



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS14002

Examensarbete 30 hp
Februari 2014

Flygbesiktning av Luftledning

Modellering av samband mellan besiktnings-
anmärkningar och systemtillförlitlighet

Anna Lilly Brodersson



UPPSALA
UNIVERSITET

Teknisk- naturvetenskaplig fakultet
UTH-enheten

Besöksadress:
Ångströmlaboratoriet
Lägerhyddsvägen 1
Hus 4, Plan 0

Postadress:
Box 536
751 21 Uppsala

Telefon:
018 – 471 30 03

Telefax:
018 – 471 30 00

Hemsida:
<http://www.teknat.uu.se/student>

Abstract

Flygbesiktning av luftledningar - Modellering av samband mellan besiktningsanmärkningar och systemtillförlitlighet

Fligh Inspection of Overhead Power Lines - Modeling of relations between inspection remarks and system reliability

Anna Lilly Brodersson

This paper thoroughly investigates needs and requirements for overhead distribution feeder inspection and develops models to investigate possible relations between short term inspection remarks and outages. The study was conducted in collaboration with Fortum Distribution AB that supplied extensive information about their overhead power feeders concerning both inspection and power outages. The investigated models were lognormal linear model, Poisson generalized linear model and negative binomial generalized linear model. All models were implemented utilizing offset terms to compensate for differences in feeder length and amount of overhead versus underground feeders. The Poisson generalized linear model was rejected at an early stage due to overdispersion and neither of the remaining models fit the data perfectly. Therefore conclusions were primarily concluded from similarities and differences amongst the models. The results either implicate that maintenance is scheduled sufficiently fast, with respect to short term inspection, to ensure a high system reliability or no relationships between short term inspection and feeder outages exist. Therefore the final conclusion was that maintenance and reinvestment decisions should not be based on short cycle inspection data.

Handledare: Olle Hansson
Ämnesgranskare: Jesper Rydén
Examinator: Elisabet Andrésdóttir
ISSN: 1650-8319, UPTec STS14 002

Populärvetenskaplig beskrivning

Tillgången på el är något som befolkningen i Sverige tar för givet och för dagens samhälle är elnätet därigenom ett av de viktigaste infrasystemen. Idag finns det därför flera lagstadgade krav som elnätsägare måste uppfylla. Ett av dessa är årlig besiktning av luftledningar. Den årliga besiktningen benämns inom branschen för driftbesiktning. Kraven på besiktning har formulerats av Elsäkerhetsverket och syftar till att säkerställa att luftledningar är utformade på ett sätt som minimerar person- och egendomsskador. Detta har bidragit till en kortsiktig syn på driftbesiktningar där det resultat som samlas in i princip enbart används för att säkerställa att Elsäkerhetsverkets krav är uppfyllda inför nästa års driftbesiktning.

På Fortum Distribution AB genomförs driftbesiktning i de allra flesta fall visuellt från en helikopter. Informationen som samlas in sammanställs och dokumenteras i ett gemensamt filsystem på företaget. Därefter planeras åtgärder, huvudsakligen utifrån Elsäkerhetsverkets krav men besiktningsresultatet ligger, till viss del, även till grund för beslut rörande reinvesteringar och övergripande underhåll.

Med detta som utgångspunkt genomfördes en statistisk studie med syfte att undersöka om samband mellan icke-akuta besiktningsanmärkningar och störningsförekomster kunde påvisas. Detta med målsättningen att undersöka om driftbesiktningsresultat kan användas som beslutsunderlag vid reinvesteringar samt vilka besiktningsanmärkningar som har störst inverkan på leveranssäkerheten. Samband testades per besiktningsområde för det elnät som ägs av Fortum i Värmland och på Västkusten. Resultaten från den statistiska studien var av varierande tillförlitlighet och endast generella samband kunde påvisas. Dessa tydde på ett positivt samband mellan antal störningar och besiktningsanmärkningar rörande växt- och djurliv, där fler anmärkningar innebar fler förväntade störningar. I övrigt kunde få samband påvisas med hög signifikans.

Den huvudsakliga slutsatsen från den statistiska studien var antingen att felavhjälpningen av de granskade besiktningsanmärkningarna i de granskade besiktningsområdena var tillräckligt bra för att undvika uppkomsten av störningar i elleveransen eller att det inte finns något samband mellan besiktningsanmärkningar och störningsförekomster. Detta tyder på att de besiktningsanmärkningar som granskats inte bör användas vid beslut rörande reinvestering och underhåll av tillgångar på kort sikt.

Förord

Detta projekt är genomfört som examensarbete (30hp) på civilingenjörsprogrammet inom System i Teknik och Samhälle vid Uppsala Universitet. Arbetet har genomfört i samarbete med Fortum Distribution AB (Fortum). Fortum har både bidragit med information samt handledning och därigenom gjort studien möjlig.

Författaren vill framföra tack till alla som ställt upp och varit behjälpliga både med vägledning och informationsinsamling. Särskilt tack till Christofer Fransson och handledare Olle Hansson, båda Fortum, som gjort studien möjlig samt till ämnesgranskare Jesper Rydén, universitetslektor på matematiska institutionen vid Uppsala Universitet, för synpunkter och uppföljning under arbetets gång.

Stockholm, december 2013

Anna Brodersson

Innehållsförteckning

1	Inledning	4
1.1	Syfte	4
1.1.1	Frågeställningar	4
1.1.2	Avgränsningar	5
1.2	Definitioner av störningar	5
1.3	Informationsinsamling	5
1.4	Disposition	5
2	Bakgrund	6
2.1	Elnätets struktur	6
2.1.1	Det svenska elnätets ägarstruktur	6
2.2	Regelverk och krav på elsäkerhet	7
2.2.1	Gällande bestämmelser för utformning av högspänningsluftledningar	7
2.2.2	Kontroll av högspänningsluftledningar	8
2.3	Branschpraxis för drift, underhåll och utbyggnad av elnät	9
2.3.1	Driftbesiktning	11
2.3.2	Underhållsbesiktning	11
2.3.3	Underhåll	11
3	Litteraturgenomgång	12
3.1	Metoder för driftbesiktning av luftledningar	12
3.2	Statistiska modeller	14
3.3	Kapitelsammanfattning	17
4	Besiktning och underhåll på Fortum	17
4.1	Organisation	17
4.2	Luftledningar hos Fortum	18
4.3	Besiktning på Fortum	19
4.3.1	Driftbesiktning	20
4.4	Underhåll av elnätet på Fortum	22
4.4.1	Underhållsplanering	22
4.4.2	Akut felavhjälpning	23
4.4.3	Investeringsbeslut för regionnät	24
5	Dokumentation på Fortum	25
5.1	NO	25

5.2	AMD.....	27
5.2.1	PG.....	27
5.2.2	Maximo.....	28
5.2.3	Underhålls- och inversteringsplanering	29
5.2.4	Besiktning	30
5.3	Kapitelsammanfattning.....	31
6	Metod	31
6.1	Datauppsättning	32
6.2	Beskrivning av variabler	34
6.3	Variabelanalys	35
6.3.1	Korrelation	36
6.4	Regressionsmodeller.....	37
6.4.1	Viktning av beroende variabel: offsetterm	41
6.5	Modellanpassning	42
6.5.1	Outliertest	42
6.5.2	Modellval och förenkling av modeller	43
6.5.3	Ansats	43
6.5.4	Lognormal modell.....	44
7	Resultat och analys.....	44
7.1	Lognormal modell.....	44
7.1.1	Fall 1 - total ledningslängd som offset term	44
7.1.2	Fall 2 - andel luftledning som offsetterm.....	47
7.2	Poisson GLM	50
7.3	Negative Binomial GLM	50
7.3.1	Fall 1 - total meter ledning som offset term.....	51
7.3.2	Fall 2 - andel luftledning som offsetterm.....	53
7.4	Jämförelse av modeller	56
7.4.1	Fall 1 - total ledningslängd som offsetterm	56
7.4.2	Fall 2 - andel luftledning som offsetterm.....	57
7.4.3	Jämförelse av fall 1 och 2	57
7.4.4	Avsnittssammanfattning	58
8	Diskussion.....	58
8.1	Felkällor	59
9	Slutsats.....	60

9.1 Frågeställningar	60
9.2 Förslag på fortsatta studier	61
10 Referenser	63
10.1 Elektroniska	63
10.2 Litteratur	63
10.3 Personlig korrespondens	64
Appendix A - Respondenter	i

1 Inledning

Expansionen av det svenska elnätet påbörjades redan under 1800-talet och i takt med vattenkraftens utbyggnad i början av 1900-talet inleddes utvecklingen av stamnätet (Svensk Energi 2012). Idag utgörs distributionssystemet för el av ett finmaskigt nät som enligt Svensk Energi är cirka 54 500 mil långt, varav cirka 21 550 utgörs av luftledning.

Enligt Ellagen är distributionsföretag tvungna att besiktiga sina luftledningar med jämna intervall. Syftet med besiktningarna har därigenom, för de flesta nätägare, traditionellt sett varit att identifiera problem som inte är föreskriftsenliga och därför måste åtgärdas innan nästa besiktning (Hildenwall & Westberg 1999). Den kortsiktiga synen på besiktningar har både bidragit till att dokumentation från besiktningar saknas och att mer långsiktig information om luftledningarnas åldrande inte registrerats, med undantag för rötskade-besiktning av trästolpar.

Detta är ett problem i och med att dagens elnät, till stora delar, sedan länge uppnått den ålder det från början var dimensionerat för och information om både system- och komponentlivslängder är knapphändig (ibid). Det åldrade elnätet har medfört att nätägare ställs inför frågor rörande när och hur omfattande reinvesteringsprojekt ska genomföras. De metoder som idag används för att bedöma nätets kvarstående livslängd har ansetts vara bristfälliga och inom en snar framtid (2016) kommer Energimyndigheten att ge ut nya föreskrifter om leverans kvalitet för distribution av el. Dessa föreskrifter kommer möjliggöra för distributionsföretag med hög leveranssäkerhet och -kvalitet att ta mer betalt från sina kunder (Jansson 2013). Detta ställer allt högre krav på nätägarna att värdesäkra elnätet, att reducera risken för långa avbrott och kommer att öka incitamenten att kvalitetssäkra besiktning av både luftledningar och andra komponenter i elnätet.

Idag är elbranschen dessutom betydligt mer ekonomifokuserad än den traditionellt sett varit (ibid). Ett sätt att dra ner på kostnaderna har varit att effektivisera på besiktningarna, bland annat genom ökad upphandling av besiktningstjänster med externa aktörer.

Problematiken mynnar ut i frågan om hur nyttan av lagstadgade besiktningar kan maximeras.

1.1 Syfte

Arbetet avser att gå igenom Fortums dokumentation och arbetssätt vid avdelningar för drift och förvaltning av tillgångar i anknytning till driftbesiktningar. Dessutom genomförs en mindre omvärldsanalys av gällande rätt inom branschen samt litteraturstudier. Därefter undersöks i en regressionsanalys huruvida ett statistiskt signifikant samband mellan besiktningsanmärkningar och störningsförekomster kan påvisas. Målet med studien är att därigenom undersöka vilka faktorer som har störst inverkan på leveranssäkerheten samt huruvida besiktningsanmärkningar kan användas vid beslut om reinvesteringar och underhåll.

1.1.1 Frågeställningar

För att besvara syftet har följande frågeställningar tagits fram:

- Vilka bestämmelser gäller för utformning, underhåll och besiktning av luftledningar?
 - Hur appliceras detta på Fortum Distribution AB?
- Hur ser dokumentationen ut för Fortum Distribution AB?
 - Elnätet
 - Störningsförekomster
 - Besiktningsanmärkningar
- Kan samband mellan störningsförekomster och besiktningsanmärkningar påvisas?

1.1.2 Avgränsningar

Med Fortum menas härnäst Fortum Distribution AB verksam i Sverige utom då det uttryckligen hänvisas till koncernen eller annan division. Informationen som presenteras är den som har någon anknytning till störningar, underhåll eller besiktning av mellanspänningsluftledningsnätet. Den statistiska studien begränsas till driftbesiktning av mellanspänningsnätet (12/24 kV) i Värmland och på Västkusten. Vidare kommer endast besiktningsanmärkningar som bidrar till behov av planeringsbara åtgärder att beaktas, det vill säga icke-akuta anmärkningar. Av dessa icke-akuta åtgärder kommer endast de anmärkningar som potentiellt kan påverka leveranssäkerheten att inkluderas.

1.2 Definitioner av störningar

Störningar - Problem som bidrar till att en ledningsträcka blir spänningslös.

Återinkopplingar - Störningar som varar kortare än tre minuter.

Fel - Störningar som varar längre än tre minuter, det vill säga då återinkoppling misslyckas¹.

Avbrott - Störning som resulterar i spänningslöshet hos kund.

1.3 Informationsinsamling

Informationsinsamlingen till kapitel två, fyra och fem har huvudsakligen samlats in med hjälp av semistrukturerade kvalitativa intervjuer. Efter intervjuerna har respondent-validering genomförts och kompletterande frågor besvarats via mejl- och chatt-korrespondens. Lista över respondenter och titel finns i appendix A.

1.4 Disposition

Rapporten inleds med ett kapitel om bakgrundsinformation rörande det svenska elnätets struktur samt en sammanfattande presentation av gällande rätt för utformning och besiktning av luftledningar. Därefter presenteras resultatet av litteraturstudien i kapitel 3 där avsnitt 3.1 berör besiktning ur ett mer praktiskt perspektiv och 3.2 huvudsakligen beskriver studier av leveranssäkerhet och felintensiteter för luftledningar. Därefter förklaras i kapitel

¹ Notera att ordet fel även används i anslutning till besiktningsanmärkningar och då syftar till icke föreskriftsenliga företeelser som upptäcks vid besiktning.

4 hur besiktning och underhåll planeras och genomförs på Fortum. Sedan beskrivs i kapitel 5 hur dokumentationen av nätinformation, störningsförekomster och besiktningsanmärkningar dokumenteras på Fortum.

Därefter följer, i kapitel 6, den statistiska analysen med detaljerad information om datainsamling, modellval och modellanpassning. Resultat och analys redovisas i kapitel 7 som avslutas med en jämförelse av olika modeller i avsnitt 7.4. Rapporten avslutas med en sammanfattande diskussion i kapitel 8 och slutsatser i kapitel 9 där frågeställningarna besvaras.

2 Bakgrund

2.1 Elnätets struktur

Det svenska elnätet kan delas in i tre nivåer: stamnät, regionnät samt lokalnät och är, liksom elnätet i de flesta andra länder, uppbyggt av fyra olika ledningstyper (Svensk Energi 2012; E.ON 2013). Stamnätet består av högspänningsledningar med spänning på 220kV eller 400kV och utgörs huvudsakligen av luftledningar (Svensk Energi 2012; E.ON 2013). Även regionnätet är till största delen uppbyggt av luftledningar, med undantag för stadsmiljöer. Spänningen i regionnätet är mellan 20kV och 130kV (Svensk Energi 2012). Lokalnätet kan delas in i de två nivåerna mellanspänning på 10kV-20kV och lågspänning 230V-400V och utgörs i större utsträckning av nergrävd kabel än regionnätet, även i skogsområden (Svensk Energi 2012; E.ON 2013).

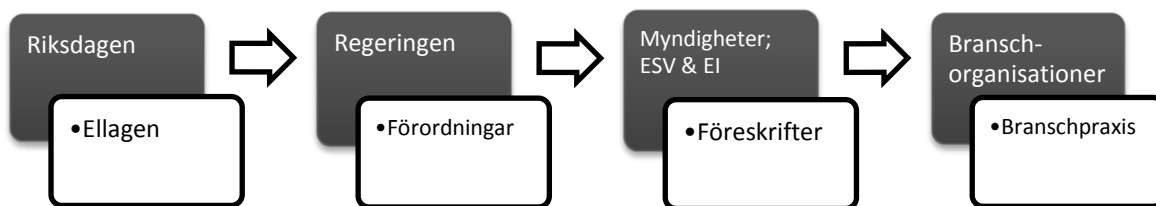
2.1.1 Det svenska elnätets ägarstruktur

Totalt finns det cirka 170 nätägare i Sverige (Svensk Energi 2012). Svenska Kraftnät är stamnätets enda ägare medan region- och lokalnätet har flera nätägare (E.ON 2013). Regionnätet ägs huvudsakligen av de tre större nätbolagen, Fortum Distribution, Vattenfall Eldistribution och E.ON Elnät medan lokalnätet har flera olika ägare (Svensk Energi 2012). Enligt Svenska Kraftnät definieras en nätägare som en aktör som äger en nätanläggning och har *nätkoncession* för anläggningen (Svenska Kraftnät 2008). Nätkoncession kan beskrivas som ett tillstånd att bygga och använda ett starkströmsnät (Bollen 2010). Nätkoncession kan antingen beviljas för en viss ledningssträcka eller för ett specifikt geografiskt område och krävs för samtliga elnät (Svenska Kraftnät 2008). Detta finns lagstadgat i ellagens andra kapitel och det är Energimarknadsinspektionen som beviljar koncessionen med vissa undantag för regeringen. En nätkoncessionsinnehavare har en skyldighet att överföra el, men får inte enligt ellagen producera eller handla med energi. Alla nätkoncessioner omprövas vart 40:e år i enlighet med ellagen 2 kap. 15 §.

I regel innehas *linjekoncessioner* för regionnätets högspänningsledningar och *områdeskoncessioner* för lokalnät, med vissa undantag för mellanspänning. Detta innebär förenklat att en nätägare har ensamrätt på elnätet inom ett geografiskt område (Svensk Energi 2012). Något som medfört att eldistribution blivit ett naturligt monopol eftersom det inom varje geografiskt område bara finns en koncessionsinnehavare (Bollen 2010).

2.2 Regelverk och krav på elsäkerhet

Bestämmelser om elsäkerhet i Sverige utgår från ellagen och förordningarna om starkström, elektrisk starkströmsanläggningar, elektriskt material och behörighet för elinstallatörer (Elsäkerhetsverket 2013a). I förordningarna har regeringen angett Elsäkerhetsverket som ansvarig myndighet. Elsäkerhetsverket har med utgångspunkt i ellagen, EU-regler och ovan nämnda förordningar tagit fram föreskrifter som eldistributörer måste följa (Elsäkerhetsverket 2013a; Elsäkerhetsverket 2013b). Utöver de bindande föreskrifterna utfärdar Elsäkerhetsverket även allmänna råd som endast är vägledande (Elsäkerhetsverket 2012). Utifrån föreskrifterna utvecklas därefter branschstandarder. Förloppet finns redovisat i figur 1.



