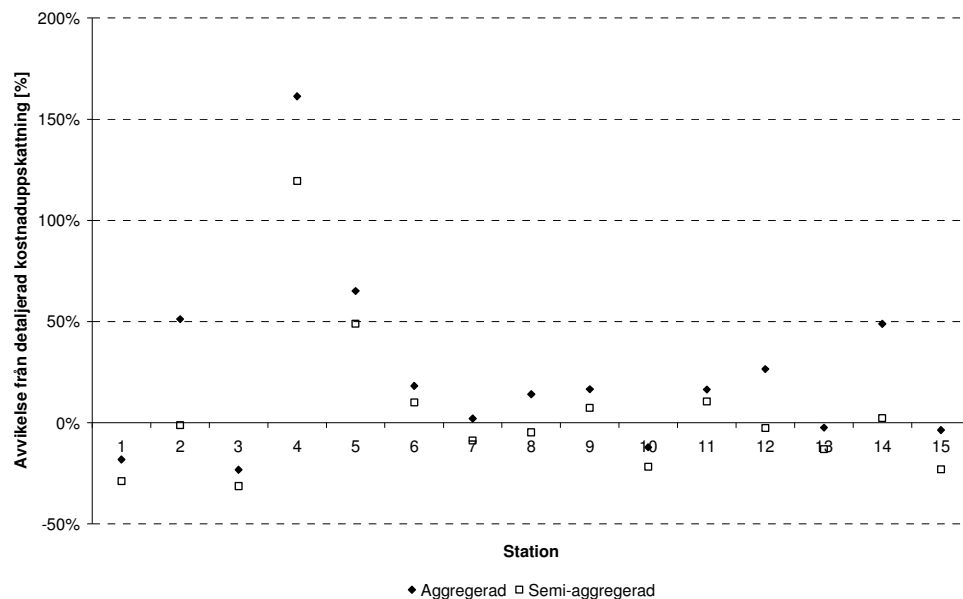
ra01:s 2008-06-03



Figur 5-3. Resultat av ställverksanalys, 72,5 – 52 kV



Figur 5-4. Resultat av ställverksanalys, 12 – 36 kV



Figur 5-5. Resultat av ställverksanalys, hela stationer

Figur 5-1 - Figur 5-5 visar tydligt att förenklingar avseende aggregeringsnivå riskerar att ge en felaktig kostnadsbild. Även om förenklingarna i många fall ger en relativt liten avvikelse från referensvärdet så visar även analyserna att man riskerar en synnerligen felaktig kostnadsbild. Detta gäller i särskilt högre spänningsnivåer då den faktiska bestyckningen i facken kraftigt avviker från den antagna standardbestyckningen. Man kan även se att även om den semi-aggregerade ansatsen generellt minskar avvikelsen för referensvärdet så är inte precisionen tillräcklig för att en sådan förenkling skall vara lämplig. Att den semi-aggregerade nivån inte ger den precision som är önskvärd indikerar på att referensstationerna är individuellt anpassade och att nätföretagen anammat enklare lösningar där det varit möjligt. Detta bekräftar antagandet att ställverken bör värderas på en relativt detaljerad nivå.

5.2 Transformatorer

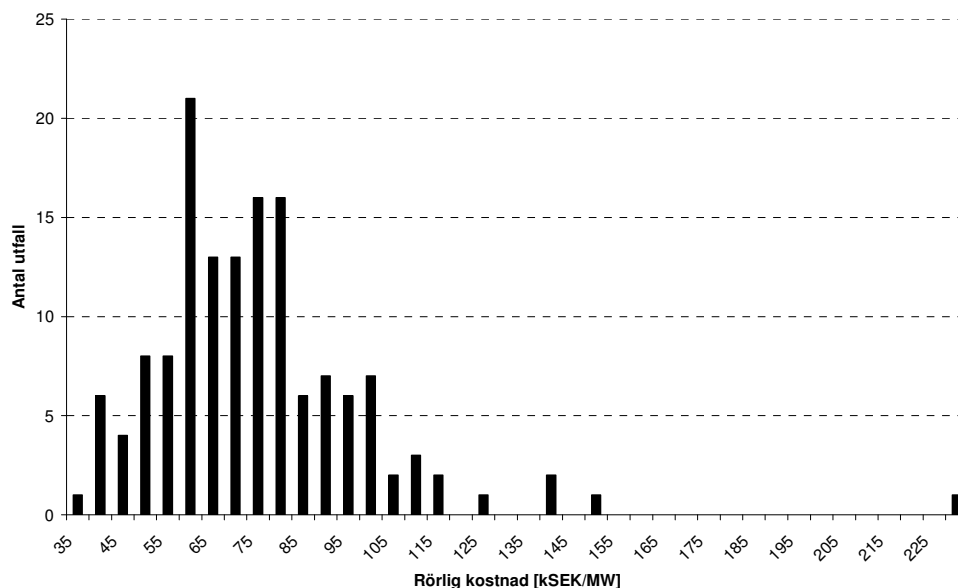
Analysen av aggregeringsnivån för transformatorer har gjorts genom att ta fram en förenklad värderingsmodell och jämföra den mot den föreslagna modellen. Den förenklade modellen, modell T2, är konstruerad på så sätt att varje stationskategori har en fast grundkostnad, dessutom finns en rörlig del som är effektberoende. Den rörliga delen är samma för samtliga stationskategorier. Värdet av en transformator beräknas då enligt:

$$y = kx + m_n, \text{ där}$$

y är värdet av transformatorn, k är den rörliga effektberoende konstanten, x är transformatorn storlek och m_n är den fast konstanten för spänningsnivå n .

Den förenklade värderingsmodellen är framtagen baserad på de kostnader som är presenterade i den föreslagna, mer detaljerade, värderingsmodellen, modell T2. Den förenklade modellen liknar värderingsmetoden som används inom den norska regleringen [2], som använder en rörlig icke-spänningsberoende del och en fast del per station som är spänningsberoende.