*Figur 1 - Förloppet från lag till gällande bestämmelser och branschpraxis.
Branschorganisationen för eldistributionsföretag är Svensk Energi (EBR)*

Elsäkerhetsverket får ett regleringsbrev från regeringen varje år i december (Elsäkerhetsverket 2011). I regleringsbrevet specificerar regeringen verkets mål för nästkommande år samt krav att Elsäkerhetsverket ska redovisa skriftligt hur målen uppnåtts. Utifrån regleringsbrevet utformar Elsäkerhetsverket sin verksamhetsplan.

2.2.1 Gällande bestämmelser för utformning av högspänningsluftledningar

Gällande bestämmelser för utformning av högspänningsluftledningar ur individ- och egendomssäkerhetssynpunkt finns angivna i föreskrifterna för starkström. I ELSÄK – FS (2008:1) och (2010:1) definieras grundläggande säkerhetskrav i kap.3, särskilda bestämmelser för högspänning i kap 5, där högspänning definieras i 1 kap § 3 som anläggningar med nominell spänning över 1000V växelspanning respektive 1500V likspänning, och särskilda säkerhetskrav för luftledningar definieras i kap.6. Elsäkerhetsverkets starkströmsförordning 2008:1 och tilläggsföreskriften 2010:1 utgår ifrån 16 § starkströmsförordningen (2009:22) och specificerar hur starkströmsanläggningar skall vara utförda för att betrygga person- och egendomsskador. Med skada i elsäkerhetsverkets föreskrifter omfattas alltså bara skada för personer och egendom, föreskrifterna berör inte elnätskunderna (Persson 2013). Kundperspektivet och leveranssäkerhet handhas istället av Elmarknadsinspektionen (EI).

Elmarknadsinspektionens föreskrifter beträffande kvalitet av överföringen av el innehåller bestämmelser för utformning av ledningsgator. Enligt 5 kap. 1§ EIFS (2013:1) ska luftledningar trädsäkras om spänningen överstiger 25kV och det är nödvändigt för att undvika avbrott av eltillförseln, ledningen förser en ledning eller elnät som tillhör en annan koncessionsinnehavare eller om ledningen är ansluten till en produktionsanläggning med

betydelse för elnätets funktion. Detta för att trygga leveranssäkerheten. EIFS 2013:1 gäller emellertid inte i fall då föreskrifterna motsäger andra författningar.

Det är föreskrift ELSÄK - FS 2008:3 som ställer krav på distributionsföretag att kontrollera att bestämmelserna i ELSÄK - FS 2008:1 är uppfyllda. Syftet med kontrollerna är således att säkerställa att person- och egendomssäkerhet upprätthålls.

De krav som ställs i ELSÄK - FS 2008:1 är kortfattat att starkströmsanläggningar skall vara utförda så att de är säkra för indirekt beröring av spänningsförande delar vid normal användning, vid ett fel och under reparationsarbeten. Vad gäller luftledningar skall ledningsgatorna vara utförda så att den förebygger elektriskt relaterad fara för person- och sakskada samt vara belägen på betryggande avstånd från omgivningen, så som byggnader, vegetation, andra ledningar, och mark. Detta finns specificerat i kap. 3 § 3 i tabeller där avstånden till omgivningen är beroende av bland annat spänningsnivå, jordning och ledartyp. Starkströmsanläggningar ska även kunna stå emot alla spänningsnivåer som kan förväntas förekomma i anläggningen vid normal drift och överslag. Vidare ska utformningen vara anpassad efter omgivningen och så att arbete på anläggningen kan utföras på ett säkert sätt. Dessutom ska nödvändig märkning och information otvetydigt finnas tillgänglig för både drift och underhåll. Driftrum ska vara inhägnade och starkströmsanläggningar ska vara utformade så att personskador genom höga temperaturer, mekanisk skada och ljusbågar till följd av ström förebyggs vid både normal drift och överström.

Då inga särskilda bestämmelser finns specificerade ska god elsäkerhetspraxis tillämpas i enlighet med kap 2 (ELSÄK-FS 2008:1).

2.2.2 Kontroll av högspänningsluftledningar

I Elsäkerhetsverkets föreskrift om starkström (2008:3) kap. 1 finns bestämmelser rörande den kontroll som innehavare av starkströmsanläggning som tagits i bruk är skyldig att utföra för att säkerställa att anläggningen varken utgör risk för person- eller egendomsskador. Föreskriften är utformad i enlighet med 4 § i starkströmförordningen (2009:22) som förordar att innehavare fortlöpande ska kontrollera anläggningssäkerhet och gäller för starkströmsanläggning som är spänningssatt med så pass hög spänning, strömstyrka eller frekvens att den kan vara skadlig för personer eller egendom (ELSÄK 2008:3, 2010:3 §§1,2). Kontrollerna ska vara anpassade till anläggningens attribut såsom ålder, utformning, användning och omgivande miljö. Under genomförandet av kontrollerna ska starkströmsanläggningsinnehavaren försäkra sig om att gällande bestämmelser uppfylls (§ 3).

I 5 § specificeras att särskilda kontroller ska genomföras med ett års intervall för luftledningar och ställverk med högre spänningsnivå än 1000V växelspänning respektive 1500V likspänning. För luftledningar med lägre spänning än 1000V AC/ 1500V DC skall kontrollerna genomföras med åtta års intervall. Utöver dessa kontroller ska särskilda kontroller även genomföras, med intervall som anläggningsinnehavaren själv beslutar. Detta gäller anläggningar som är utsatta för stora påfrestningar, representerar stora värden, där brandfarliga eller explosiva varor hanteras samt anläggningar placerade i utrymmen där många människor samlas. Med stora påfrestningar i ELSÄK-FS (2008:3) § 5 menas stora

påfrestningar från yttre omständigheter, till exempel storstorm eller islaster på ledningarna (Persson 2013). Beslut om intervallen för kontrollerna, anledningen till kontrollerna och åtgärder som vidtagits i samband med kontrollerna ska dokumenteras och kunna uppvisas för Elsäkerhetsverket på begäran.

Enligt § 6 ska övergångsresistansen kontrollmätas vart åttonde år för skydds- och systemjordningar. Mätning var tolfte år är tillräckligt i fall då marklinjenätet består av koppar för jordtag åt stationer med högre nominell spänning än 100kV. Utöver dessa cykliska kontroller ska mätning ske vid förändring av anläggning som kan påverka övergångsresistansen negativt. Resultaten från dessa kontrollmätningar ska dokumenteras. Kontrollmätningarna får utelämnas eller ersättas med andra metoder i vissa högspänningsfall. Detta gäller då det är säkerställt att de krav som specificeras i ELSÄK-FS 2008:1 5 Kap 6 § uppfylls för spänning upp till 25kV eller då förekommande markpotentialer är utjämnade då spänningsnivåerna överstiger 25kV. I dessa fall ska beslutsunderlagen dokumenteras.

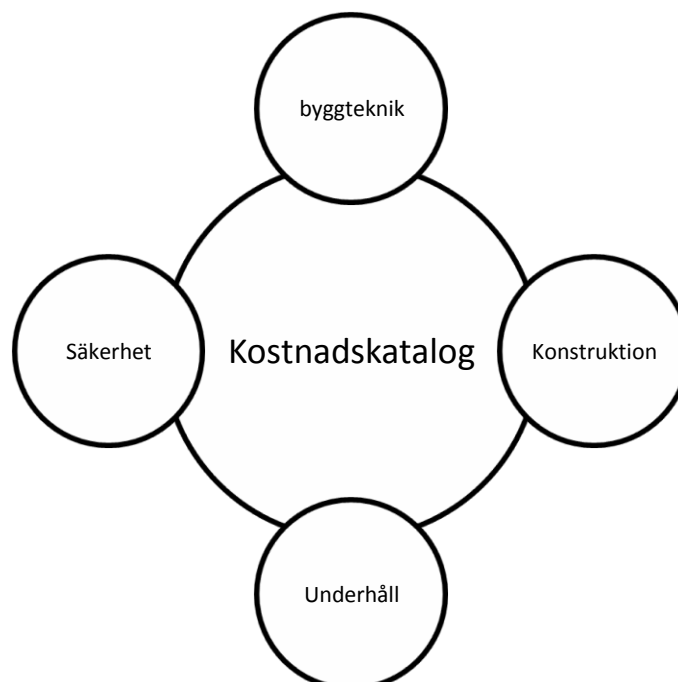
I fall då de brister som upptäcks i en kontroll kan utgöra en omedelbar fara för person- och egendomssäkerheten hos en anläggning, ska den tas ur bruk om inte bristerna omgående kan åtgärdas. Med omedelbar skada menas i § 8 problem som behöver åtgärdas omedelbart (Persson 2013). Övriga brister ska åtgärdas utan onödig fördröjning med hänsyn till risken för skada.

2.3 Branschpraxis för drift, underhåll och utbyggnad av elnät

Elbyggnadsrationalisering (EBR) är ett organ till energiföretagens branschorganisation Svensk Energi (Persson 2013). EBR bildades i slutet av 60-talet då flera mindre elnätsföretag gick samman för att formulera standarder för byggnation av elnät i syfte att råda bot på bristen på konsensus mellan företagen. Målet var att effektivisera byggverksamheten ute på de olika elverken genom att standardisera konstruktioner, arbetsmetoder och materiel. Dessutom beräknades kostnader för den standardiserade verksamheten och resultatet redovisades i en kostnadskatalog. Kostnadskatalogen är branschens viktigaste verktyg för budgetering, planering, upphandling och uppföljning. Idag kan EBR standarder delas in i områdena konstruktion, byggteknik, elsäkerhet och underhåll. Samtliga standarder utgår ifrån myndigheternas föreskrifter för respektive område med ett undantag. Undantaget är Elmarknadsinspektionens vinstreglering av eldistributionsföretag. Dessa regler grundar sig på elnätets värde då vinsten är baserad på en procentsats av det totala nätets värde. Värderingen som används kallas RAB och utgår från EBR:s kostnadskatalog.

Den största styrkan med EBR och standarder är enligt Persson (2013) att i princip all utrustning för elnät är standardiserat. Detta är en särskilt stor fördel i fall av störstörningar då alla använder samma material och olika aktörer kan hjälpa varandra med utrustning.

Figur 2 sammanfattar EBR:s verksamhet. Det är kortfattat framtagandet av metoder och standarder inom det olika fält som ligger till grund för kostnadskatalogen. Utöver det som syns i figur 2 har EBR även utbildning inom de olika områdena och utfärdar certifikat till entreprenörer.



Figur 2 - Sammanfattning av EBR:s verksamhet

Företag i branschen kan fokusera på EBR:s standarder eftersom dessa är föreskriftsenligt och utgör branschpraxis (Persson 2013). EBR har nämligen en god kommunikation med berörda myndigheter och kontrollerar att nya standarder kan anses vara föreskriftsenliga.

Det förekommer ett fåtal skillnader i reglering av besiktning för region- och lokalnät (Persson 2013). Fördelningsstationer hör till regionnät och dessa ska enligt EBR standarder besökas en gång per månad. Detta av både säkerhetsrelaterade och tekniska skäl. I övrigt förekommer inga större skillnader mellan lokal- och regionnät rörande föreskriftsreglerad besiktning.

Standard för ledningsgator i skogsmark varierar beroende av spänningsnivåer (Persson 2013). Detta finns specificerat i EBR standard U301F:10 - Ledningsgata² och redovisas nedan i figur 3.

Siffrorna som redovisas i figur 3 påverkas delvis av ledningens konstruktion och avståndet mellan ytterfaserna (Persson 2013). För spänningsnivåer över 30kV tillkommer även krav på kanträd. Ett kanträd är ett träd som finns vid sidan av ledningsgatan och är tillräckligt högt för att falla över ledningen. Alla träd som inom 12 år kan bli tillräckligt höga för att falla över en ledning skall på regionnät noteras som kanträd under besiktning. Om en ledning har bred skogsgata och kanträd kontrolleras anses ledningen vara träsäker. För lokalnät finns inga krav på kanträd, men under driftbesiktning noteras farliga träd, så som lutande träd eller torrträd³.

² I standarden specificeras ledningsgatans bredd i termer av avstånd mellan skogens början och ledningens ytterfaser.

³ Torrträd är döda träd som kan välta över en ledning.

Lågspänning - 400V	Mellanspänning - 12-24kV	Regionnät - 30- 50kV	Regionnät - 130kV
• 2 m	• 8 m	• 24 m	• 36 m

Figur 3 - EBR standard för skogsgators bredd beroende av ledningens spänningsnivåer.

Utformningen av luftledningar skiljer sig i regel åt mellan region- och lokalnät (Persson 2013). Vid utformning av lokalnät idag används i regel jordkabel, belagd friledning och hängkabel. EBR-programet för lokalnät är mer omfattande än det för regionnät. Konstruktionen av regionnät kan variera mellan de olika aktörerna och de EBR standarder som finns är relativt gamla. Gemensamt för alla luftledningar är kravet på höjd över mark i olika belastningsfall, värme, islast, vind m.m. Normalt är höjden ovan mark för friledning 6-7 m i den lägsta punkten och för 4,5 m för hängkabel. Vidare skall friledningarna vara konstruerade så att faslinorna är tillräckligt långt isär för att inte komma i kontakt med varandra vid kraftig vind.

2.3.1 Driftbesiktning

Driftbesiktningar av mellan- och högspänningsnätet⁴ ska enligt branschpraxis och ELSÄK - FS 2008:3 genomföras en gång per år. Detta innebär att anläggningarna måste besökas minst en gång per år och det genomförs i regel med helikopter. I vissa fall görs besiktningen från marken. Till exempel i norra Jämtland (Blåsjön Nät) där driftbesiktning genomförs med snöskoter. Viktigt att påpeka i samband med driftbesiktningar är att även om luftledningar driftbesiktigats med helikopter så ska alla stolpstationer besökas minst en gång per år från marken enligt branschpraxis. Persson (2013) menar att den viktigaste aspekten av driftbesiktningar är granskning av vegetation.

2.3.2 Underhållsbesiktning

Utöver driftbesiktningar finns det krav på andra besiktningar så som underhållsbesiktning, jordtagsmätning och rötskadebesiktning av stolpar (Persson 2013). Hur besiktningar med längre cykler genomförs varierar mellan olika aktörer i branschen, delvis beroende på att olika kompetenser krävs för underhållsbesiktning respektive rötskade- och jordtagskontroll. Det bör nämnas att rötskadekontroll inte krävs förrän stolparnas ålder överstiger 20 år. Det är emellertid nätägarna som i slutändan bestämmer intervallen för besiktningarna. Persson trycker dock på att besiktningscyklerna inte bör överskrida åtta år, eftersom det är bra att följa normer inom branschen då man kan falla tillbaka på dessa om olyckan är framme.

2.3.3 Underhåll

Efter en besiktning har besiktningsmannen i regel samlat in ett antal anmärkningar klassificerade på en tregradig skala. Enligt EBR standarder är klass ett akuta fel som utgör

⁴ Nominell spänning över 1000V

fara för person och egendom och bör åtgärdas omgående. Klass två är fel som bör åtgärdas inom ett år och klass tre är fel som i regel finns kvar till nästa besiktning. Detta sammanfattas i figur 4.

Klass 1	Kräver akut åtgärd	Faslina lossnat från isolator
		Trasig isolator
Klass 2	Kräver omgående åtgärd	Ett trasigt isolatorelement i 130kV luftledning
		Åskskadad stolpe
Klass 3	Bör åtgärdas	Hackspettskada
		Torrträd

Figur 4 - EBR standard för gradering av anmärkningar för besiktning med exempel som kan upptäckas under en driftbesiktning enligt Persson (2013).

Persson (2013) berättar att underhåll av elnät idag, i hög grad, är kostnads- och budgetberoende rörande fel i klass två och tre. Det vill säga att dessa planeras för åtgärd i mån av tillgängliga ekonomiska medel. Fel i klass ett måste däremot åtgärdas oavsett budget och Persson menar att det i huvudsak är fel i klass ett som upptäcks med en driftbesiktning med helikopter.

3 Litteraturgenomgång

Litteratur inom området berör huvudsakligen metoder för att automatisera eller effektivisera besiktning av luftledningar med olika typer av robotar och kameror. Studierna med statistisk bakgrund berör huvudsakligen underhåll kopplat till vegetation och förutsägning av felintensiteter. En rad olika modeller och metoder för dessa analyser förekommer och endast ett urval av studier kommer att presenteras. Automatisering av besiktning kommer inte beskrivas då detta av flera anledningar idag inte är ett alternativ för de svenska distributionsföretagen (Jansson 2013).

3.1 Metoder för driftbesiktning av luftledningar

De huvudsakliga källorna till förfall av luftledningar är sprickor i isolatorer, korrosion av ledare och mekaniska skador på utrustning till följd av väder och vind (Aggarwal et al. 1998). Det finns flera olika sätt att upptäcka dessa skador, men de flesta av dem kräver att ledningarna undersöks på plats, antingen från marken eller luften. Problemet med besiktningar av luftledningar är därför ofta den fysiska tillgängligheten. Trots detta är

besiktningar nödvändig då defekta ledare och smutsiga eller svaga isolatorer kan medföra att en del komponenter blir obrukbara samt oplanerade strömbrott om det inte upptäcks i tid.

Det viktigaste tecknet på problem med luftledningar är, enligt Aggarwal et al. (2000), partiella urladdningar. Symptom på en hög frekvens av partiella urladdningar är uppkomst av radiobrus för extremt höga frekvensnivåer (1GHz) och ultraljudsvågor (Aggarwal et al. 1998). Ett annat symptom är förhöjd temperatur.