Den rörliga, effektberoende, delen av transformatorvärderingen är framräknad genom att ta transformatorfördyringen för varje transformatorkategori, där alla transformatorer inom respektive kategori är jämförda mot varandra. Resultatet av detta finns i Figur 5-6.



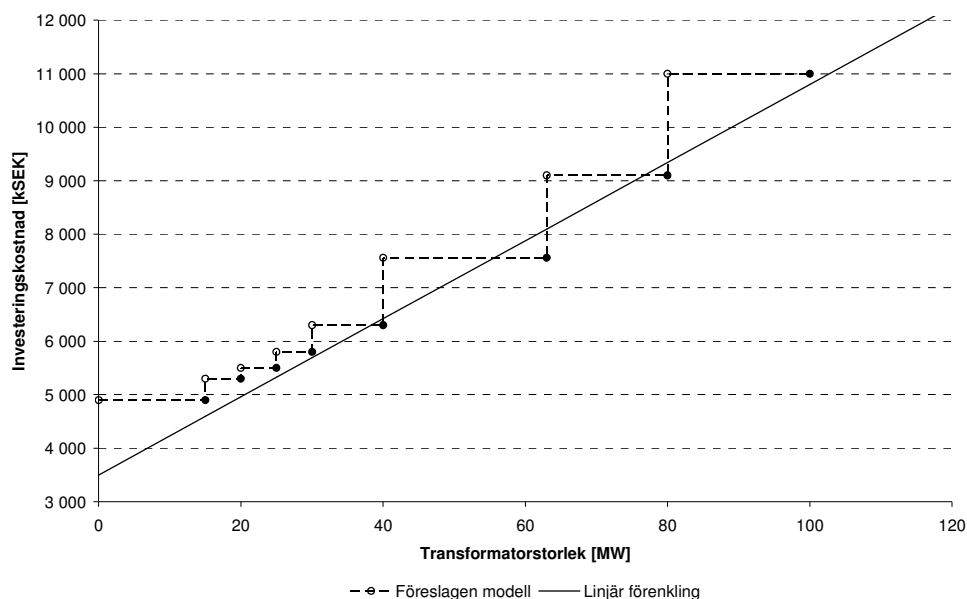
Figur 5-6. Resultat av analys av effektberoende transformatorkostnad

Medelvärde för resultatet visat Figur 5-6 är 73,5 kSEK/MW, medianvärdet är 70,0 kSEK/MW. Med en rörlig transformatorkostnad på 73 kSEK/MW beräknades lämpliga fasta transformatorkostnader per transformatorkategori ut. De antagna värdena för modell T2 visas i Tabell 5-2.

Tabell 5-2. Antagna värden förenklad värderingsmodell

Kategori	Omsättning	Rörlig kostnad [kSEK/MW]	Fast kostnad [kSEK/st]
1	24/12 kV	73	1 400
2	52/12 kV	73	1 650
3	72,5/24-12 kV	73	1 800
4	145/24-12 kV	73	3 500
5	145/52-36 kV	73	3 600
6	245/52-36 kV	73	4 100
7	245/72,5 kV	73	13 800
8	420/145 kV	73	17 300

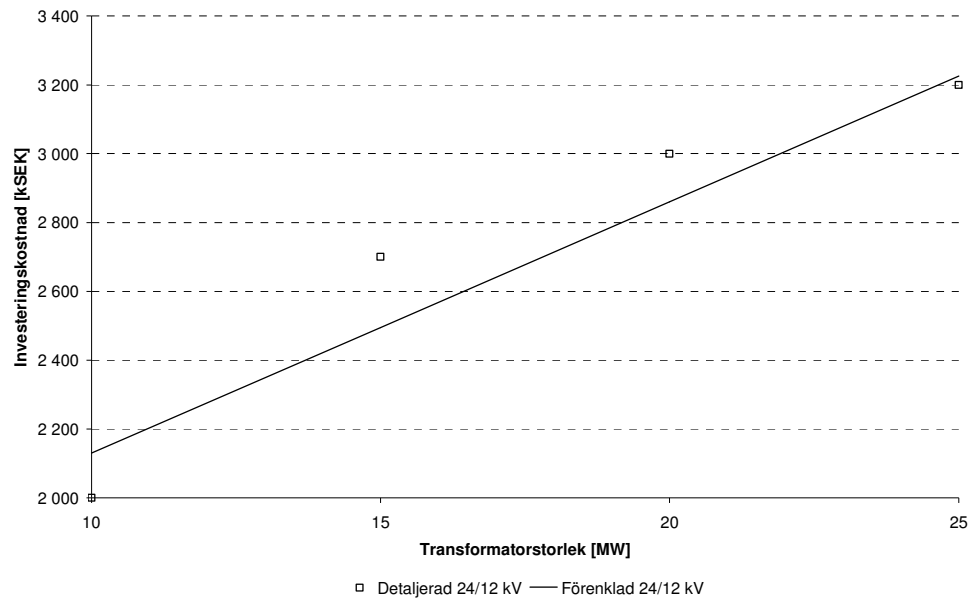
Figur 5-7 exemplifierar en jämförelse mellan värderingsmodell T1 och T2. Trappstegskurvan visar hur transformatorer inom olika effektintervall värderas enligt modell T1 förutsatt att man tar närmaste större transformator, fyllda punkter visar att punkten inkluderas på den horisontala linjen. Den räta linjen visar värderingsmodell T1.