Exempel på tekniker som används för problemidentifiering för luftledningar, utöver visuell besiktning, är:

1. Detektering av ultraljud
2. Detektion av partiella urladdningar
3. Infrarödkamera
4. Detektering med radiobrus

Earp och Jones (2000) delar upp de brister som kan upptäckas under en besiktning i tre kategorier utifrån den detaljnivå som krävs under besiktningen för att problemen ska kunna identifieras. I den första kategorin ingår övergripande faktorer såsom kringliggande vegetation, faslinornas höjd över marken, lutande stolpar och slaka stag. Den andra kategorin ingår övergripande inspektion av utrustning som är monterad på stolparna medan den tredje kategorin avser detaljnivå så som sprickor i isolatorer, indikatorer på överslag och korrosion.

Earp och Jones (2000) menar att de vanligast förekommande besiktningsmetoderna är klättring i stolpar, kontroll från marken och helikopterbesiktning. Klättring i stolpar är mycket ineffektivt och därför genomförs det bara i samband med specifik felsökning. Vid besiktning från marken uppnås en hög detaljnivå men det är tidskrävande, Earp och Jones uppskattar att 8-15 km ledning kan undersökas per dag. Vid helikopterbesiktningar kan långa ledningssträckor, 80-110km uppskattningsvis, undersökas per dag, men detaljnivån är betydligt lägre och bara synliga fel uppdagas.

Aggarwal et al. (2000) menar att helikopterbesiktning av luftledningar länge har varit det effektivaste sättet att utföra besiktning av luftledningar. Detta beror delvis på att helikoptrar kan stå stilla i luften vid behov, vilket underlättar närmare kontroll av misstänkta fel. Helikopterinspektioner kan därför medföra att fel och brister upptäcks i tidigt stadium och kan åtgärdas i förebyggande syfte.

Jones (2005) menar däremot att helikopterbesiktningar av luftledningar har flera svagheter trots att de är mer effektiva än besiktningar från marken. De är farligare eftersom helikoptern måste flyga ca 10 m över ledningen för att ge besiktningsmannen tillräckligt bra sikt. Under helikopterbesiktningarna måste hänsyn tas till områden där människor och boskap störs av ljudet. Dessutom är det förhållandevis lite information som kan samlas in vid visuell helikopterbesiktning av luftledningar samtidigt som det är dyrt.

Kontinuerliga besiktningar av luftledningar kan vara kostsamma och tidskrävande, men de är nödvändiga för att säkerställa leveranssäkerheten och få ut maximal nytta av utrustningen (Earp 2005). Regelbundna besiktningar av luftledningar är ofrånkomliga av flera anledningar, bland annat eftersom det finns lagstadgade krav, för att säkerställa att säkerheten kring ledningarna upprätthålls samt för att underlätta planeringen av underhåll och renovering.

3.2 Statistiska modeller

En stor del av den studerade litteratur som grundar sig på statistiska analyser inom området för distribution av el via luftledningar, behandlar relationen mellan felintensitet och leveranssäkerhet. De flesta författare har genomfört studier där bristfällig dokumentation bidragit till problem att uppskatta felintensiteter. Därför uppskattas felintensiteter ofta med hjälp av Monte Carlo simuleringar med utgångspunkt i olika sannolikhetsfördelningar beroende på om konstant felintensitet antas eller inte. Exempel på fördelningar som använts vid uppskattning av felintensiteter är Weibull-, exponential-, lognormal och gamma-fördelning.

Retterath et al. (2005) genomförde till exempel en studie av hur tidsvarierande felintensiteter påverkar leveranssäkerheten i distributionssystem av el. Detta under antagande att komponenter har högre felintensitet under *break-in-period*⁵ och då de blivit äldre och utslitna. Detta undersöktes med hjälp av Monte Carlosimuleringar där en skalningsfaktor inkluderades i modellen för att ta hänsyn till nya och äldre komponenter. Sammanfattningsvis menar Retterath et al. att det som påverkar komponenternas felintensitet är dess ålder, yttre omständigheter såsom väder och vind samt underhållsaktiviteter, genomförda reinvesteringar och nyinvesteringar. Deras slutsats var att antagande om varierande felintensitet resulterar i att modellen bättre representerar systemet vilket medför att kostnader för avbrott hos kund kan estimeras med större tillförlitlighet. Sist menar Retterath et al. att det centrala problemet är att tillgång på historisk data för felintensiteter krävs för en korrekt uppskattning av verklig felintensitet och författarna poängterar att felintensiteter kan variera mycket mellan olika komponenter.

Ett annat exempel på en Monte Carlo simulering i syfte att undersöka leveranssäkerhet för distribution av el är studien av Balijepalli et al. (2004). De antar i studien till skillnad från Retterath et al. (2005) en konstant felintensitet och att felintensiteten mellan fel och reparation kan beskrivas med en exponentialfördelning. Slutsatserna var att antalet avbrott hos kund i stort sett var oberoende av felintensitet medan avbrottstiden hos kund i större utsträckning berodde på reparationstiden från simuleringen.

Brown et al. (2004) har använt sig av ett annat tillvägagångssätt för att studera felintensiteter. De har tagit fram en metod för att koppla besiktningssanmärkningar till distributionssystemets tillförlitlighet. I tidigare framtagna modeller för bedömning av komponenter och systems felintensitet har endast medelvärden för livslängd och historisk data använts. Svagheten i dessa studier är enligt Brown et al. svårigheter att beskriva extrema värden i systemet, till exempel de kunder som drabbas av fler avbrott än medelkunden, eller komponenter i systemet med högre felintensitet än den uppskattade.

⁵ Den period då en komponent anses vara ny och ”barnsjukdomar” kan förväntas förekomma.

Dessutom beaktas inte distributionssystemets tillförlitlighet eller resultaten från besiktningar av berörda komponenter.

Brown et al. (2004) tar fram en praktisk metod som tar hänsyn till besiktningens resultat för att skapa tillståndsrangordning för komponenter. Denna rangordning används därefter för att ta fram en felfrekvensmodell baserad på de tre rangordningskategorierna, de bästa komponenterna, medelkomponenterna och de värsta komponenterna. Varje rangordnad komponent tilldelas även en vikt som är beroende av hur viktig den anses vara för utrustningens tillförlitlighet. Komponenter behöver emellertid inte vara en fysisk del av utrustningen utan det kan till exempel röra sig om vegetationsbedömning i anslutning till luftledningar. Detta leder till att all utrustning tilldelas en tillståndspoäng som sedan kan användas för att jämföra likvärdiga komponenter i samband med underhållsbeslut.

Brown et al. (2004) menar att trots att tillståndspoäng för utrustningen kan vara användbar vid prioritering i samband med underhållsbeslut är den inte lika användbar rörande omfattande tillförlitlighetsanalys. För detta krävs utrustningens felfrekvens och idealt sett skulle besiktningens informationen kopplas samman med felfrekvens för komponenterna genom en regressionsmodell. Detta är sällan genomförbart på grund av brist på historisk data av komponenters felfrekvenser. Brown et al. har därför approximerat felfrekvenser med hjälp av interpolation och kom då fram till att en exponentialmodell bäst beskrev sambandet mellan utrustningens felfrekvens och tillförlitlighetspoäng.

Efter framtagandet av felfrekvensmodellen kalibrerades modellen mot faktiska felförekomster i systemet genom att minimera "modellfelsfunktionen" (Brown 2004). Styrkan med modellen är att efter kalibrering utifrån verkliga data kan inverkan av underhåll på komponenternas felfrekvens uppskattas och detta kan därefter användas för underhålls-, reinvesterings- och nyinvesteringsbeslut eftersom kostnader för de olika alternativen kan uppskattas.

Kuntz et al. (2001) har studerat en annan infallsvinkel på kopplingen mellan besiktning och distributionssystemets tillförlitlighet, nämligen hur mycket besiktning som är nödvändig för att kunna säkerställa leveranssäkerheten. Detta har studerats med hjälp av en Markovmodell för besiktningssprocesser där modellen optimeras för att minimera den totala kostnaden för besiktning, reparationer samt störningar och avbrott. Studien har endast tagit hänsyn till visuell besiktning och därigenom endast beaktat problem relaterade till växtlighet. Markovmodellen⁶ bestod av fyra olika tillstånd där varje tillstånd representerades av ett år mellan två schemalagda år då underhåll schemalagts. På detta sätt har tidsvarierande felintensitet för vegetationsproblem inkluderats i modellen. Modellen testades på ett verkligt objekt med 121 ledningar. Slutsatserna från studien var att i områden med större kundtäthet var en högre besiktningssfrekvens nödvändig. Vidare var en slutsats att det huvudsakligen är kostnader relaterade till kundavbrott som bidrog till den totala kostnaden i systemet. Det är därigenom viktigt att dessa är korrekta för att modellen ska kunna uppskatta behovet av besiktningar på ett korrekt sätt. Liknade studier av intervall för

⁶ En Markovmodell är uppbyggd av tillstånd och kan förenklat beskrivas som en matris med sannolikheter att ett tillstånd övergår till ett annat tillstånd i matrisen. I en Markovmodell är framtida tillstånd endast beroende av det rådande tillståndet, det vill säga oberoende av historiska tillstånd. Det historiska tillstånden behövs emellertid för att uppskatta sannolikheterna för övergången från ett tillstånd till ett annat.

besiktningar med utgångspunkt i Markovmodeller är, enligt Kuntz et al. (2001), till exempel Sim och Endrenyis (1993) studie av tillståndet på komponenter som används kontinuerligt och förfaller i takt med att de används. Deras modell innehåller även en underhållsaspekt.

De studier som inte fokuserar på felintensitet hos system eller komponenter i distributions-systemet fokuserar i regel huvudsakligen, i likhet med Kuntz et al. på störningar relaterade till växtlighet. Ett exempel på en studie inom detta område är studien av Radmer et al. (2002) beträffande växlighetens inverkan på störningsintensiteten för luftledningar. Samband undersöks i en regressionsanalys av tre olika modeller där den beroende variabeln (Y) i samtliga fall utgörs av den vegetationsrelaterade felintensiteten. En enkel linjär regression genomförs där den förklarande variabeln (X) utgörs av tiden sedan den senaste avverkningen av växtlighet i anslutning till ledningen. Andra modellen var en exponentiell modell, återigen med tid sedan senaste avverkning som förklarande variabel och sist en multipel linjär regression där även genomsnittlig nederbörd samt högsta och lägsta uppmätta temperatur i området sedan den senaste vegetationsavverkningen använts som förklarande variabler. Författarna utvecklar även ett *artificial neural network* (ANN) för att uppskatta felintensiteten. Sammanfattningsvis dras slutsatserna att av de undersökta modellerna beskrev den multipla linjära regressionsmodellen bäst sambandet mellan växtlighet och luftledningars felintensitet.

Guikema et al. (2006) framför kritik mot Radmer et al. (2002). De menar att studien av Radmer et al., trots att de tar första steg till att kvantitativt modellera effekterna av skogsröjning, innehåller deras analys flera brister. Radmer et al. (2002) presenterar inga variabler för modellanpassning och enligt Guikema et al. s beräkningar är förklaringsgraderna för regressionsmodellerna mycket låga. Detta förklaras sannolikt på en otillräcklig datauppsättning samt att Radmer et al. använts sig av kontinuerliga felfrekvenser för trädrelaterade avbrott istället för att utforma en regressionsmodell för antalet avbrott.

Guikema et al. (2006) genomförde istället en studie där de undersökte om ett samband mellan skogsavverkning i anslutning till luftledningar och antalet avbrott i distributions-systemet kunde påvisas. Studien grundas på stora datamängder från det amerikanska företaget Duke Power. Ett avbrott definieras i studien som en händelse som kräver att en reparatör hanterar störningsavhjälpningen. Avbrotten kan i övrigt variera i omfattning, drabba en eller hundratal kunder och reparationsåtgärderna kan vara tidskrävande eller åtgärdas med enklare felavhjälpning.

Datauppsättningen var uppdelad efter ledning och för varje ledning är meter luftledning-respektive kabel, antal år sedan den senaste skogsröjningen och antalet registrerade trädrelaterade avbrott (Guikema 2006). Datauppsättningen är emellertid inte komplett för alla ledningar och vissa poster saknas. Därför har dataurvalet begränsats till ledningar med komplett information. Befolkningstätheten inom olika postkoder användes som kovarians-variabel relaterad till urbaniseringsnivån i regionen. Utifrån denna datauppsättning togs variabeln till den statistiska modellen fram och väntevärde, varians, max- och minvärde presenterades för varje variabel.

I studien har Guikema et al. (2006) undersökt tre olika statistiska modeller, generaliserad linjär Poissonmodell, generaliserad linjär negativ binomialmodell och generaliserad linjär

blandad Poissonmodell. Samtliga modeller innehåller några prediktorvariabler kopplade till intervallen för röjning av vegetation, karaktäristika för systemet, kundtätthet och är baserade på 43 månaders data av trädrelaterade avbrott under normala driftsomständigheter på 648 ledningar som ägs och underhålls av Duke Power.

Den huvudsakliga svagheten i studien var enligt Guikema et al. (2006) att data enbart samlats in från ett företag vilket bör beaktas vid generaliseringar. Studien indikerar nytta med skogsavverkning och författarna menar att deras modell kan användas för data-uppsättningar från andra företag

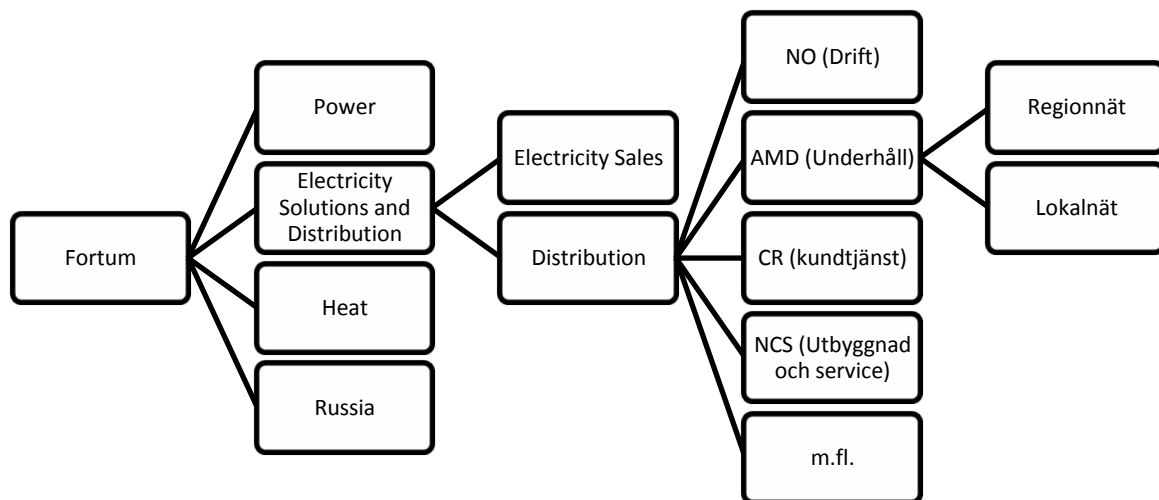
3.3 Kapitelsammanfattning

Slutligen kan det konstateras att det återkommande problemet med studier rörande felintensitet är avsaknaden på historisk data, framförallt på komponentnivå. Denna studie grundar sig på en datauppsättning från ett år, 2012 och därför var dessa statistiska modeller inte applicerbara. Vidare blir en undersökning av optimala besiktningsintervall irrelevant rörande driftsbesiktningar då dessa, som nämnts ovan, enligt lag måste genomföras årligen. Därför befanns en regressionsanalys vara det bästa utgångsläget för studien. Studien motiverades ytterligare av att inga tidigare studier påträffats som undersöker samband mellan besiktningsanmärkningar och störningsförekomster.

4 Besiktning och underhåll på Fortum

4.1 Organisation

Fortumkoncernen innehåller fyra olika divisioner varav en är Fortum Electricity Solutions and Distribution (ESD) där Fortum Distribution ingår, som den separata juridiska personen Fortum Distribution AB, och bedriver elnätverksamhet i Sverige (Fortum 2013). Fortum Distribution är i sin tur indelat i avdelningar (Olsson 2013b). De avdelningar som granskas närmare för denna studie är Asset Management and Design (AMD) och Network Operations (NO). Kortfattat är NO ansvariga för driften av Fortums Svenska elnät medan AMD är ansvarig för planering och underhåll av nätet. AMD är i sin tur indelat efter region och lokalnät. Detta sammanfattas i figur 5.



Figur 5 – Fortums organisationsstruktur med ett urval av Fortum Distributions avdelningar

Fortum innehar både linje- och områdeskoncessioner och i regel innehas linjekoncessioner för regionnätets högspänningsledningar och områdeskoncessioner för lokalnät, med undantag för mellanspänningsledningar där linjekoncessioner innehas i enskilda fall.

Fortum äger alltså både region- och lokalnät med spänningsnivåer från 33kV till 220kV för regionnät och 0,4 -24 kV för lokalnät. Internt definieras spänningsnivåerna 10-24kV som mellanspänning. Mellanspänningsnätet är uppbyggt av fyra olika ledningsgrupper: luftledning hängkabel, jordkabel och sjökabel. Luftledningar benämns även friledningar och är till skillnad från kablar helt eller delvis oisolerade.

4.2 Luftledningar hos Fortum

Idag är 90 % av Fortums regionnät trädsäkert och minst en matning in till varje fördelningsstation är trädsäkrad för regionnätet. Detta benämns internt N-1 principen och innebär att alla ledningar inte är trädsäkra på regionnätet. Vidare berättar Bergsman (2013c) om vissa ledningar vars gator ännu inte är färdigbreddade.

Att regionnät är trädsäkert enligt N-1 principen är en intern tolkning av ellagen (Persson 2013), se EIFS 2013:1. Tolkningen innebär att minst en ledning in till varje fördelningsstation för region-nätet skall vara trädsäker. 1 § Luftledningar med en spänning som överstiger 25 kilovolt ska vara utförda som trädsäkra ledningar om det är nödvändigt för att undvika avbrott i överföringen av el. Sådana utföranden som avses med trädsäkra ledningar kan exempelvis uppnås genom breddning av ledningsgator, markförläggning av ledning, eller andra lösningar som bedöms lämpliga. Detta är inte i enlighet med EBR standard men Persson (2013) menar att det inte finns krav mer än en trädsäker matning in till varje fördelningsstation och att tolkningen bör vara hållbar juridiskt.