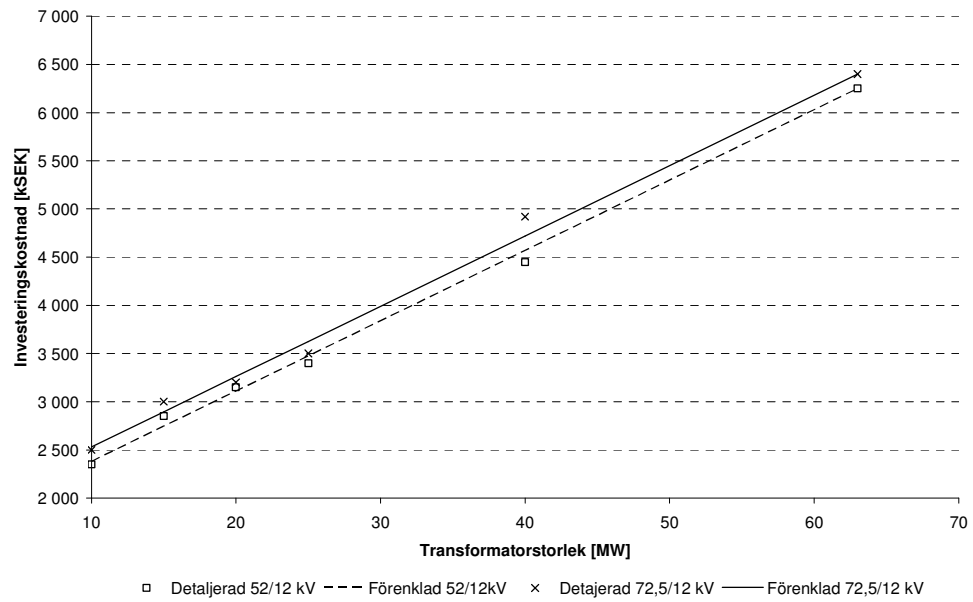
Figur 5-7. Illustrerande jämförelse mellan värderingsmodell T1 och 2 för transformatorer 145/24-12 kV

Mer om exemplet ovan, standardkostnaderna är tänkta att värdera befintliga transformatorer av samma storlek, inte värdera den dimensionerande effekten. Detta innebär att den räta linjen bör skära genom nedre hörnet på varje trappsteg, de fyllda punkterna. En skärning ovanför innebär en övervärdering gentemot den mer detaljerade modellen och en skärning under innebär på motsvarande sätt en undervärdering.

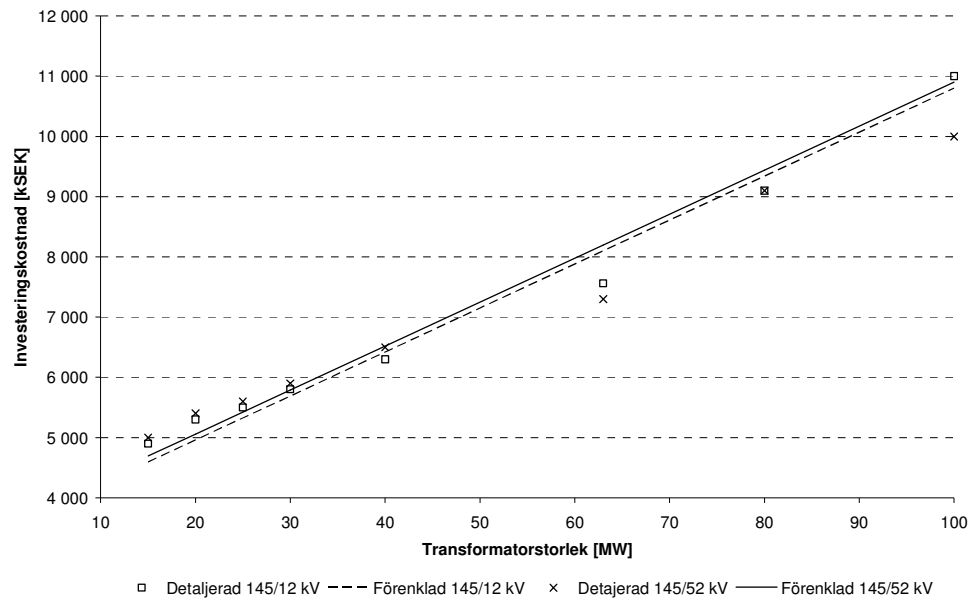
Figur 5-8 - Figur 5-12 visar resultatet av känslighetsanalyserna i form av jämförelser mellan värderingsmodell T1 och T2 för samtliga transformatorer kategorier.



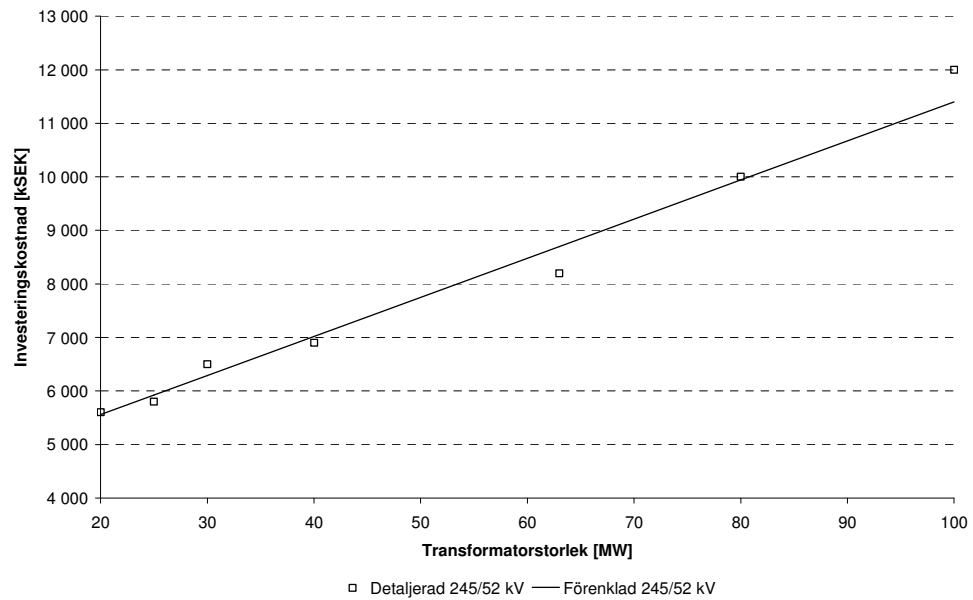
Figur 5-8. Resultat transformatoranalys 24/12 kV



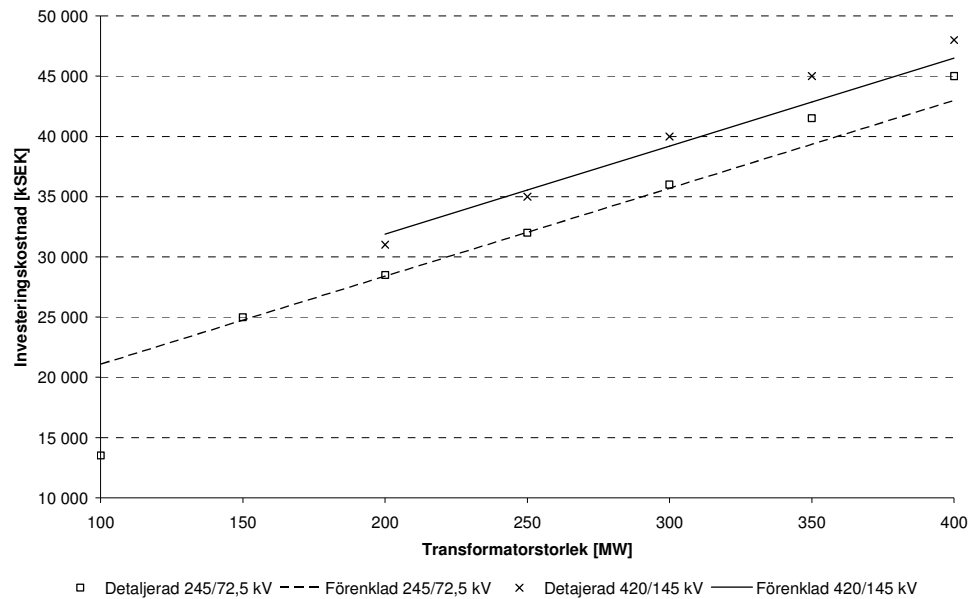
Figur 5-9. Resultat transformatoranalys 52/12 kV samt 72,5/12 kV



Figur 5-10. Resultat transformatoranalys 145/12 kV samt 145/52 kV

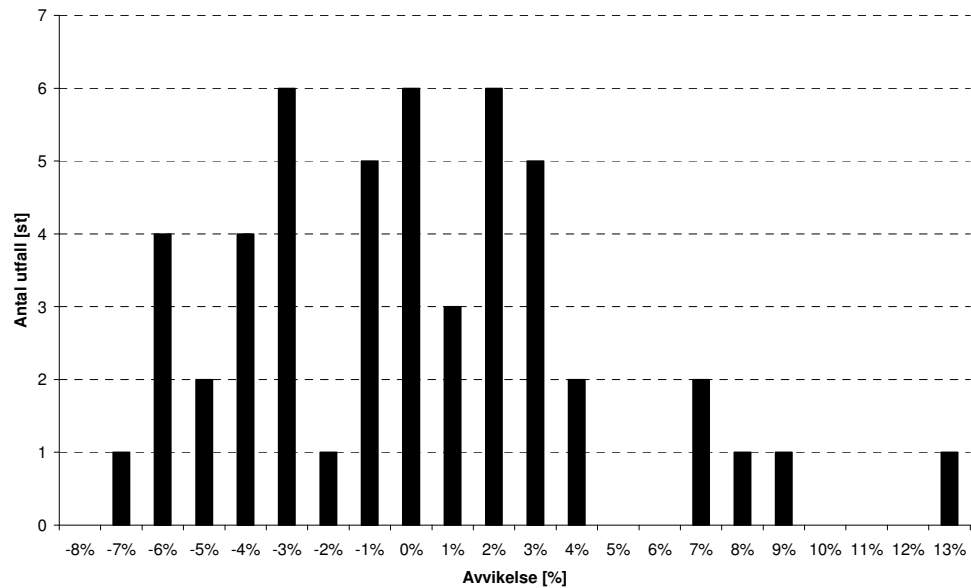


Figur 5-11. Resultat transformatoranalys 245/52 kV



Figur 5-12. Resultat transformatoranalys 245/72,5 kV samt 420/145 kV

Överlag är överensstämmelsen mellan den modell T1 och T2 god. Man kan dock se stora skillnader för enskilda transformatorer, särskilt 100 MW, 245/72,5 kV, där skillnaden uppgår till hela 56 %. Figur 5-13 visar ett histogram över fördelningen för avvikelsen mellan värderingsmodell T1 och T2 för transformatorer. Positivt värde indikerar att modell T2 ger en högre värdering än modell T1, transformern 100 MW, 245/72,5 är exkluderad ut histogrammet för att få önskad upplösning



Figur 5-13. Histogram över fördelningen för avvikelsen mellan värderingsmodell T1 och 2 för transformatorer.

Då analyserna är utförda enbart baserat på materialkostnaden för transformatorer och tillkommande kostnader för övrigt materiel, arbete samt mark och fundament är samma oavsett värderingsmodell så blir avvikelserna för totalkostnaden mindre än den som visas i Figur 5-13.

Vidare, vi kan även vända på resonemanget på så sätt att vi antar att modell T2 visar den faktiska kostnaden och vi använder den för att utvärdera modell T1. Vi skulle då kunna säga peka ut vilka kostnader som ansatts enligt en ologisk struktur. Ovan nämnda transformator, 100 MW 245/72,5, skulle då sticka ut och ge oss anledning att titta närmare på den ansatta kostnaden. I detta fall måste man dock även titta på gränsskiktet 245/72,5 kV och 245/52-36 kV, där skillnaden mellan en 100 MW transformator från respektive kategori torde vara relativt liten då det framförallt är primärspänningen som är kostnadsdrivande. 100 MW transformatorn på 245/72,5 kV är 11 % dyrare än motsvarande transformator på 245/52-36 kV, vilket kan anses vara rimligt.

Slutligen, det finns en stor fördel med använda modell T2 istället för modell T1, och det är att modell T1 inte är knuten till fasta transformatorstorlekar. Detta visar sig framförallt för små respektive mycket stora transformatorer. I de referensobjekt som nätföretagen rapporterade in finns ett antal transformatorer på 4, 6 samt 16 MW, dessa skulle enligt modell T2 värderas som 10, 10 respektive 20 MW. Vilket i samtliga fall skulle vara en övervärdering. Den största transformatorn inrapporterad som referensobjekt är 750 MW, även denna skulle vara svårt att värdera enligt modell T1.