På Fortum är en ledningsgata enligt Bergsman (2013b) uppbyggd av två områden: skogsgata och sidoområde. Skogsgatan är den del av ledningsgatan där träd och sly röjs till marknivå och i sidoområdet röjs höga och farliga träd som kan nå ledningen vid nedfall. Fortum använder sig av två olika varianter för att trädsäkra sina ledningar. Ledningsgatan kan vara utförd med en bred skogsgata, ca 40m, och ett mindre sidoområde eller med en smal skogsgata, 8-18m, och ett betydligt bredare sidoområde. Vid de högre spännings-nivåerna i regionnätet används oftast alternativet med bred skogsgata medan alternativet med smalskogsgata och brett sidoområde är vanligare för regionnätet med spännings-nivåerna 30-50kV.

På lokalnät ska trädlinjen vara minst en meter ifrån luftledningar på vardera sida och det tas ingen hänsyn till kanträdens höjd (Johansson 2013a).

4.3 Besiktning på Fortum

För regionnät utförs drifts- och underhållsbesiktningar på samma sätt för alla Fortums luftledningar, med undantag för Stockholm (Bergsman & Sköld 2013). Stockholms regionnät består huvudsakligen av kabel och de regionnätsluftledningar som finns besiktigas årligen till fots från marken (Lundberg 2013).

På Fortum genomförs generellt sett underhållsbesiktningarna med åtta års intervall till fots och driftbesiktningarna årligen med helikopter (Wettergren 2013).

Under både drifts- och underhållsbesiktningar graderas eventuella fel och problem utifrån hur akuta problemen är på en skala från ett till tre (Wettergren 2013). En trea är ett fel som behöver åtgärdas inom en snar framtid. Alla treor rapporteras in direkt till driftcentralen på NO. Fel som graderas som ettor och tvåor skickas vidare till underhållsplanerare på AMD. Fel i klass ett registreras huvudsakligen i informationssyfte och är inte tillräckligt allvarliga för att ett underhållsprojekt ska påbörjas. De kan däremot vara av intresse vid beslut om reinvesteringar. Detta sammanfattas i figur 6.

Klass 1	Observation	Samlas in i informationssystem och ingen åtgärd nödvändig.
Klass 2	Planeringsbar åtgärd	Problem som måste åtgärdas innan nästa driftbesiktning och problem som bör åtgärdas inom en snar framtid
Klass 3	Akut åtgärd krävs	Problem som utgör eller utvecklas till en stor risk för driftstörning eller livsfara

Figur 6 - Fortums interna skala för att gradera problem som upptäcks vid drifts- och underhållsbesiktningar (interna tekniska anvisningar)

Notera att Fortum använder sig av olika leverantörer för att genomföra besiktningarna och att vilka felkoder och vilken klassificering som används kan variera med leverantören (Lundberg 2013). Hädanefter kommer emellertid Fortums interna system för gradering av besiktningsanmärkningar att användas och inte EBR.

4.3.1 Driftbesiktning

Fortum Distribution AB har upphandling med två olika besiktningsföretag när det kommer till driftbesiktning, ElTel Networks Infranet AB i Hälsingland och Infratek Sverige AB (Infratek) för resterande nät i Sverige (Johansson 2013b). Roger Mattsson arbetar med att besiktiga Fortums nät och det är han som besiktigar alla Fortums ledningsnät som Infratek har upphandlat, där Värmland och Västkusten ingår (Johansson 2013b, Mattsson 2013).

Normal driftbesiktning av luftledningar genomförs på Fortum med hjälp av helikopter och besiktningen sker alltid visuellt (Mattsson 2013). Det händer emellertid vid separata tillfällen att värmekamera eller coronakamera används. Detta främst när ledningar flygs i jakt på specifika problem som corona eller överslag och i dessa fall måste corona eller infraröd kamera hyras in.

Det finns en del skillnader i rutiner för driftbesiktningar av region- och lokalnät. Mattsson (2013) menar att regionnätets driftbesiktningar är mer välplanerade. Till exempel flygs ledningarna från olika håll vartannat år. Detta görs för att eventuella problem inte ska skymmas av träd, stolpar eller annan utrustning. Driftbesiktningar av lokalnät för spänningsnivåer över 1 kV beställs årligen på rullande schema och i övrigt förekommer ingen särskild planering (Johansson 2013a). Besiktningarna av lokalnät med spänning över 1 kV sker också i regel med helikopter med undantag för Stockholm där Fortum inte har tillstånd att flyga över alla ledningar. Dessa ledningar besiktigas istället från marken.

De felkoder som används vid driftbesiktning är framtagna utifrån standardkoder som utformats av EBR (Johansson 2013b). Koordinater för upptäckta fel registreras tillsammans med övrig information om felet. Johansson (2013b) påpekar att skillnader även förekommer beträffande vilka felkoder som används vid driftbesiktningarna. För regionnät registreras anmärkningarna i protokollen till specifika ledningar med både ledningsbeteckning och ledningssträcka, där ledningssträcka avser mellan vilka stationer ledningen löper. För lokalnät registreras i regel endast namn på den fördelningsstation som matar driftbesiktningsområdet, med få undantag.

Rapporteringen av fel i klass tre till driftcentralen sker med en GPS-telefon på plats direkt från helikoptern (Mattsson 2013). I vissa fall är felet mycket akuta, till exempel om de utgör fara för individer eller egendom, och rapporteras då med både GPS-telefon och muntligt via vanlig telefon. De fel som klassificeras som ett eller två registreras i ett system som heter Linsen på en handdator som besiktningsmannen har med sig. Även handdatorn har en GPS och alla problem loggas i handdatorn med felkod och gradering. Dessa fel skrivs ut i PDF-format och skickas till respektive underhållsavdelning, region- eller lokalnät.

De vanligaste problemen som upptäcks med dagens rutiner för driftbesiktningar kan härledas till vegetation, isolatorer och hackspettar (Mattsson 2013). Vegetationsproblem beror oftast på höga kanträd, träd som fallit på en ledning och träd som växer underifrån. I fråga om isolatorer rör det sig oftast om trasiga isolatorer eller trasiga isolatorelement i kedjor vilket i värsta fall kan leda till att ledare lossnar och hänger någon meter över marken. Problem uppstår med hackspettsbeståndet då de bygger bo i stolpar och därigenom försvagar dem. Bergsman (2013c) menar att hackspettsproblemet är större för lokalnätet än regionnätet, bland annat då ledarna inte är fästa på samma sätt som på regionnät. För regionnät är den huvudsakliga orsaken till problem blixtnedslag, vilket medför att isolatorelement går sönder och att trästolpar skadas. Därför strävar Fortum efter att driftbesiktiga regionnät efter åksäsong (Bergsman 2013a).

Ett exempel på ett fel i klass två är då det saknas ett till två element i en isolatorkedja på regionnätsledning med spänning 130kV (Mattsson 2013). Är fler än två element i en kedja trasiga ökar risken för överslag markant och felet graderas med en trea.

Generellt sett menar Mattsson (2013) att det upptäcks fler fel på ledningar med lägre spänning än på ledningar med hög spänning. Detta menar Mattson beror på att ledningar med högre spänning både är överdimensionerade och mer träsäkra i och med bredare ledningsgator. De problem som förekommer vid Fortums högre spänningsnivåer är därför sällan akuta, oftast rör det sig om enstaka trasiga isolatorelement i kedjor eller vegetation som börjat växa för högt. För mellanspänningsnätet förekommer det till exempel, enligt Mattsson (2013), betydligt fler problem än för regionnätet och de är ofta akuta. På de mindre ledningar som flygs upptäcks fel i klass tre under i princip varje flygning. Vanliga akuta problem är då träd på ledningar och trasiga isolatorer vilket i värsta fall medför lösa ledare.

4.4 Underhåll av elnätet på Fortum

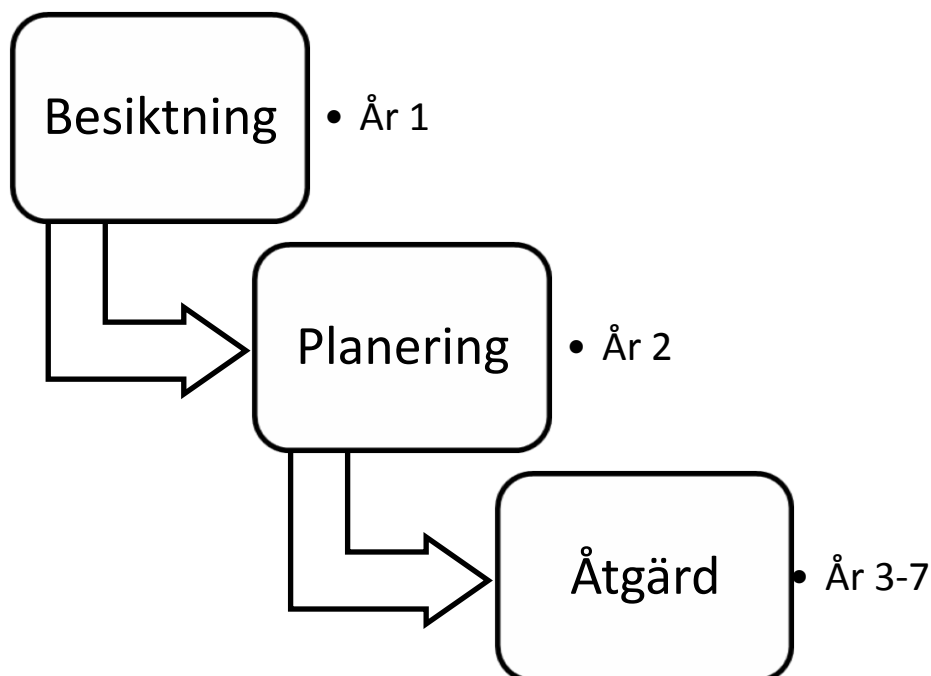
Efter en driftbesiktning kategoriseras informationen beroende på vem mottagaren är, till exempel skickas information om röjningsbehov vidare till ansvarig planerare (Johansson 2013b). Annars sker kategoriseringen generellt sett utifrån felkodens kategori. Hur informationen hanteras beror även på hur felet graderats på skalan från ett till tre. Både Johansson (2013b) och Mattsson (2013) berättar att det idag nästan bara är fel av klass ett och två som rapporteras till AMD efter driftbesiktningar medan NO bara får rapporter om fel i klass tre.

4.4.1 Underhållsplanering

Underhållsplaneringen för regionnät sker vanligen i cykler för vad som behöver åtgärdas (Lundberg 2013). Utöver det hanteras även de problem som dyker upp under året. Hur ärenden hanteras beror delvis på om det rör sig om långsiktiga eller brådskande ärenden.

Efter varje driftbesiktning granskas fel i klass två i rapporterna från Linsen och de anmärkningar som måste åtgärdas innan nästa driftbesiktning med helikopter planeras för underhåll (Bergsman & Sköld 2013). Det rör sig oftast om skyltar avsedda för helikopterpiloten. En del i klass två som anses vara "halvakuta" planeras också för underhåll. Ett exempel på ett halvakut problem är stolpar som kluvits till följd av blixtnedslag, dessa bör ersättas inom en månad. Övriga driftbesiktningsanmärkningar arkiveras.

Resterande fel i klass två som har dokumenterats i samband med en driftbesiktning hanteras bara i samband med genomgång av underhållsbesiktning av ledningen i fråga och då begrundas bara resultatet från den senast genomförda driftbesiktningen (Bergsman 2013a). Detta för att kontrollera att alla anmärkningar från driftbesiktningen även uppdagats under underhållsbesiktningen (Bergsman & Sköld 2013). Detta beror på att det är först två år efter ordinarie underhållsbesiktningen som mer omfattande underhållsprojekt genomförs och fel i klass två åtgärdas i mån av budget (Bergsman 2013a). I samband med detta går man även igenom alla problem i klass ett, men dessa åtgärdas mycket sällan. Fel i klass ett och två ligger alltså till grund för AMD:s underhållsplanering och projektering (Wettergren 2013).



Figur 7 – Övergripande bild av hur underhåll planeras på Fortum

Förloppet kan kortfattat förklaras enligt följande figur 7 som förklarar att år ett genomförs underhållsbesiktning av en linje (Bergsman 2013a). År två samlas information från underhålls- och driftbesiktning in och underhållsåtgärder planeras. År tre börjar de planerade underhållsåtgärderna att genomföras. Eftersom en cykel för underhållsbesiktning är på åtta år tar det i bästa fall 2 år att åtgärda ett fel i klass två som upptäckts under underhållsbesiktningen och som längst 7 år (Wettergren 2013).

På lokalnät sker underhållsplaneringen på ett liknande sätt, men alla fel i klass två granskas året efter driftbesiktning och underhåll planeras därefter årligen (Johansson 2013a).

4.4.2 Akut felavhjälpning

Samtliga fel i klass tre hanteras av NO, men kvarstående arbeten skickas alltid vidare till AMD både kostnads- och arbetsmässigt, med undantag för fall då nätkunder blir spänningslösa (Bergsman & Sköld 2013). I dessa fall registreras kostnaden för den akuta felavhjälpningen på NO, men kvarstående arbeten skickas vidare till underhållsplanerare på AMD i fall då det rör sig om regionnät. Detta skiljer sig från lokalnät där NO ansvarar för hela felavhjälpningen för alla störningsförekomster, vilket även inkluderar kvarstående arbeten efter att ledningarna åter tagits i bruk.

På regionnätet registreras ytterst få fel i klass tre från drifts- och underhållsbesiktningarna (Bergsman 2013a). Bergsman uppskattar att det totalt kan uppgå till 10 fel i klass tre, som AMD bekostar, per år och ännu färre störningar som resulterar i spänningslöshet. Detta beror på att hela regionnätet är dimensionerat enligt principen N-1 och trådsäkert.

Olsson (2013b) uppskattar det totala antalet årliga störningsförekomster på regionnätet till cirka 5000 per år och ca 8000 per år för lokalnätet. Då en störning uppstår i form av en brytare eller relä som löser ut är första steget i felsökningen att återinkoppla ledningen i

olika etapper och det händer att hela ledningen kan spänningssättas utan problem. Olsson (2013b) uppskattar att detta är fallet i ungefär hälften av alla störningsförekomster. I dessa fall uppdagas sällan den exakta källan till störningen.

Olsson (2013b) menar att det lägre antalet registrerade störningar för regionnät jämfört med lokalnät delvis kan förklaras med ett lägre antal faktiska störningsförekomster, men framförallt på att stödsystem saknas. Det lägre antalet störningsförekomster och den stora arbetsinsatsen förknippade med dessa har resulterat i mindre projektorganisation för att sköta felavhjälpningen. NO använder då papper och penna som stödsystem och eventuellt skrivs en störningsrapport. När något blir fel på regionnät drabbas fler kunder vilket har medfört att betydligt färre fel på regionnät finns registrerade eftersom problem hanteras utanför den normala processen. Bland annat då det är ett betydligt större projekt att återgå till normal drift. Till exempel kan det vara mer problematiskt att tillhandahålla rätt utrustning för att avhjälpa felet.

Olsson (2013b) berättar även att det händer att NO utför mindre reparationer av både region- och lokalnät utan att registrera förändringarna, till exempel byte av enstaka porslinsisolatorer till plast.

4.4.3 Investeringsbeslut för regionnät

Investeringsprojekt påbörjas av flera olika skäl och beslut om investeringar fattas av projektledare på AMD. Först undersöks hur omfattande det potentiella projektet är och hur snabbt problemet kan åtgärdas. Därefter består beslutsprocessen av övervägande rörande tekniska förutsättningar och därefter ett investeringsbeslut. En jämförelse av kostnaderna för investering kontra underhåll ligger till grund för investeringsbeslutet.

Förekommande orsaker till investeringar är bland annat kapacitetsbrist, anmärkningar från underhållsplanerare och ändring av föreskrifter (Back 2013). Arbetssättet och beslutsprocessen påverkas inte nämnvärt av orsaken till investeringsprojektet. Investeringsbeslut är behovsstyrda och detta avgörs i hög grad beroende av kostnaden för investeringen, om det inte rör sig om ett akut fall. Det finns två modeller för att avgöra behovet, rapporter från personal i fält och kapacitetssimuleringar. Allt samlas i budgeten och det finns en grupp som bestämmer hur de olika investeringsbehoven ska prioriteras och projekten registreras till olika års budget. Det finns även en budgetreserv för akuta nyinvesteringar. Det är i första hand AMD och NO som hanterar akuta problem där omgående åtgärd krävs, men det händer att befintligt material är otillräckligt för leveranssäkerheten och då hamnar problemet hos investeringsprojektledarna. I fall då investeringsbehovet är särskilt stort, till exempel om det både råder kapacitetsbrist och berörda komponenter är i behov att bytas ut, är det huvudsakliga problemet ofta att få utrymme för investeringen i budgeten.

Underhållsplanerare har ett tätt samarbete med investeringsprojektledare på AMD för regionnät (Bergsman & Sköld 2013). Underhållsplanerare lägger fram problem för projektledarna som går igenom samtliga behov av investeringar och prioriterar efter behov och budget. Livslängden på regionnätsledningar är emellertid väldigt lång och projektledarna har inte mycket utrymme i sin budget. Detta beror på att alla investeringar registreras på samma budget och efter utbyggnad av nät och stationer till fördel för till exempel vindkraft eller ombyggnation till följd av föreskrifter finns det inte mycket

utrymme kvar i investeringsbudgeten. Detta medför i sin tur en större påfrestning på underhållsplanernas budget eftersom mer underhåll i regel krävs för äldre nätkomponenter.

5 Dokumentation på Fortum

Information på Fortum finns dokumenterad i flera olika system utan direkt koppling till varandra (Wettergren 2013). Till exempel heter kundärendehanteringssystemet Workflow Management System (WMS). WMS är ett system för kundhantering och dess mätare och offerter med servicepunkter syns i PowerGrid (Wettergren 2013). PowerGrid (PG) är GIS-system på Fortum där även elnätdata registreras. Planerare och projektledare arbetar i PCS som är projektstyrningssystem på Fortum där projekt lagras och budgeteras och de mest nödvändiga projekten schemaläggs.

Utöver PG har Fortum minst tre andra kartsystem (Wettergren 2013). MapInfo är en licensprogramvara för att utforma tematiserade kartor. NoMap är en gratis programvara som Sweco har utformat en applikation för där entreprenörer kan hämta information om Fortums nät och PoDis som är ett kartsystem som NO använder sig av.

Vilka system som används varierar både mellan NO och AMD samt mellan olika avdelningar på AMD (Wettergren 2013). NO använder till exempel PoDis medan AMD lokalnät använder PG och AMD regionnät ytterligare ett system som kallas Maximo. Maximo saknar till skillnad från PG och PoDis geografisk information bortsett från koordinater på vissa komponenter så som ställverk och en del stolpar (Olsson 2013a).

5.1 NO

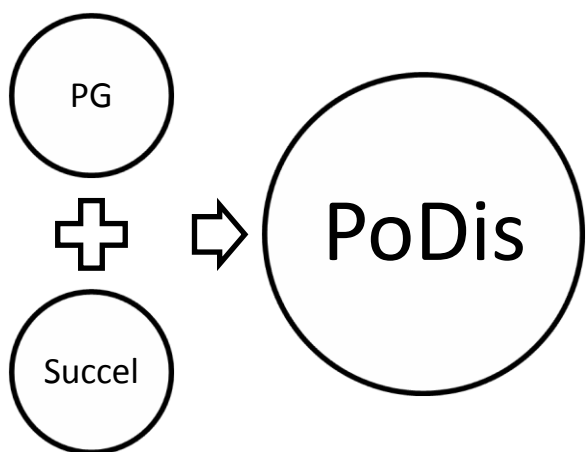
Driftens ärendehanteringssystem är huvudsakligen uppbyggt av de fyra systemen, BOSSE, PoDis, WMS och Succel (Olsson 2013). Detta sammanfattas i tabell 1. BOSSE är den plattform där arbete utförs. BOSSE innehåller gränssnitt för WMS som är arbetsordersystem och Succel som utgör kärnan för driftsystemet. Succel är ett 20 år gammalt system som är framtaget speciellt för Fortum. PoDis är GIS-system för NO som bland annat visar nätstationer med avbrott, störningspositioner, reparatörpositioner och fel i klass tre från besiktningar på en karta. PoDis importerar geografisk information från PG, som vanligtvis huvudsakligen används av AMD, och information om störningar från Succel. Detta sammanfattas i figur 8. Den huvudsakliga skillnaden mellan PoDis och PG är att driftcentralen behöver ett snabbare system eftersom det används i realtid. Därför finns inte lika utförlig information om distributionsnätet i PoDis som i PG.

Tabell 1 - Komponenter i ärendesystemet som används av NO

	NO
Plattform	BOSSE
Arbetsordersystem	WMS
Driftordersystem	Succel
GIS- system	PoDis

Orsak, härkomst och position för fel registreras i PoDis (Olsson 2013b). Det finns emellertid ingen funktion för automatiska positionering av fel i PoDis. Detta sker istället

manuellt vilket medför en del osäkerheter. Möjligheten att registrera position har funnits under en längre tid, men inte gjorts i större utsträckning förrän 2010, då positionering av fel, efter påtryckningar från AMD, blev ett viktigt nyckeltal i driftens verksamhetsmål.



Figur 8 – Relationen mellan PG, Succel och PoDis

Tidigare kunde driftoperatören bara registrera en position per störning vilket kunde vara opraktiskt vid större störningar eftersom problemet kan ha orsakats av flera mindre fel längs en ledning (Olsson 2013b). Sedan 2011 har operatörerna däremot kunna registrera mer än en position per störning. Den huvudsakliga svårigheten med manuell registrering är emellertid driftoperatörernas arbetsbörda. Om det har uppstått en stor mängd störningar är inte registrering av felpositioner driftoperatörernas första prioritet (Olsson 2013b, Wettergren 2013). I vissa fall finns det därför bara registrerat vilken ledning eller nätstation det rör sig om (Wettergren 2013).

Informationen för regionnät är begränsad i samtliga av driftens system (Olsson 2013b). Olsson (2013b) menar att regionnät "i princip inte finns modellerat i Succel". Detta påverkar PoDis som importerar information från Succel och PG medan merparten av informationen om regionnätet finns registrerat i systemet Maximo (Wettergren 2013). Det finns idag ingen koppling mellan Maximo och ärendesystemet för NO (Olsson 2013a). Detta trots att NO enligt Lundberg (2013) använder Maximo för registrering av kvarstående arbeten efter akuta åtgärder. Beteckningar för koncessionsområden och komponenter är desamma mellan systemen med undantag för komponenter som har samma namn i olika koncessionsområden. I dessa fall finns det vissa svagheter i NO:s driftordersystem Succel vilket bidragit till vissa skillnader i beteckning.

Samtliga system som används av NO har egna databaser (Olsson 2013b). Däremot speglas informationen mellan Succel:s och BOSSE:s databaser. Det finns dessutom en kopia i en extern databas som kallas BRAIN. Databasen för BOSSE innehåller emellertid mer information än databasen för Succel. Detta beror på att Succel är ett gammalt system och har traditionellt NO undvikit att göra ändringar av Succel, både i fråga om databas och mjukvara (Olsson 2013a).

5.2 AMD

Dokumentation av elnätet finns huvudsakligen i systemen Maximo och PG. PG är Fortum GIS-system men det används inte på regionnät (Lundberg 2013). Alla regionnäts ledningar finns istället dokumenterat i systemet Maximo (Bergsman 2013a). PG används huvudsakligen av avdelningen för lokalnät där det även fungerar som underhållssystem (Wettergren 2013). Maximo används även som arbetsordersystem för regionnät medan lokalnät istället använder WMS eftersom det inte finns någon arbetsorderfunktion i PG (Johansson 2013a).

5.2.1 PG

Geografisk och allmän information om nätet finns registrerat i PG (Wettergren 2013). I gränssnittet till PG presenteras ledningssträckor på en karta och det går att få detaljerad information om nätet genom att markera olika objekt. Informationen är däremot mer detaljerad för lokalnätet, både för ledningssträckor och för övrig information. För regionnät finns bara information om intern ledningsbeteckning, ungefärlig geografisk position, typbeteckning⁷ och spänningsnivå.

Det förekommer en del brister med PG enligt Wettergren (2013), det saknas en del information till exempel så registreras varken isolatorer eller stag. Även andra brister kan identifieras, till exempel förekommer fall då kabelgrav finns utmärkt men ledning saknas. Ledningsålder finns bara registrerat för vissa ledningar och är inte pålitlig. Detta beror på att systemet inte alltid uppdateras i samband med ett byte vilket resulterat i att även om ledningen blivit ersatt kan monteringsdatumerna vara registrerade till 1890, som är *default* ett värde.

Vidare är de geografiska positioner som registrerats i PG av varierande kvalitet (Wettergren 2013). Till exempel så saknas det stolpar i PG, framförallt i Hälsingland. I Värmland finns fler stolpar utsatta eftersom systemet digitaliserades relativt sent. Där utgörs problemet istället av godtycklig placering av stolparna eftersom placeringarna uppskattats baserat på till exempel topografi. Detta har medfört felaktigheter för stolpkoordinater, framförallt i områden med åkermark. En del sträckor har dokumenterats med GPS, men inte alltid med samma typ av GPS vilket skapat ytterligare osäkerheter. Generellt kan man säga att den geografiska precisionen är högre för lokalnätet än regionnätet.

Den geografiska information för regionnätet som finns i PG är enligt Wettergren (2013) inte detaljerad. Detaljnivån påverkas bland annat av hur många ledningar som är förlagda i samma ledningsgata. Detta beror på problem med mjukvaran för PG vilket medfört att olika regionnätsledningar registreras i separata ledningsgator trots så inte är fallet. Detta medför att precisionen för regionnätet blivit lidande, särskilt på liten skala. Om det rör sig om parallella ledningar kan det skilja många meter mellan karta och verklighet. Problemet med parallella ledningar förekommer även för lokalnätet men i övrigt är positioneringen av lokalnätet relativt tillförlitlig.

⁷ Standard för att ange ledningsarea, -material och hur den är monterad, till exempel, hängkabel, kabelgrav eller sjökabel.

Idag pågår arbete med att placera ut stolpar vid underhållsbesiktning (Wettergren 2013). Detta i samband med att ett nytt besiktningssystem med direkt koppling till PG har börjat användas för lokalnätet. För lokalnätet registreras detaljerad information av stolpar vid dessa besiktningar medan man för regionnätet bara registrerat stolparnas position i PG (Wettergren 2013). Arbetet har pågått i 2 år, men det finns vissa problem. Handdatorerna drar till exempel mer batteri då GPS-utrustningen är aktiverad vilket medför att den inte alltid används. När GPS väl används kan positionen bli upp till 10-15 m fel. Dessutom har GPS i besiktningsdatorer varit för dåliga och det har tagit upp till fem minuter att registrera en position. Informationen rörande stolpar som finns utsatta i PG kan emellertid anses vara relativt tillförlitlig.

5.2.2 Maximo

Maximo är ett system som köptes in för hela Fortumkoncernen och har använts i cirka tio år. Version 5.2, som används idag, ska ersättas med den nyare versionen 7.5 i december 2013. Syftet med införskaffandet av Maximo var från början att det skulle användas som inköpssystem för hela Fortumkoncernen. Idag är det endast ESD där Fortum Distribution ingår som inte använder Maximo som inköpssystem (Bergsman & Sköld 2013).

Maximo är enligt Olsson (2013a) ett system med stor potential som ger en mycket bra överblick över underhåll och projektplanering. För de divisioner i koncernen som valt att använda alla applikationer som finns tillgängliga i Maximo finns flera fördelar. Den främsta styrkan är arbetsorderplanerings- och inköpsverktygen. Detta beror på att allt i Maximo är kopplat mot arbetsorder som i sin tur är kopplat mot ett projektnummer. Dessutom redovisas alla inköp i Maximo och underhållsplanerare kan beställa från en servicekatalog och välja leverantör i efterhand, fakturor kan konteras automatiskt inom vissa ramar. Det finns även ett verktyg för tidsrapportering.

Den största svagheten med Maximo är att det används av hela koncernen vilket medför att Fortum inte kan anpassa Maximo efter Distributions organisation (Olsson 2013a). Detta innebär att det finns fler funktioner synliga och tillgängliga än vad som används.

På Fortum används Maximo huvudsakligen av AMD regionnät. De använder Maximo för placering av arbetsorder, lång- och kortsiktig ärendehantering, underhållsplanering samt för att registrera nätinformation (Lundberg 2013). Lokalnätet finns inte dokumenterat i Maximo och det finns inga planer på att registrera det. Detta beror på att GIS-tillägget som blir tillgängligt med Maximo 7.5 inte anses vara tillräckligt bra för att ersätta PG. Därför används PG även som GIS-system för regionnät medan den tekniska informationen finns registrerad i Maximo, trots att PG idag inte används av avdelningen för regionnät (Lundberg 2013).

Det är den tekniska informationen i Maximo som utgör grunden för systemet (Bergsman & Sköld 2013). Tidigare fanns denna registrerad i olika former av varierande kvalitet för olika regioner runt om i landet. Nu finns all tidigare dokumentation istället registrerad i Maximo. Detta är en särskild stor fördel då Fortum behöver registrera värdet på sitt elnät (RAB) eftersom detta avgör hur mycket vinst företaget får ta ut på sin verksamhet. Denna registrering sker idag i Maximo.

Idag innehåller alltså Maximo regionnäts anläggningsregister där teknisk information om stationer, stolpar och ledningar finns dokumenterat (Bergsman & Sköld 2013). Idag pågår även arbete att registrera förråd. Utöver anläggningsregistret finns all besiktningsplanering och annan underhållsplanering i Maximo. Med utgångspunkt i den tekniska informationen skapas underhållsplanering och därefter arbetsorder (Bergsman & Sköld 2013). Arbetsordersystemet har hittills huvudsakligen använts internt men det finns planer på att i framtiden registrera även personal och entreprenörer med kompetens vilket kommer att underlätta underhållsplaneringen avsevärt.

Skillnaden och därmed fördelen med Maximo som arbetsordersystem är att arbetsorder kan knytas till anläggning eller projektnummer till skillnad från WMS där arbetsorder istället knyts till kunder (Bergsman & Sköld 2013). AMD för regionnätsstationer har använt arbetsordersystemet i Maximo sedan 2008 för intern hantering av kvarstående arbeten. Underhållsärenden har registrerats och sedan har ansvarig planerare kunna granska dem och planera underhåll. Maximo har även använts som arbetsordersystem externt i Dalarna och Hälsingland sedan 1 jan 2012.

Den största styrkan med Maximo som arbetsordersystem är emellertid att all information om en komponent samlas på ett och samma ställe, inklusive information om tidigare underhåll. Det kommer i framtiden innebära att all historik om en anläggning kommer finnas samlad i Maximos databas.

5.2.3 Underhålls- och investeringsplanering

Idag sker projektplanering och budgetering huvudsakligen i systemet PCS som används av både lokal- och regionnät (Bergsman & Sköld 2013, Olsson 2013a). Detta beror på att det är praktiskt att ha alla projekt samlade i samma system. PCS är både ett projekterings-system och ett budgetverktyg (Lundberg 2013). I PCS skapas projekt inom olika kategorier såsom till exempel "åtgärder efter besiktning", där alla projekt har sitt ursprung ifrån besiktningsprotokoll. Den planering som sker i PCS är relativt kortsiktig, till exempel läggs budgetar från år till år. Alla äldre projekt som PCS har använts för finns lagrade i systemet som använts av Fortum Distribution i cirka 10 år.

Överlag är planerare och projektledare nöjda med PCS som projektplaneringssystem (Back 2013, Bergsman & Sköld 2013). Den största svagheten med PCS är att det ger en dålig överblick av tidsplanering (Back 2013). Detta medför att projektet lämpar sig bättre för kortsiktiga projekt än de mer långsiktiga, särskilt då man vill ha en överblick över tiden.

Systemet som Fortum använder för inköp heter Basware TM och faktureringsverktyget heter Basware IP, men trots att det kommer från samma företag finns ingen direkt koppling mellan det nya faktureringsverktyget Basware TM (2013) och det lite äldre Basware IP (Olsson 2013a). Dessa system är istället kopplade till ytterligare ett system, FINA. FINA är Fortumkoncernens ekonomisystem. Informationsutbytet med FINA är rent ekonomiskt och syftet är att förhindra att inköps görs utanför projekt och att kostnaderna håller sig inom ramarna för den projekterade budgeten. Det finns emellertid vissa problem för användarna i kopplingen till FINA eftersom systemen är relativt nya och alla begränsningar för inköp ännu synkroniseras med Basware IP.

FINA är även kopplat till PCS där informationsutbytet består i budget, tidsrapportering och projektnummer skickas från PCS (Olsson 2013a). De projektnummer som registreras in FINA kan sedan importeras till Maximo och arbetsorder kan registreras till projekt för att underlätta faktureringen.

Maximo importerar alltså projektnummer ifrån ekonomisystemet FINA (Olsson 2013a). Alla arbetsorder i Maximo kopplas därefter till ett projektnummer. Flera ärenden och arbetsorder i Maximo kan kopplas till samma projekt i PCS (Lundberg 2013). All registrerad utrustning i Maximo har aktuell avdelning som ägare, vilket medför att rätt avdelning faktureras även i fall då projektnummer saknas (Olsson 2013a).

5.2.4 Besiktning

Mjukvaran som används vid underhållsbesiktningar av regionnät kallas SIB och användes tidigare även på lokalnät (Bergsman & Sköld 2013, Wettergren 2013). På lokalnät byttes SIB ut i januari 2012, mot ett nytt system med direkt koppling till PG, men eftersom underhållsbesiktningarna bara genomförs vart åttonde år finns SIB fortfarande kvar (Wettergren 2013). Det har förekommit diskussioner om att även regionnät ska börja använda systemet som är kopplat till PG och Bergsman tycker att det vore bra att gå över till ett besiktningssystem som innehöll kartor (Bergsman & Sköld 2013).

För driftbesiktningar med helikopter används systemet Linsen Service, hädanefter Linsen, av både lokal- och regionnät (Johansson 2013b). Detta med undantag för Stockholms regionnät, där varken Linsen eller SIB används utan rapporter sammanställs i Word eller Excel beroende på vilken leverantör som anlitas (Lundberg 2013). Linsen är framtagen av företaget Arkair i ett samarbete med Vattenfall (Johansson 2013b). Fortum har använt Linsen sedan 2006 i syfte att effektivisera driftbesiktningar med helikopter. Systemet är uppbyggt av två program som installerats på handdatorer med Windows. Systemen är LocatorX, ännu ett av Fortums kartsystem som innehåller ledningsobjekt för navigering i helikoptern och Linsen som är besiktningsmjukvaran och innehåller både felkoder och GPS för att positionera felen. Fortum har tre licenser för systemet. Vid rapportering av fel i klass tre vid driftbesiktning används en GPS-telefon som skickar felen direkt till driftcentralen på NO. Övrig information från driftbesiktningar genomförda med Linsen som stödsystem dokumenteras i PDF format (Bergsman 2013a). Dessa rapporter i lagras i gemensamma mappar på det externa och interna intranätet. För att sammanfatta, problem i klass tre skickas direkt till NO med GPS-telefon medan resterande fel rapporteras till AMD i PDF-format.

Då ett fel i klass tre rapporteras via GPS-telefon till NO syns det i driftcentralens ärendehanteringssystem (Olsson 2013). Operatörer skapar då ett ärende i systemet, säkerställer att felet blir åtgärdat och avregistrerar ärendet då felet är avhjälpt. Då ett fel blir avregistrerat loggas det i databasen till systemet Succel tillsammans med registreringskoder med eventuell information för orsak/verkan.

En ny version av Linsen har utvecklats av Arkair/Appago med utgångspunkt i en gemensam kravspecifikation från Fortum och Vattenfall Service (Johansson 2013b). Denna nya version ägs till 50 % av Vattenfall Service och 50 % av Fortum Distribution och är planerad att tas i drift under 2013. Den nya versionen av linsen är utformad som en applikation för

Androidplattformer vilket innebär att Fortum kommer kunna installera applikationen på ett valfritt antal läsplattor. Den främsta fördelen med den nya versionen kommer emellertid vara att fel i klass tre hanteras direkt i applikationen. Detta innebär att information om fel i klass tre både skickas direkt till NO samtidigt som den lagras med ordinarie informationen från driftbesiktningen. Detta medför att AMD även kommer kunna begrunda fel i klass tre vid planering av underhåll och reinvesteringar.