5.3 Reaktiv kompensering - kondensatorbatterier

Den reaktiva kompensering som inkluderats i standardkostnaderna är enbart kapacitiv kompensering. Anledningen till detta är det vid inventeringen framkom att den induktiva kompensering som sker i stationer görs på stamnätspänningarna och tillhör SvK.

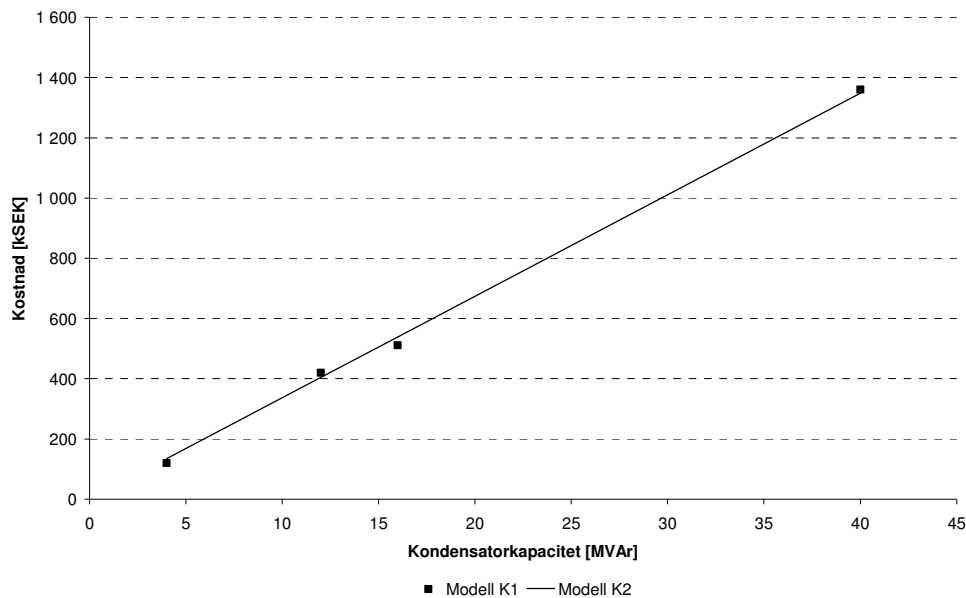
Kostnaden för den reaktiva kompenseringen är uppbyggd som en grundkostnad, en fackkostnad samt en kondensatorbatterikostnad. Grundkostnaden och fackkostnaden är fasta kostnader beroende av konstruktionsspänningen. Kondensatorbatterikostnaden är en rörlig kostnad per MVar, även denna beroende av konstruktionsspänningen.

Känslighetsanalysen för den reaktiva kompensering är gjorts genom att en förenklad värderingsmodell konstruerats, modell K2, som jämförts mot värderingsmodellen beskriven ovan, modell K1. Värderingsmodell K2 har konstruerats genom att kondensatorbatterierna av antagna storlekar värderats enligt modell K1 varpå en linjärregression gjorts, enligt formeln $y = kx + m$, där $m = 0$, eftersom alla fasta kostnadsdelar beaktas i grundkostnaden eller facket. De antagna kondensatorbatteristorlekarna är baseras på EBR [1] och visas i Tabell 5-3 tillsammans med ingångsvärden för modell K1 samt resulterande värden för modell K2. Kondensatorbatterier för 245 kV är medtagna i modell K1, vi har dock inte fått fram en representativ typstorlek för denna spänningsnivå vare sig från referensobjekten eller från andra källor varför 245 kV-nivån exkluderats från analysen.

Tabell 5-3. Antagna storlekar på kondensatorbatterier, ingångsvärden för modell K1 samt resulterade värden för modell K2

Spänningsnivå [kV]	Kapacitet [MVar]	Modell K1 [kSEK/MVar]	Modell K2 [kSEK/MVar]
145	40	34	34
52-72,5	16	32	34
36-52	12	35	34
12-24	4	30	34

Figur 5-14 visar en jämförelsen mellan modell K1 och K2.



Figur 5-14. Resultat av känslighetsanalys för kondensatorbatterier

Jämförelsen mellan modell K1 och K2 visar att modell K2 ger en god approximation förutsatt att modell K1 visar de faktiska kostnaderna. Det skulle med andra ord kunna vara lämpligt att ersätta modell K1 med K2 utan att göra något större avkall på noggrannheten.

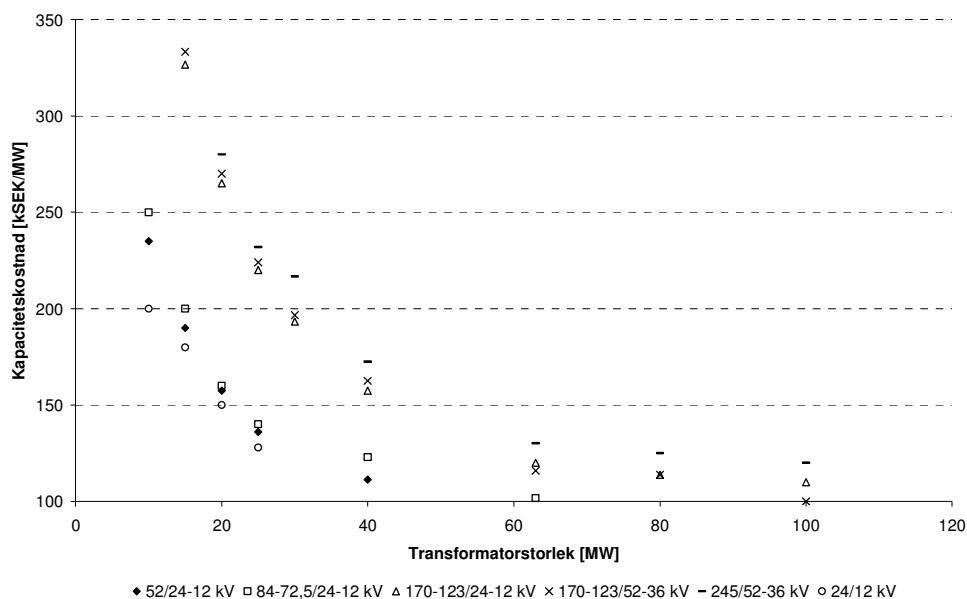
Rimligen borde den rörliga kondensatorkostnaden bli mindre per MVar för större kondensatorer vilket inte fångas av en linjär modell, vilket innebär att både modell K1 och K2 riskerar vara missvisande på stora kondensatorbatterier. Detta borde dock inte vara särskilt relevant eftersom kondensatorbatterier vanligtvis delas upp i mindre förband för att ge en mer anpassningsbar kompensering.