Det kan konstateras att det förekommer en del skillnader i systemanvändning mellan avdelningarna för regionnät och lokalnät på AMD. Dessa sammanfattas i tabell 2.

Tabell 2 - Skillnader i systemanvändning mellan lokal- och regionnät

	Lokalnät	Regionnät
Driftbesiktningssystem	Linsen	Linsen
Projektplaneringssystem	PCS	PCS
Underhållssystem	PG	Maximo
Arbetsordersystem	WMS	Maximo
GIS- system	PG	(PG)
Registrering av nätdata	PG	Maximo

5.3 Kapitelsammanfattning

Sammanfattningsvis kan det konstateras att det förekommer en hel del skillnader i systemanvändning mellan AMD och NO. De flesta likheter finns i dagsläget mellan system för lokalnät och NO. Detta beror på att båda använder WMS som arbetsordersystem, PoDis importerar information från PG och att lokalnätet finns modellerat i Succel.

6 Metod

Nedan följer en beskrivning av den statistiska analysen av huruvida samband mellan störningsförekomster och besiktningssamtal kan påvisas. Valet av metod utgick från den data som fanns att tillgå och grundade sig därefter på litteraturstudien. Eventuella samband undersöktes därför med hjälp av olika regressionsmodeller.

En regressionsmodell är kortfattat uppbyggt av tre komponenter: beroende variabler, förklarande variabler och skattade parametrar. Förenklat kan metodiken för regression liknas vid numerisk kurvanpassning där den beroende variabeln är Y , de förklarande variablerna är X och de uppskattade parametrarna benämns β . Den huvudsakliga skillnaden från numerisk modellanpassning är att vid en regressionsanalys antas den beroende variabeln tillhöra en i förväg specificerad sannolikhetsfördelning. Målet med en regressionsanalys är alltså att förutsäga beteendet av den beroende variabeln medan syftet med kurvanpassning snarare är att anpassa en kurva till en datauppsättning.

6.1 Datauppsättning

Studien har fokuserat på mellanspänningsnätet då tillfredställande information om såväl nät, störningsförekomster och besiktningsanmärkningar funnits tillgängliga. För högspännings-nätet saknades överskådlig dokumentering av störningsförekomster och för lågspänning återfanns inga besiktningsprotokoll.

All information om mellanspänningsnätet hämtades ur PG. Först togs samtliga fördelningsstationer fram per koncessionsområde. Därefter matchades dessa till de fördelningsstationer som fanns omnämnda i besiktningsprotokoll. I de fall fördelningsstationer inte fanns omnämnda i besiktningsprotokollen undersöktes vilket annat besiktningsområde de tillhörde.

Dokumentation av exakta driftbesiktningsområden saknades för mellanspänningsnätet, men vid 20 stickprov där felkoordinater matchades till registrerade besiktningsområden befanns dessa vara förenliga i samtliga fall. Driftbesiktningsområden antogs därför vara desamma som besiktningsområdena, i fall då dessa fanns registrerade i både PG och besiktningsprotokoll. Besiktningsområden i PG används emellertid huvudsakligen vid underhållsbesiktning och i ett fåtal fall antogs två underhållsbesiktningsområden utgöra ett driftbesiktningsområde. I de flesta fall motsvarade ett underhållsbesiktningsområde ett fördelningsstationsområde, vilket undersöktes med hjälp av PG:s verktyg för nätspårning i anslutning till en specifik fördelningsstation. Därför antogs ett driftbesiktningsområde utgöras av samma område som fördelningsstationsområdet då besiktningsområde saknades.

Tillvägagångssättet kan sammanfattas enligt följande:

1. I de fall besiktningsområden fanns registrerade i PG används dessa för att ta fram nätdata, genom sökning av samtliga mellanspänningsledningar i området.
 - a. I vissa fall överlappade besiktningsområden varandra och i dessa fall undersöktes besiktningsanmärkningarnas koordinater och provisoriska gränser ritades in för att säkerställa att inget nät registrerades två gånger.
2. I fall då besiktningsområden saknades användes funktionen nätspårning från fördelningsstation i PG under antagandet att ett besiktningsområde var detsamma som ett fördelningsstationsområde, det vill säga det område som matas av en specifik fördelningsstation.
3. I fall nätspårningsverktyget inte gick att använda och besiktningsområde saknades ritades samtliga anmärkningskoordinater för driftbesiktningsområdet ut och därefter ritades provisoriska gränser ut för framtagning av nätdata i besiktningsområdet.
4. I fall då besiktningsanmärkningar registrerats på olika fördelningsstationer inom ett besiktningsområde i PG och nätspårning inte varit möjlig har anmärkningarna registrerats till det antagna besiktningsområdet.
 - a. I dessa fall användes även PoDis med ett filter för att visa fördelningsstationer, mellanspänningsnät och akuta besiktnings-anmärkningar med datum. I PoDis registreras även anmärkningen "helikopter OK" som skickas av besiktningsmannen till NO en gång i timmen under besiktningsens gång

(Mattsson 2013). Dessa anmärkningar finns bara registrerade i NO:s informationssystem.

5. Fördelningsstationer som varken funnits omnämnda i driftbesiktningsprotokoll eller var belägna i anslutning till besiktningsområde eller andra fördelningsstationer som funnits omnämnda i protokollen, har uteslutits från studien. Detta har motiverats med att all driftbesiktning inte alltid sker med helikopter.

Nätdata samlades in per fördelningsstation, kategoriserades efter ledningstyp och sammanställdes i ett Exceldokument. I fall då fördelningsstationer ingick i samma område registrerades nätdata till den station som fanns omnämnd i besiktningsprotokollen. Alla ledningstyper har registrerats med längder för varje fördelningsstation och alla längder har därefter summerats och verifierats mot fördelningsstationsområdets totala ledningssträcka.

Alla besiktningsområden i områdeskoncessionerna 30, 32-34, 38-42, 45 och 53 har granskats. Detta har resulterat i totalt 129 besiktningsområden. Ett av dessa 129 besiktningsområden saknade luftledning och uteslöts därför ur studien. I dessa 128 områden fanns det 11990200 m ledning varav 3606300 m luftledning och 7966000 m kabel. Anledningen till att även kablar har registrerats är att data över störningsförekomster registrerats per fördelningsstation, i bästa fall per linje, och gör ingen skillnad på vilken ledningstyp som drabbats. Dessa längder har emellertid inte mätts upp i verkligheten utan i PG. Detta medför en osäkerhet rörande hur mycket ledning som finns i respektive besiktningsområde, men då studien i första hand fokuserar på sambandet mellan störningsförekomster och besiktningsanmärkningar modelleras ledningstyp främst för att vikta modellerna.

Därefter fördes driftbesiktningsanmärkningar från besiktningsprotokollen in i Exceldokumentet för varje fördelningsstationsområde. Då en besiktningsanmärkning har haft noteringen att *flera* likartade fel förekommer har anmärkningen registrerats som fyra anmärkningar. I ett fall då *många* torrträd anmärktes noterades detta som åtta anmärkningar. Fokus har legat vid anmärkningar som ansetts kunna påverka leveranssäkerheten. Därför noterades inte anmärkningar rörande flygbesiktningssäkerhetsskyltar, byggnader för nära ledning och andra anmärkningar som endast berör person- och egendomssäkerhet.

Analysen tar endast hänsyn till anmärkningar i klass två. Detta beror på att väldigt få anmärkningar i klass ett påträffades i de protokoll som granskats. Beslutet att skilja på tvåor och treor grundar sig på att en trea åtgärdas omgående, de antas existera i max en månad, medan det kan ta betydligt längre tid innan ett fel i klass två åtgärdas. Därför gjordes bedömningen att det inte vore realistiskt att jämföra fel i klass två respektive tre över en längre tidsperiod.

Datauppsättningen för störningsförekomster återfanns i en Excelfil innehållande utskrifter från Succel med störningsdata registrerat per linje och fördelningsstation. Antalet störningar registrerades i ett nytt Exceldokumentet per fördelningsstation och i fall då flera ledningar hade registrerade störningar har dessa summerats innan registrering. Det totala antalet störningsförekomster definieras i den här studien som både korta och långa

störningar. Korta störningar kallas för återinkopplingar medan störningar på mer än 3 minuter benämns som fel. Dessa två typer av avbrott har summerats i R. Notera att datauppsättningen för störningsförekomster inte har kopplats till datum och därför har störningsförekomster som kunnat kopplas direkt till extrema omständigheter såsom storm, inte kunnat uteslutas från datauppsättningen. Vidare inkluderar datauppsättningen för störningsförekomster även planerade avbrott. Detta har inte ansetts utgöra ett problem under antagande att sträckor med fler besiktningsanmärkningar bör kräva mer arbete och drabbas värre under extrema omständigheter, således bör detta kunna förklaras i samma modell.

Datauppsättningen för störningsförekomster har tagits fram för hela kalenderåret 2012 och samtliga besiktningsprotokoll som granskats var från driftbesiktningar som genomfördes under samma år.

6.2 Beskrivning av variabler

Nedan listas alla tänkbara variablerna där Y_{A-E} är de möjliga beroende variablerna och X_{1-15} är de möjliga förklarande variablerna. Notera att samtliga variabler är positiva heltal med undantag för Y_D och X_{1-7} som är positiva kontinuerliga variabler samt X_8 som är binär.

Y_A : Totalt antal störningsförekomster ($Y_B + Y_C$)

Y_B : Antal Återinkopplingar

Y_C : Antal fel

Y_D : Avbrottstid hos kund i sekunder

Y_E : Uppskattat antal drabbade kunder

X_1 : Meter sjö/jordkabel i fördelningsstationsområdet

X_2 : Meter hängkabel i fördelningsstationsområdet

X_3 : Meter isolerad ledning (häng-/jord-/sjökabel) i fördelningsstationsområdet

X_4 : Meter luftledning i fördelningsstationsområdet

X_5 : Meter ledning

X_6 : Andel luftledning (inklusive hängkabel)

X_7 : Andel luftledning

X_8 : Dummyvariabel som får värdet ett i fall då besiktningsområdet besiktigats från marken i den så kallade underhållsbesiktningen och annars noll.

X_9 : isolator - skadade isolatorer och isolatorelement, krok skadad, bränt vid infästning av krok, dålig najning, bränt vid infästningskrok, infästning till regel skadad

X₁₀: Bottenvegetation - Väckande träd under linje och träd böjda under linje

X₁₁: Stolpe - Lutande stolpar, rötskadade stolpar, trasiga stag, trasig regel, åskskadad stolpe

X₁₂: Hackspett - Hackspettsbo i stolpe

X₁₃: Kantträd - torrträd nära linje, träd som lutar mot linje

X₁₄: Övriga problem - Mindre vanliga anmärkningar; fågelbo, problem med distanslina, främmande föremål på ledare, problem med säkringsapparater, skadad ventilavledare, skadat kabelavslut

X₁₅: Totalt antal besiktningsanmärkningar per fördelningsstationsområde.

Notera att i fall då $X_8=1$ är $X_9-X_{15}=0$ eftersom områden som genomgår underhållsbesiktning inte driftbesiktigas. Anledningen till att dessa områden ingår i analysen är att underhållsbesiktning bara genomförs vart åttonde år och större underhållsprojekt planeras därefter. Det är därför inte orimligt att anta att ledningssträckan inte genomgått större underhåll under de närmaste 3-5 åren.

De objekt som ingår i analysen utgörs alltså av olika besiktningsområden där varken geografiskt område, ledningssträcka, anmärkningar eller störningsförekomster överlappar. Därför bör de beroende variablerna kunna antas vara oberoende slumpvariabler.

6.3 Variabelanalys

I tabell 3 redovisas medelvärde och standardavvikelse för samtliga variabler. Vid granskning av variablerna kan man konstatera att medelvärdet antagligen inte kan antas vara lika stort som standardavvikelsen kvadrerad vilket är relevant vid valet av modell eftersom det är viktigt att modellen kan ta hänsyn till variation av medelvärde vid beräkning av förväntat utfall. Överlag kan det konstateras att standardavvikelsen för de olika variablerna i datauppsättningen är större eller i samma storleksordning som medelvärdet. Detta tyder på stora variationer mellan olika objekt i datauppsättningen.

Tabell 3 - Sammanfattning av variabler med faktor, medelvärde och standardavvikelse (2012 data)⁸

Variabel	Medelvärde	Standardavvikelse	Beskrivning
Y _A	8,907	7,317	Störningar
Y _B	4,558	4,935	Återinkopplingar
Y _C	4,349	3,720	Fel
Y _D	1530	2253	Avbrottstid
Y _E	1017	1113	Drabbade kunder
X ₁	61996	39875	Jord/Sjö-Kabel
X ₂	3244	4902	Hängkabel
X ₃	65240	40879	Kabel
X ₄	27956	18198	Luft
X ₅	93196	47836	Total ledning
X ₆	0,355	0,184	Andel HL
X ₇	0,318	0,170	Andel L
X ₈	0,186	0,391	Underhåll (Dummy)
X ₉	0,225	0,562	Isolator
X ₁₀	0,543	1,173	Bottenvegetation
X ₁₁	0,341	0,805	Stolpe
X ₁₂	0,124	0,331	Hackspett
X ₁₃	1,248	2,332	Kantträd
X ₁₄	0,163	0,447	Övrigt
X ₁₅	2,643	3,333	Totalt antal anmärkningar

6.3.1 Korrelation

Korrelationer mellan de enskilda möjliga beroende variablerna och de enskilda möjliga förklarande variablerna redovisas i tabell 4. Korrelationen mellan två variabler är alltid ett tal mellan minus ett och ett. Då korrelationskoefficienten antar värdet 0 kan ingen korrelation påvisas medan minus ett och ett påvisar stark negativ respektive positiv korrelation. Positiv korrelation betyder att om värdet på den ena variabeln ökar gör sannolikt även värdet på den andra variabeln det och vice versa. Negativ korrelation tyder på att värdet på de beroende variablerna minskar då värdet på den förklarande variabeln ökar respektive ökar då värdet på den förklarande variabeln sjunker. Det är viktigt att notera att korrelationskoefficienter endast påvisar linjära samband mellan variablerna. För att bedöma styrkan av korrelationerna har Wahlins (2011, s 254) tumregel använts (se färgkod under tabell 4).

⁸ Se avsnitt 6.2 för enheter

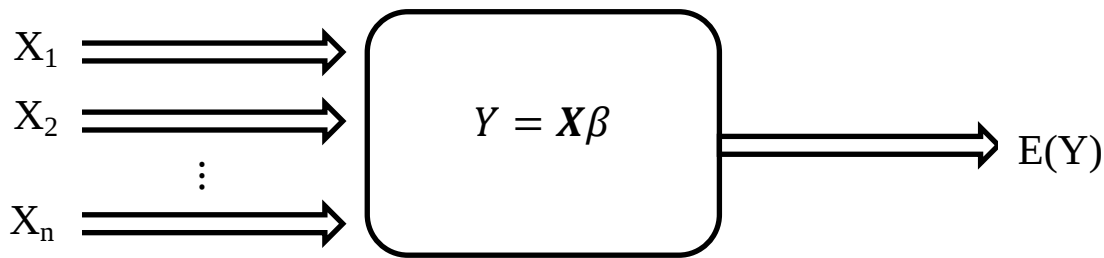
Tabell 4 - Linjära samband mellan möjliga förklarande och beroende variabler med färgkoder för att markera korrelationens styrka.

	Störningar	ÄI	Avbrott	Avbrottstid	Kundavbrott
X ₁	0,308	0,183	0,339	0,181	0,453
X ₂	0,181	0,060	0,140	0,053	-0,035
X ₃	0,322	0,185	0,348	0,183	0,437
X ₄	0,447	0,441	0,352	0,181	0,108
X ₅	0,445	0,325	0,431	0,224	0,412
X ₆	0,062	0,126	-0,017	-0,043	-0,314
X ₇	0,060	0,152	-0,021	-0,038	-0,278
X ₈	-0,081	-0,069	-0,148	-0,102	-0,163
X ₉	0,100	0,103	0,095	0,047	0,124
X ₁₀	0,245	0,307	0,148	0,064	0,126
X ₁₁	0,183	0,131	0,189	0,089	0,150
X ₁₂	0,226	0,258	0,135	0,093	0,067
X ₁₃	0,174	0,156	0,157	0,088	-0,125
X ₁₄	0,101	0,011	0,169	0,103	-0,039
X ₁₅	0,302	0,289	0,260	0,136	0,017
MAX	0,447	0,441	0,431	0,224	0,453
Måttlig korrelation		Svag korrelation		Mycket svag	

Av tabell 4 kan till exempel utläsas att måttlig positiv korrelation finns mellan luftlednings-respektive total ledningslängd och antal störningsförekomster. Detta antyder att ett besiktningsområde med en längre luftlednings- respektive total ledningslängd sannolikt kommer vara drabbat av fler störningar än ett område med kortare ledningslängder. Vidare kan en måttlig positiv korrelation mellan antal drabbade kunder och besiktningsområdets kabellängd påvisas, vilket rimligtvis kan förklaras med att kabel till största delen används i tätorter. Endast svag och mycket svag korrelation kunde påvisas mellan de förklarande variablerna för besiktningsanmärkningar och de möjliga beroende variablerna kunde påvisas. Den starkaste korrelationen mellan förklarande variabler för besiktningsanmärkningar och beroende variabler kunde påvisas mellan störningsförekomster och de förklarande variablerna för bottenvegetationsanmärkningar samt hackspettsanmärkningar.

6.4 Regressionsmodeller

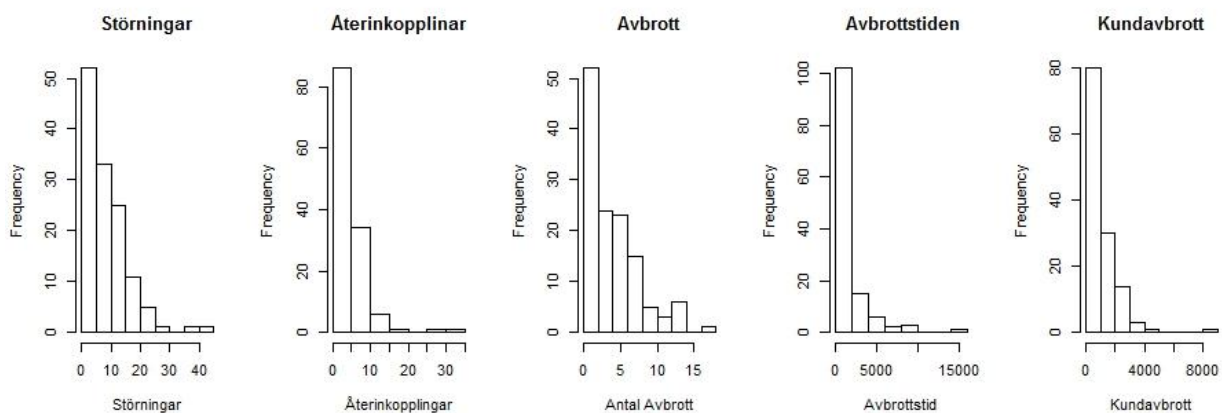
Den enklaste formen av regression utgörs utgå från linjära modeller där den beroende variabeln antas vara normalfördelad. Dessa modeller används både i fall av enkel och multipel regression. Ett exempel på multipel linjär regression syns i figur 9.



Figur 9 - Förenklad bild av konceptet av multipel linjär regression där X är de förklarande variablerna, Y den beroende variabeln, β den skattade parametern och $E(Y)$ det förväntade värdet med avseende på X .

För att en linjär regressionsmodell med normalfördelad beroende variabel ska vara applicerbar behöver emellertid en del krav vara uppfyllda. Det måste framförallt vara rimligt att anta att den beroende variabeln är normalfördelad med konstant varians.

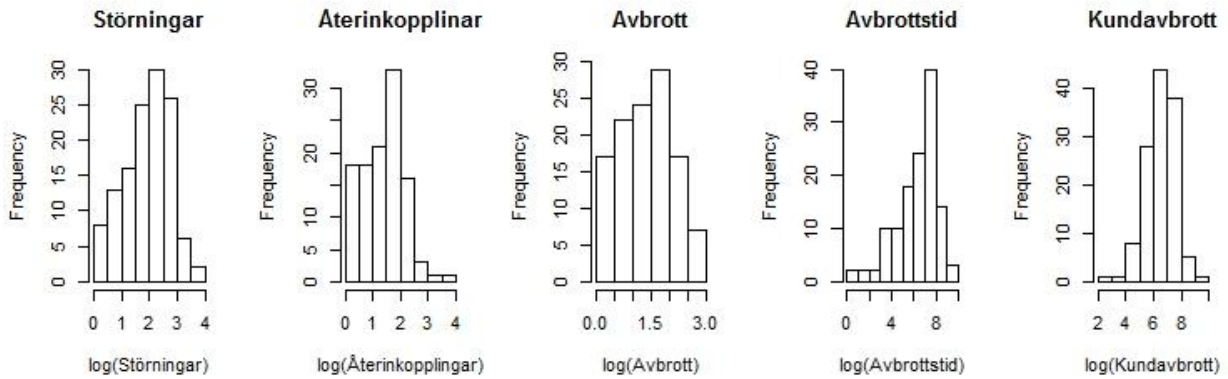
Figur 10 visar histogram för de möjliga beroende variablerna. Detta är relevant för att uppskatta vilken sannolikhetsfördelning de beroende variablerna tillhör (se exempel på en normalfördelningsgraf i Appendix B).



Figur 10 - Histogram över potentiella beroende variabler (Y)⁹

Histogrammen antyder att datauppsättningen för de möjliga beroende variablerna inte kan antas vara normalfördelade. Logtransformering av de möjliga beroende variablerna tyder på att antagande om lognormalfördelning av data inte kan uteslutas, särskilt för störningar och kundavbrott. Histogram för logtransformerade beroende variablerna redovisas i figur 11.

⁹ notera skillnader i skala på x-axeln



Figur 11 - Histogram av logtransformerade möjliga beroende variabler

Med anledning av figur 10 och 11 har loglinjära regressionsmodeller övervägts och presenteras nedan. Följande modellbeskrivningar grundas huvudsakligen på Agresti (2013), Cameron och Trivedi (2013), Lindsey (2000) och McCulloch et al. (2008) beskrivningar av vedertagna modeller och fördelningar.

Alla de möjliga beroende variablerna i den här studien, utom Y_D , är positiva och diskreta vilket benämns *count data* på engelska. Count data, hädanefter räknedata, definieras som en datauppsättningstyp där observationerna bara kan anta positiva heltalsvärden och härrör från uppräknings snarare än ranking. Då beroende variabler utgörs av räknedata modelleras de vanligtvis med loglinjära modeller. Dessa modeller utgår ifrån antagandet att modellen är icke-linjär i dess parametrar. Utifrån figur 10 och figur 11 kan datauppsättningen för Y antas vara icke-linjär vilket resulterar i två alternativa tillvägagångssätt. Det första är logtransformering av Y enligt

$$E[\ln(Y)] = X\beta \quad (1)$$

(notera att $X_0=1$ alltid gäller då β_0 är intercept). För att underlätta för läsaren presenteras principen med det förenklade fallet med *en* förklarande variabel, det vill säga $y = \beta x$, vilket resulterar i

$$\ln(y) = \sim N(\beta x, \sigma^2) . \quad (2)$$

Detta medför att $\ln(y_i)$ kan anses vara linjär med en homoskedastisk¹⁰ normalfördelning och linjär regression kan appliceras. Nackdelen med att logtransformera beroende variabeln är att även variansen transformeras vilket bidrar till att variansen antas vara lognormalfördelad, dvs homoskedastisk efter logtransformation. Ett annat problem med en logtransformation är nollförekomster. Detta kan lösas på olika sätt, Cameron et al (2013) föreslår till exempel att addera 0,5 till alla beroende variabler. Detta genererar felaktig varians och väntevärde eftersom $E[\ln(y)|x] = \beta x$ inte nödvändigtvis medför att $E[y|x] = \exp(\beta x)$. Därför kan bara generella samband utläsas ur en lognormal modell.

¹⁰ Motsatsen är en heteroskedastisk datauppsättning och innebär att variansen kan variera för olika instanser av Y .

Det andra alternativet är en *generalized linear model* (GLM). Vid användandet av en GLM antas den beroende variabeln vara homoskedastisk utan logtransformering. Valet mellan de två metoderna görs vanligtvis genom att undersöka huruvida variansen kan anses vara ändlig eller ökar med medelvärdet. Detta undersöks i samband med regressionsanalys och därför kommer både en linjär modell (LM) med logtransformering och två varianter av GLM att undersökas. Ett felaktigt antagande om en homoskedastisk datauppsättning medför en felaktig variansskattning med minstakvadratmetoden.

En GLM är uppbyggd av tre komponenter. En slumpkomponent som representerar regressionens beroende variabel ($Y_i, i=1,2,3,\dots,n$) och dess sannolikhetsfördelning samt en systematisk komponent som utgörs av en vektor $X = (X_0, X_1, \dots, X_m)$ som anger de m förklarande variablerna som används i en linjär *predictor function* enligt följande

$$\eta = X\beta \quad (3)$$

där X är en matris med observerade data, η är en vektor med värden på förklarande variabler, β är en vektor med regressionsvariablerna och $X\beta$ har en linjär struktur. Den sista komponenten utgörs av en så kallad *link function*, hädanefter länkfunktion, som anger funktionen för hur $E(Y)$, det förväntade värdet på den beroende variabeln givet de förklarande variablerna, är relaterad till förklarande variablerna i den linjära prediktorn i den systematiska komponenten(3). Länkfunktionen kan sammanfattas enligt

$$E(Y_i) = \mu_i \quad (4)$$

$$g_i(\mu_i) = \eta_i \quad (5)$$

där $g_i(\cdot)$ är länkfunktionen och relaterar $E(Y)$ till de linjära prediktorerna i (3) och η är en vektor av samma dimension som Y .

Poisson GLM är en vanligt förekommande standardmodell för räknedata, eftersom Poissonfördelade beroende variabler i likhet med räknedata kan anta värdet av vilket positivt heltal som helst. Poissonfördelningens sannolikhetsfunktion är

$$P(Y = y_i) = \frac{e^{-\mu_i} \mu_i^{y_i}}{y_i!}, \quad y_i = 0, 1, 2, \dots \quad (6)$$

Sannolikhetsfunktionen i (6) tillhör en exponentialfamilj och därför blir länkfunktionen

$$\ln(\mu_i) = \eta_i = \sum_j \beta_j x_{ij} \quad (7)$$

där $E(Y_i)$ alltså ges av

$$\mu_i = \omega_i = e^{x_j \beta} \quad (8)$$

där ω_i är variansen. Poissonmodellen är en modell där $E(Y) = V(Y) = \mu$ antas gälla. Detta är sällan ett rimligt antagande när det kommer till räknedata, då variansen i datauppsättningar sällan är densamma som väntevärdet. Fenomenet kallas *overdispersion*, hädanefter överspridning, eller *underdispersion*, hädanefter underspridning, där överspridning innebär att $V(Y) > E(Y) = \mu$ och underspridning $V(Y) < E(X) = \mu$. Detta

medför att standardavvikelsen för parameterskattning med *maximum likelihood estimation* (MLE) blir inkorrekt.

Det finns flera olika metoder för att hantera problem med under- och överspridning. Två varianter kommer att granskas närmare i samband med denna analys, quasiPoisson GLM och negativ binomial GLM.

QuasiPoisson GLM tillåter, till skillnad från vanlig Poisson GLM, att $E(Y) \neq V(Y)$ genom att definiera variansen som en funktion av väntevärdet. Funktionen kallas NB1 av Cameron och Trivedi (2013) och brukar sammanfattas som

$$\omega_i = \phi \mu_i. \quad (9)$$

Skillnaden mellan NB1 Poisson GLM och vanlig Poisson GLM är alltså enbart att variansen viktas om för att hantera eventuell över-/underspridning. Detta innebär att MLE skattningarna av μ och β kommer bli desamma för båda regressionsmodellerna, det är alltså endast variansen som påverkas av (9).

Ett annat alternativ för att hantera överspridning är negativ binomial GLM som är en kombination av Poisson- och gammafördelningarna och utgår ifrån sannolikhetsfunktionen

$$P(Y = y_i) = \binom{r + y_i - 1}{r - 1} (1 - p)^r p^{y_i}, y_i = 0, 1, 2, \dots \quad (10)$$

där $r > 0$, $0 < p < 1$ och $r = 1/\alpha$ och α är skalningsparametern från gammafördelningen. Detta resulterar i

$$E(Y) = \mu, \quad V(Y) = \mu + \gamma \mu^2 \quad (11)$$

där $\gamma = 1/k$, behandlas om okänd och samma konstant för alla observationer y_i .

6.4.1 Viktning av beroende variabel: offsetterm

Avsikten är att använda ovanstående regressionsmodeller för att undersöka om samband mellan besiktningsanmärkningar och störningsförekomster kan påvisas. För att undersöka detta måste hänsyn tas till att ledningstyp och -längd varierar mellan olika fördelningsstationsområden. Detta kan göras med hjälp av en så kallad *offset*-term. Detta innebär kortfattat att den beroende variabeln Y har ett index som till exempel kan vara förekomster per km ledning eller tidsenhet Detta kan beskrivas som

$$E(Y/t_i) = \frac{1}{t_i} E(Y) = \frac{\mu_i}{t_i} \quad (12)$$

det vill säga

$$\ln\left(\frac{\mu_i}{t_i}\right) = \beta X \quad (13)$$

och kan skrivas som

$$\ln(\mu_i) - \ln(t_i) = \beta X \quad (14)$$

där $-\ln(t_i)$ är den så kallade offsettermen. Detta innebär att väntevärdet med offsetterm blir

$$\mu_i = t_i e^{\beta x} \quad (15)$$

där länkfunktionen är densamma som i (7). I fall med flera offsettermer summeras dessa enligt

$$\ln(w_i) + \ln(z_i) = \ln(w_i z_i) \quad (16)$$

då R bara har utrymme för en offsetterm. Detta är ett problem då beroende variabeln representerar störningar per meter ledning oberoende av ledningstyp medan de förklarande variablerna endast registrerats för luftledning. Det är alltså intressant att vikta modellen både utifrån hur många meter ledning som ingår i besiktningsområdet och hur stor andel som är luftledning. Detta är relevant eftersom ledningslängd och andel luftledning kan variera mycket mellan olika besiktningsområden (se tabell 3).

6.5 Modellanpassning

All modellanpassning genomfördes i den statistiska mjukvaran R. För modellanpassning av den logtransformerade modellen användes kommandot `lm` som ingår i R:s standardpaket. R:s `lm()`-metod använder qr-metoden, där qr står för *Quick response*, som grundar sig på *ordinary least squares*¹¹ (OLS) för modellanpassning och kan sammanfattas som

$$\min_{\beta} \|y - \beta X\|_2 \quad (17).$$

För quasiPoisson GLM användes R-kommandot `glm()` som också ingår i R:s standardpaket. `glm()` använder *iteratively reweighted least squares* (IWLS) för modellanpassning. IWLS är anpassad för att användas i fall då variansen av ϵ_i är okänd. För negativ binomial GLM användes `glm.nb()` som finns tillgänglig i R:s bibliotek MASS. `glm.nb` använder en *alternating iteration process* (AIP). För mer detaljerad information om IWLS hänvisas till Cameron (2013) sidan 108 och kort om AIP i Agresti (2013) sidan 470.

6.5.1 Outliertest

Outliers har identifierats efter modellanpassning genom framtagning av *Cooks distance* hädanefter Cooks avstånd, med kommandot `cooks.distance()` i R. Detta är ett mått som både tar hänsyn till storleken för punkters residualer¹² och *leverage*, hädanefter inflytande. Då outliers förekommit har det undersöktes om dessa objekt kunde anses vara orealistiska och uteslutas ur datauppsättningen av den anledningen. Då detta inte befanns vara fallet genomfördes regressionsanalysen både med och utan outlierpunkten för att kunna jämföra modellerna och därigenom avgöra om uteslutande av objektet var rimligt.

För att ta fram misstänkta outliers användes tumregler för Cooks avstånd. Ett gränsväde som beräknades enligt

$$\frac{4}{m-n-1} \quad (18)$$

¹¹ Minstakvadratmetoden

¹² Den verkliga punktens avstånd till den anpassade kurvan.

där m är antalet beroende variabler och n är antalet förklarande variabler. Ett alternativ till tumregeln är ett F-test som genomfördes genom att beräkna F-kvantilen för datauppsättningen och användes som gränsvärde enligt $F_{\alpha}(7,128-7) \approx 0,4011$ för $\alpha=0,1$ i R med kommandot `qf()`. De båda måtten jämfördes vid utvärdering av möjliga outliers.

6.5.2 Modellval och förenkling av modeller

För jämförande av modeller med olika antaganden av sannolikhetsfördelning används *Akaike information criterion* (AIC). Detta är en metod som utnyttjar en loglikelihood-metod¹³ med vikter som straffar komplexa modeller, det vill säga modeller med många förklarande variabler. Viktigt att påpeka är att AIC endast kan användas för att *jämföra* modeller då värdet som beräknas är godtyckligt och beror av konstanterna i loglikelihood-funktionen. Det är den modell som har det lägsta absolutbeloppet av AIC som är den bästa enligt måttet. I regressionssammanhang eftersträvas emellertid i allmänhet en enklare modell och därför har den modell med lägst antal regressionsvariabler valts då endast små skillnader i AIC kunnat påvisas.

AIC har beräknats i R med kommandot `AIC()`. För att förenkla modellerna användes kommandot `stepAIC()` i R för samtliga testade modeller. I fall då signifikanta regressionsvariabler identifierades tillsammans med mindre signifikanta analyserades även en modell utan de förklarande variablerna som kopplades till den mindre signifikanta regressionsvariabeln.

Bedömningen av signifikansen för parametrarna gjordes med hjälp av det så kallade p-värdet, där de parametrar med lägst p-värde kan antas vara mest signifikanta för modellen. Om p-värdet för en parameter till exempel är 0,05 kan det antas att parametern är relevant för modellen med 95 % sannolikhet och därigenom kan det antas att det finns ett möjligt samband mellan den tillhörande förklarande variabeln och den beroende variabeln.

6.5.3 Ansats

För att undersöka om samband finns mellan störningsförekomster och besiktningsanmärkningar användes Y_A (antal störningar) som beroende variabel och X_{8-14} (besiktningsanmärkningar) som förklarande variabler. Denna datauppsättningsmatris var av full rang vilket innebär att variablerna är linjärt oberoende. Detta innebär förenklat att alla parametrar kan estimeras om modellen konvergerar.

Två olika varianter för offsetparametrar undersöktes. Dessa viktar de beroende variablerna mot total ledningslängd i besiktningsområdet och mot andelen luftledning. Detta resulterar i följande uppställningar

$$\frac{Y}{T} = e^{\beta X} \Rightarrow \ln(Y) = \beta X + \ln(T) \quad (19)$$

$$\frac{Y}{\frac{T}{L}} = e^{\beta X} \Rightarrow \ln(Y) = \beta X + \ln(T) - \ln(L) \quad (20)$$

¹³ Loglikelihood är en standardmetod för att skatta parametrar.

där L är luftledningslängd och T är den totala ledningslängden, allt uttryckt i meter¹⁴. Det bör noteras att uppställningen av (20) resulterar i antagande om att lika många störningar kan förväntas uppkomma för kabel respektive luftledning.

6.5.4 Lognormal modell

Datauppsättningens beroende variabel Y_A innehåller tre nollförekomster av de totalt 128 objekten. Dessa hanterades genom att addera ett till samtliga beroende variabler innan log-transformering eftersom nollförekomsterna inte kan anses vara outliers eller orimliga resultat.

Följande anrop användes för att ta fram den första modellen:

```
lm(log(y)~x8+x9+x10+x11+x12+x13+x14, offset=off).
```

För de lognormala modellerna har R^2 -värdet, även kallat förklaringsgrad, även använts vid jämförande av alternativa modeller. Förklaringsgraden är ett mått på hur bra modellen passar datauppsättningen där $R^2 \in [0,1]$. Höga R^2 -värden tyder på en bättre modell. Kortfattat uttrycker förklaringsgraden hur stor del av variationen i den beroende variabeln som kan förklaras med hjälp av prediktorerna.