6 Datavalidering

Syftet med datavalideringen är att översiktligt kontrollera att kostnaderna för olika komponenter verkar logiska och korrekta i förhållande till varandra.

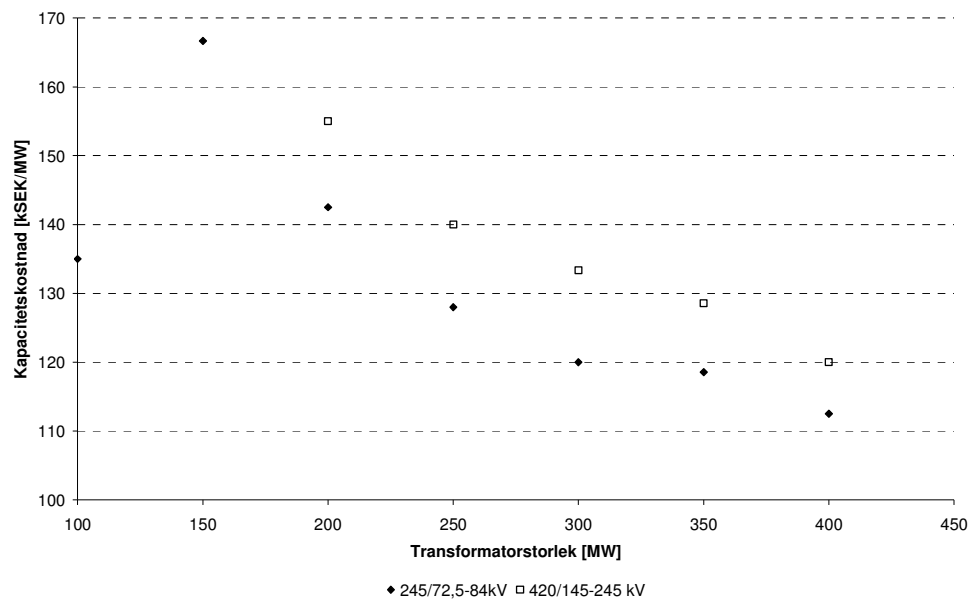
6.1 Transformatorer

I Figur 6-1 redovisas kostnaden på megawatt för transformatorer med växande storlek, olika spänningar och varierande omsättning. Figuren visar att kostnaderna per MW minskar med ökande storlek som förväntat. Vidare, derivatan av en tänkt kurvanpassning minskar med ökad storlek, även detta förefaller logiskt då den fasta grundkostnaden en transformator får mindre betydelse för ökad storlek.



Figur 6-1 Resultat av datavalidering av insamlad material för transformatorers investeringskostnad.

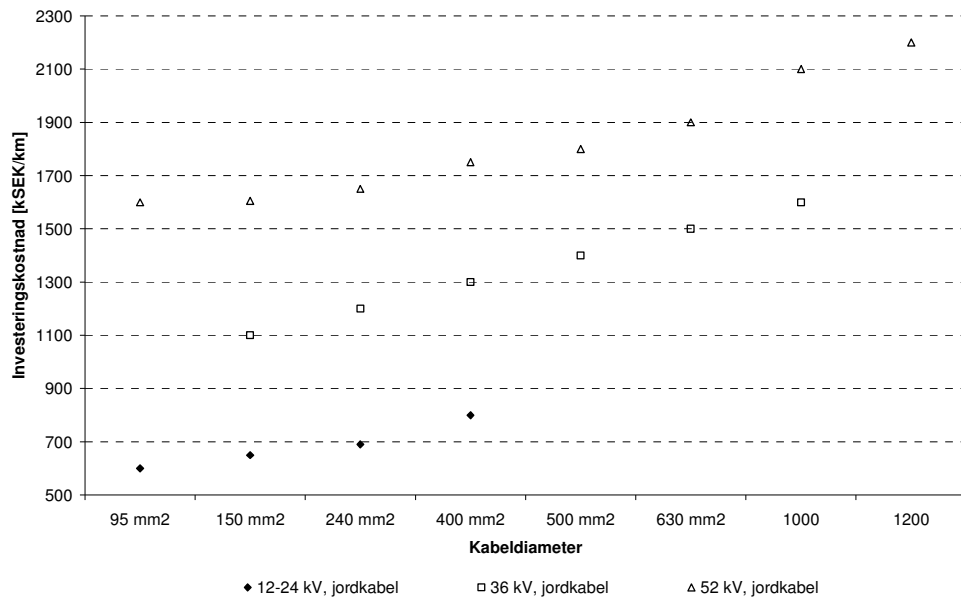
Även i Figur 6-2 är det tydligt att kostnad per MW minskar med ökad storlek, med undantag för 100 MW 245/72,5-84 kV som avviker från trenden. För kommentarer rörande denna punkt se avsnitt 5.2.



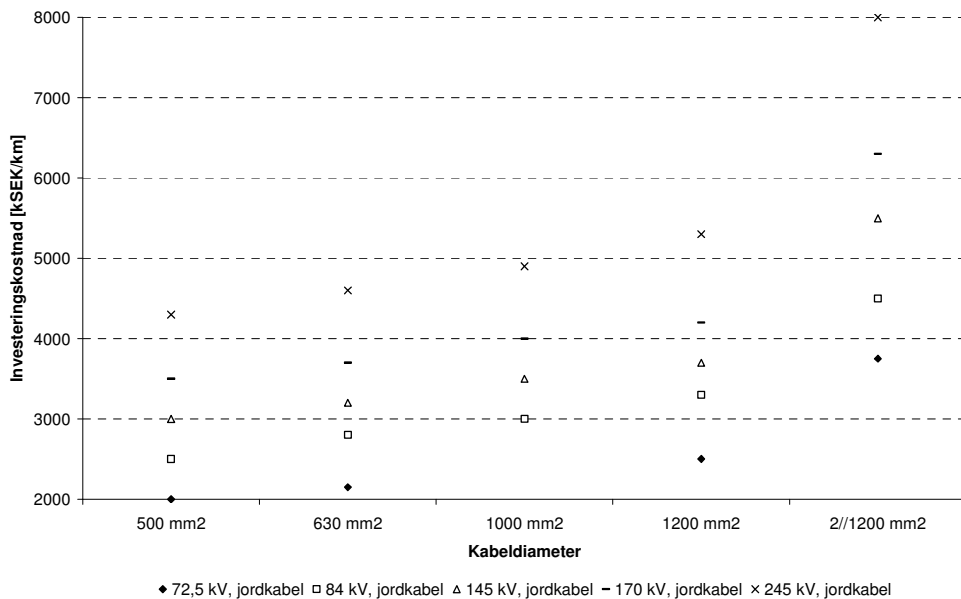
Figur 6-2 Resultat av datavalidering av insamlad material för transformatorers investeringskostnad.

6.2 Jordkabel

I Figur 6-3 och Figur 6-4 plottas den totala investeringskostnaden för olika kablar med olika spänningsnivå och areor. Det är tydligt att kostnaden för kablar för en viss spänning ökar med ledningsarean och att ledningarna verkar följa en något linjär trend vilket förfaller rimligt. Eftersom arbetskostnaden har en förhållandevis mindre inverkan på totalkostnaden för större ledarareor vilket ger en linjär kostnadsutveckling. För mindre ledarareor har dock arbetskostnaden relativt sett stor inverkan, vilket ger en plåtå i kostnadsjämförelsen. För parallella kabelförband ser vi ett kostnadsmässigt trappsteg, detta kan hänföras till både ökande materiel- och arbetskostnader.



Figur 6-3 Resultat av datavalidering av insamlat material för jordkablers investeringskostnad.



Figur 6-4 Resultat av datavalidering av insamlat material för jordkablers investeringskostnad.

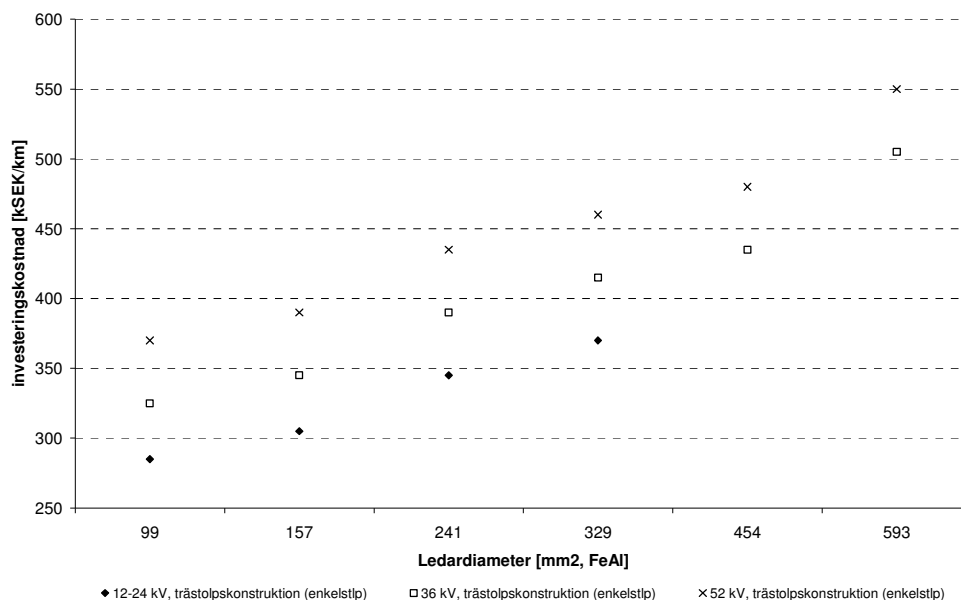
6.3 Friledning

I Figur 6-5, Figur 6-6 Figur 6-7 redovisas investeringskostnaden för olika luftledningstyper och spänningsnivåer. Tydligt är att investeringskostnaden ökar med ökande ledningsarea, trendkurvorna är bitvis linjära. Trappstegen i kostnadsutvecklingen beror dels på ökade materielkostnader för stolpar och upphängning (jämför 454

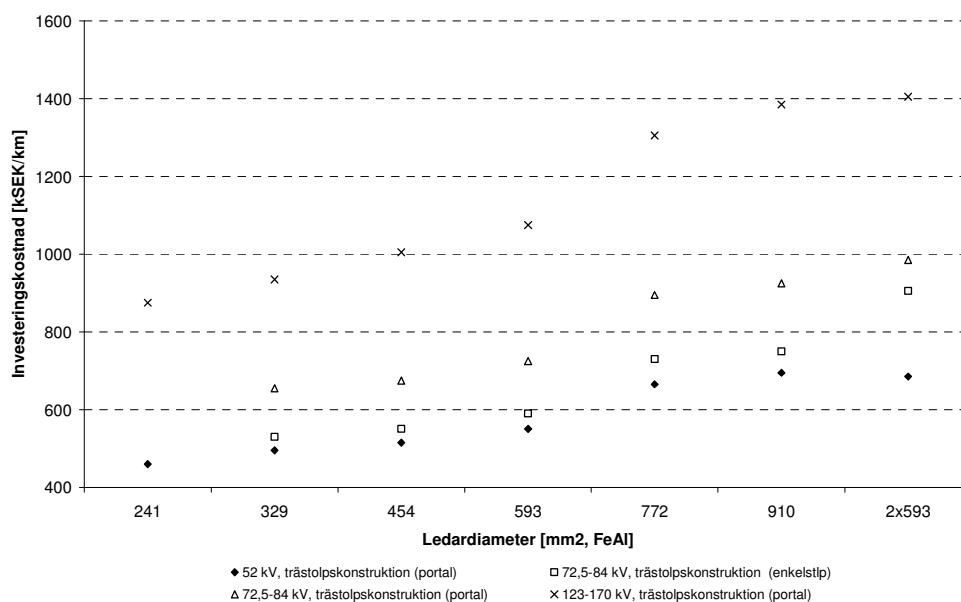
ra01:s 2008-06-03



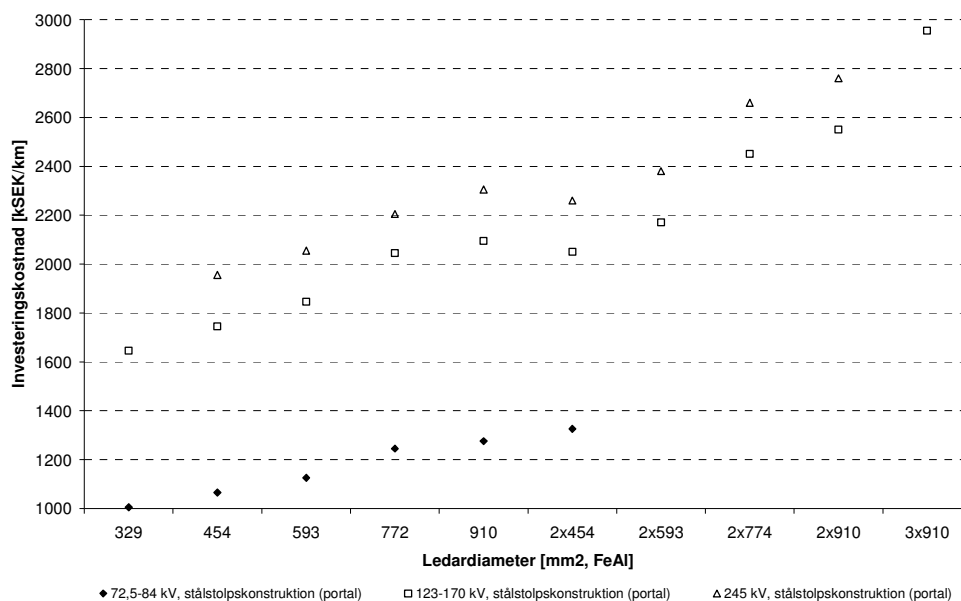
mm² och 593 mm² i Figur 6-5) samt på ändrad kostnadsbild vid övergång från enkel- till dubbelledare (Figur 6-6 - Figur 6-7).



Figur 6-5 Resultat av datavalidering av insamlat material för luftledningars investeringskostnad.



Figur 6-6 Resultat av datavalidering av insamlat material för jordkablar investeringskostnad.



Figur 6-7 Resultat av datavalidering av insamlad material för jordkablers investeringskostnad.

7 Slutsats

Nedan följer de viktigaste slutsatserna för resultaten samt de analyser som gjorts inom projektet och som redovisas i rapporten:

- Resultat
 - Komponentuppdelningen ger en tydlig bild av de komponenter som kan avses vara standard inom de svenska regionnäten
 - Den tekniska samsynen inom och mellan expert- och projektgrupp indikerar att komponentuppdelningen är tillfredställande god
 - Resultatet identifierar även de komponentgrupper som ej kan anses vara standard och därför bör beaktas i särskild ordning
 - Täckningen för kostnadssättningen är i stort sett komplett med undantag för ett fåtal tilläggs- och avdragsfaktorer för vilka underlag inte kunde uppbringas inom tidsramen för projektet detta rör sig framförallt om markkostnader för stationer samt fördyring av stationsmarkkostnader inom tätort och city. Dessa är dock identifierade och kan kompletteras vid behov av beställaren
- Känslighetsanalys
 - Vald aggregeringsnivå för ställverkskomponenter kan anses vara optimal då en högre aggregeringsnivå, dvs.

mindre detaljerad värdering, skulle medföra oacceptabelt stora variationer i värderingen av stationer

- Analysen av aggregeringsnivå för transformatorer visar att förenklingar kan göras vilket i sin tur medför vissa fördelar vid framförallt värdering av små respektive mycket stora stationer
 - Analysen av aggregeringsnivå för reaktiv kompensering visar att man med fördel kan förenkla värderingsmodellen
- Datavalidering
 - De analyserade kostnaderna har en logisk kostnadsutveckling och följer en förväntad trend

8 Fortsatt arbete

Nedan följer ett antal förslag om vilka delar som bör analyseras, kompletteras och bearbetas vidare:

- Påverkan av förenklade värderingsmodeller för transformatorer och reaktiv kompensering
- Ta fram metod för hur icke-standardkomponenter bör beaktas
- Analyser av kostnadsdrivare inom större system, dvs. hela stationskategorier, nätområden osv.
- Ytterligare verifiering/jämförelse av kostnader mot/med verkliga projekt genomförda av regionnätsföretagen
- Vid behov, komplettering av kostnadskatalogen av de tilläggs- och avdragsposter som saknas

9 Bilagor

- [I] Fackmatris kostnader
- [II] Fackmatris bilder
- [III] Standardkostnader – stationsgrundkostnad
- [IV] Standardkostnader – transformatorer
- [V] Standardkostnader – kondensatorbatterier
- [VI] Standardkostnader – jordkabel
- [VII] Standardkostnader – luftledning

10 Referenser

- [1] "Kostnadskatalog KLG 2:08. Regionnät 36-145 kV", www.ebr.nu
- [2] "Modell for fastsettelse av kostnadsnorm - Økonomisk regulering av nettselskapene fra 2007", Utkast per 6.6.2006, Norges vassdrags- og energidirektorat 2006, www.nve.no