7 Resultat och analys

Det visade sig att ingen av de analyserade modellerna hade några outliers enligt tumregeln med F-kvantil och därför kommer denna inte att diskuteras vidare. Därför hanterades outliers restriktivt och endast de punkter som var mest extrema outliers enligt Cooks tumregel har granskats närmare.

7.1 Lognormal modell

7.1.1 Fall 1 - total ledningslängd som offsetterm

För den lognormala modellen med total ledningslängd som offsetterm fanns sju möjliga outliers varav en av dessa urskilde sig från resterande punkter. Denna punkt motsvarade fördelningsstation OT361 i Fjärås i Kungsbacka kommun, koncessionsområde 38. Datauppsättningen för OT361 redovisas i tabell 5. Punkten särskilde sig inte nämnvärt vid granskning av modellens residualer vilket innebär att punkten enligt tumregeln för Cooks avstånd hade högt inflytande på modellenpassningen av modellen.

Tabell 5 - Tabell över datauppsättningen för OT361.

Område ¹⁵	Spänning ¹⁶	Y_A	T	X_8	X_9	X_{10}	X_{11}	X_{12}	X_{13}	X_{14}
38	52	18	130,5km	0	1	1	0	1	1	3

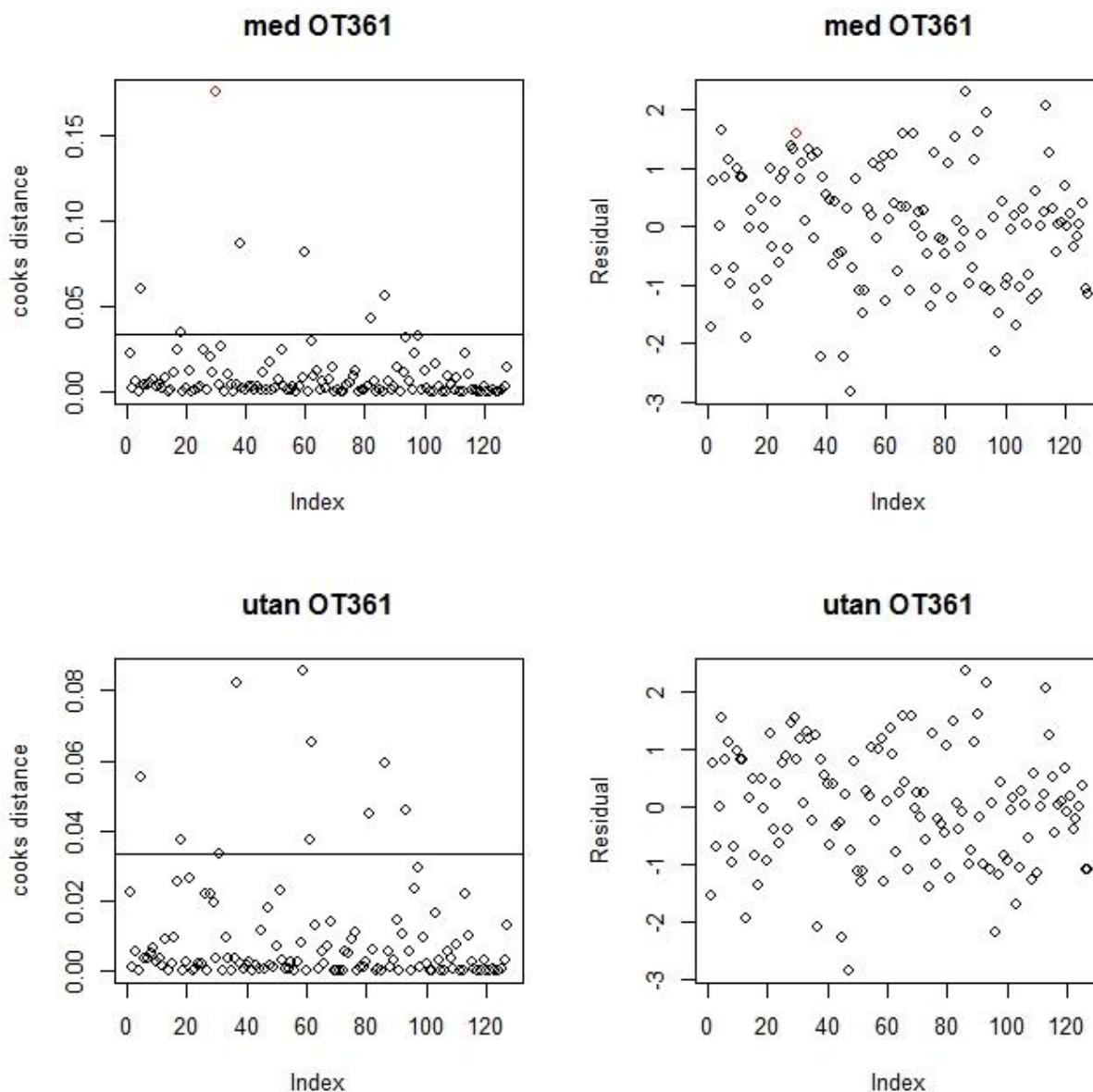
Skillnaden mellan modellerna med och utan OT361 kan ses i figur 12 där graferna i första kolumnen föreställer Cooks avstånd och den andra de standardiserade residuerna. I en ideal modell ligger alla punkter under den heldragna linjen i bilden över Cooks avstånd och alla

¹⁴ Det vill säga $L=X_4$ respektive $T=X_5$

¹⁵ Koncessionsområde

¹⁶ Den märkspänning som registrerats på fördelningsstationen i PG.

punkter befinner sig fördelade utan tydliga mönster mellan minus två och två i residualbilden.



Figur 12 - Föreställer grafer över Cooks avstånd med linje för tumregel och residualer för bedömning av outliers där den röda punkten är representerar OT361.

Då denna punkt togs bort från datauppsättningen och modellen anpassades på nytt höjdes modellens förklaringsgrad vilket tyder på att punkten hade negativ inverkan på modellanpassningen. Förklaringsgraden för modellen med OT361 var 0,4221 och utan var det 0,4272 vilket är marginell skillnad. Skillnaden i förklaringsgrad kan troligtvis inte anses vara tillräckligt stor för att utesluta OT361 men vid förenkling av modellen visade det sig att OT361 var av större betydelse.

Då OT361 medverkade befanns alla förklarande variabler vara överflödiga, det vill säga $\ln(y) \sim -9,277 \rightarrow y \sim \exp(-9,277) \approx 9,34 \cdot 10^{-5}$ för alla värden på x. Då OT361 uteslöts blev den förenklade modellen istället

$$\ln(Y) = -9,277 - 0,307x_{14} \quad (21)$$

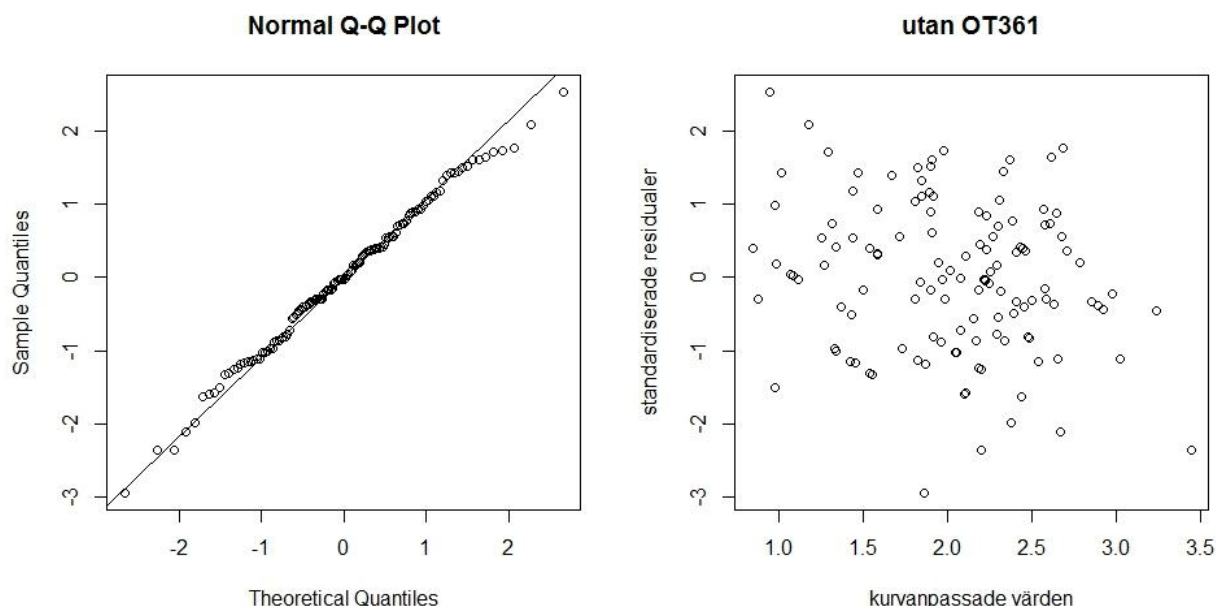
där regressionsvariablerna har p-värden enligt tabell 6.

Tabell 6 - loglinjär modell med total ledningslängd som offsetterm

	X_0 (Intercept)	X_{10} (Bottenvegetation)	X_{14} (Övriga anmärkningar)
β	-9,277	-	-0,307
p-värde ¹⁷	<0,0001	-	0,055

Den förenklade modellen utan OT361 har förklaringsgrad 0,4122 vilket är något sämre än den ursprungliga modellen, men en modell med färre förklarande variabler är i regressions-sammanhang att föredra. Modellen antyder att de övriga anmärkningarna har negativ inverkan på antalet störningsförekomster i och med att koefficienten är negativ. AIC för den slutgiltiga modellen blev 257,78.

Nedan visas i figur 13 en normalfördelningssannolikhetsgraf (qqnorm)¹⁸ och de modell-anpassade värdena ritats mot modellens standardiserade residualer¹⁹ för den slutgiltiga lognormala modellen med total ledningslängd som offsetterm.



¹⁷ Ett mått på hur signifikanta variablerna är, desto lägre p-värde desto högre sannolikhet att koefficienten (β) är signifikant.

¹⁸ För en modell som passar datauppsättningen bra bör den punktade linjen följa den heldragna linjen utan att "orma sig" eller avvika för stora eller små värden.

¹⁹ För en modell som passar datauppsättningen bra ska punkterna vara jämnt utspridda och det ska inte gå att urskilja trender eller mönster.

Figur 13 - Sannolikhetsgraf över de standardiserade residualerna till den lognormala linjära regressionsmodellen samt de standardiserade residualerna för modellens modell-anpassade värden. Båda graferna är framtagna för modellen utan OT361.

Ur dessa grafer kan man konstatera att en normalfördelning av residualerna bör kunna antas då residualerna följer linjen utan att orma sig för mycket och det förekommer inte heller några större avvikelser i för stora eller små värden på den beroende variabeln. Det vill säga, inga stora avvikelser från modellen för fördelningsstationsområden med många eller få störningsförekomster. Detta bekräftas även av att storleken på residualerna i den andra grafen i figur 13 varierar utan tydliga trender för olika uppskattade värden på den beroende variabeln. Ur regressionssynpunkt är detta alltså en tillräckligt bra modell för att beskriva data. Notera att den beroende variabeln i detta fall är $\ln(Y_A)$.

Sammanfattningsvis kan man konstatera att en lognormal modell med total ledningslängd som offsetterm inte genererar någon bra modell trots den relativt höga förklaringsgraden. Detta beror på att den redan från början predikterar att antalet störningsförekomster kommer att vara nära noll och att desto fler övriga anmärkningar ett besiktningsområde innehåller desto färre störningsförekomster kan förväntas. Detta antyder att det direkta sambandet mellan besiktningsanmärkningar och störningsförekomster inte kan påvisas då flera av de registrerade övriga anmärkningarna snarare bör medföra fler störningar än färre.

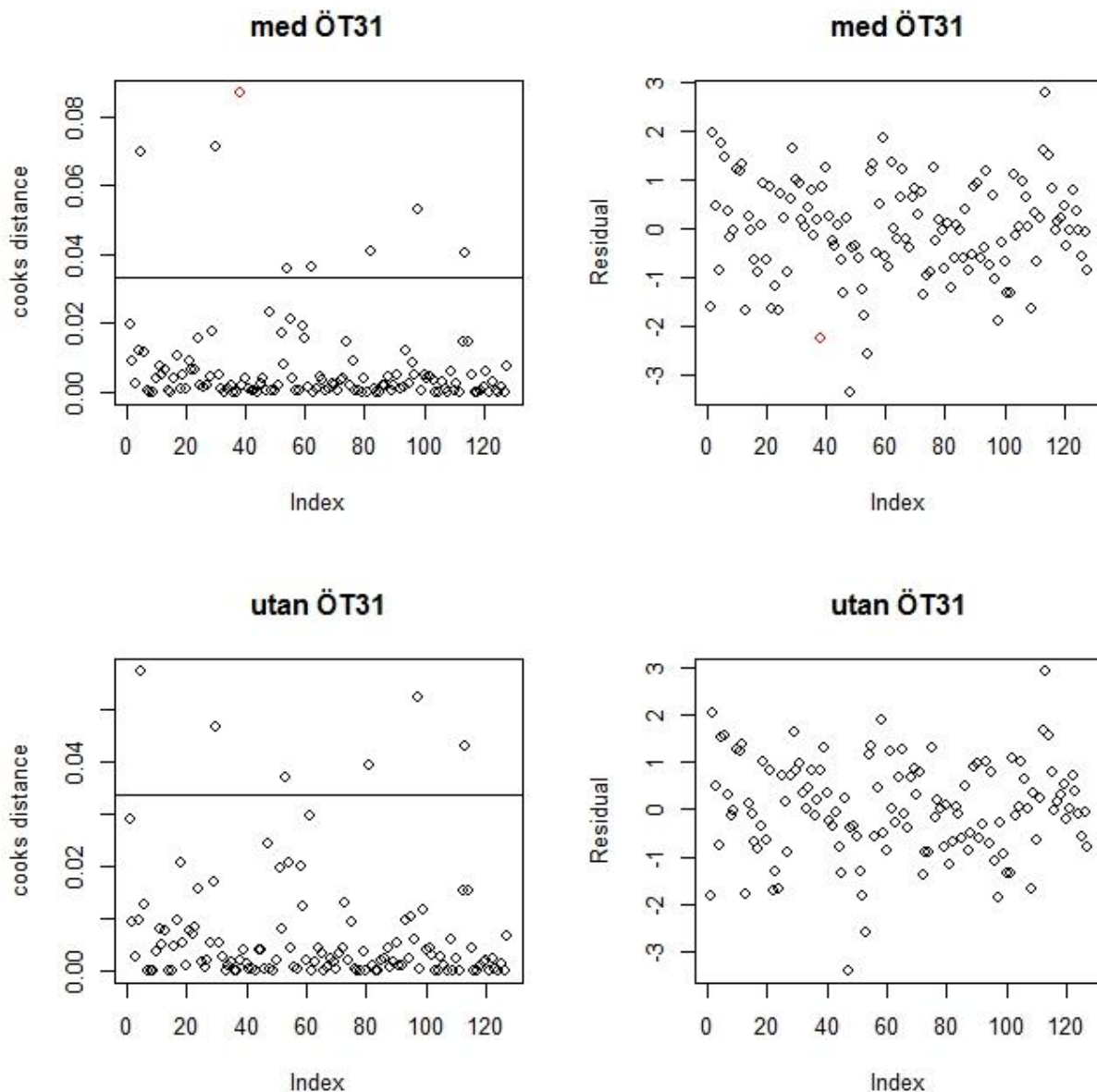
7.1.2 Fall 2 - andel luftledning som offsetterm

I den lognormala modellen med andel luftledning som offsetterm uppstod åtta möjliga outliers. I detta fall utgjordes det outlierobjekt som särskilde sig mest från resterande punkter av fördelningsstationsområde ÖT31 i Öckerö kommun, även denna belägen i koncessionsområde 38. Datauppsättningen för ÖT31 utmärker sig inte från övriga objekt, i likhet med OT361. Datauppsättningen för ÖT31 redovisas i tabell 7. Besiktningsområdet innehöll emellertid en väldigt liten andel luftledning jämfört med övriga områden i datauppsättningen. Detta kan delvis förklara det stora inflytandet på modellen eftersom resterande outliers bestod av en större andel luftledning och övriga punkter med låg andel luftledning utgjorde inte outliers. Exkludering av ÖT31 kan eventuellt motiveras med att besiktningsområdet är beläget på olika öar vid västkusten vilket skapar andra förutsättningar för distribution i området. Vid närmare granskning av ÖT31, se tabell 7, bör det även noteras att störningsfrekvensen är relativt låg trots att det inte vore orimligt att förvänta sig fler störningsförekomster i form av återinkopplingar till exempel till följd av överslag på grund av saltbeläggningar på isolatorer. Det bör även noteras att 4 besiktningsanmärkningar, för torrträd, är en väldigt liten andel luftledning i samband med få störningsförekomster, vilket kan vara anledningen till att ÖT31 skulle kunna betraktas som en outlier.

Tabell 7 - Tabell över datauppsättningen för ÖT31

Koncessionsområde	Märkspänning	Y_A	L/T	X_8	X_9	X_{10}	X_{11}	X_{12}	X_{13}	X_{14}
38	21	3	0,08	0	0	4	0	0	0	1

I figur 14 kan man notera att ÖT31 både har ett stort inflytande på modellen och att dess residual är på gränsen till för stor. Därför undersöktes modeller både med och utan inflytandet av ÖT31.



Figur 14 - Föreställer grafer över Cooks avstånd med linje för tumregel och residualer för bedömning av outliers där den röda punkten är representerar ÖT31.

Förenkling av modellerna resulterade i två olika modeller där förklaringsgraden med den potentiella outlierpunkten (ÖT31) var 0,3118 och 0,318 utan. Detta är en relativt liten skillnad i förklaringsgrad. Det bör noteras att samma förklarande variabler befanns vara mest signifikanta med båda modellerna. De förenklade modellerna redovisas nedan i tabell 8.

Tabell 8 - förenklade lognormala modeller med andel luftledning som offsetterm

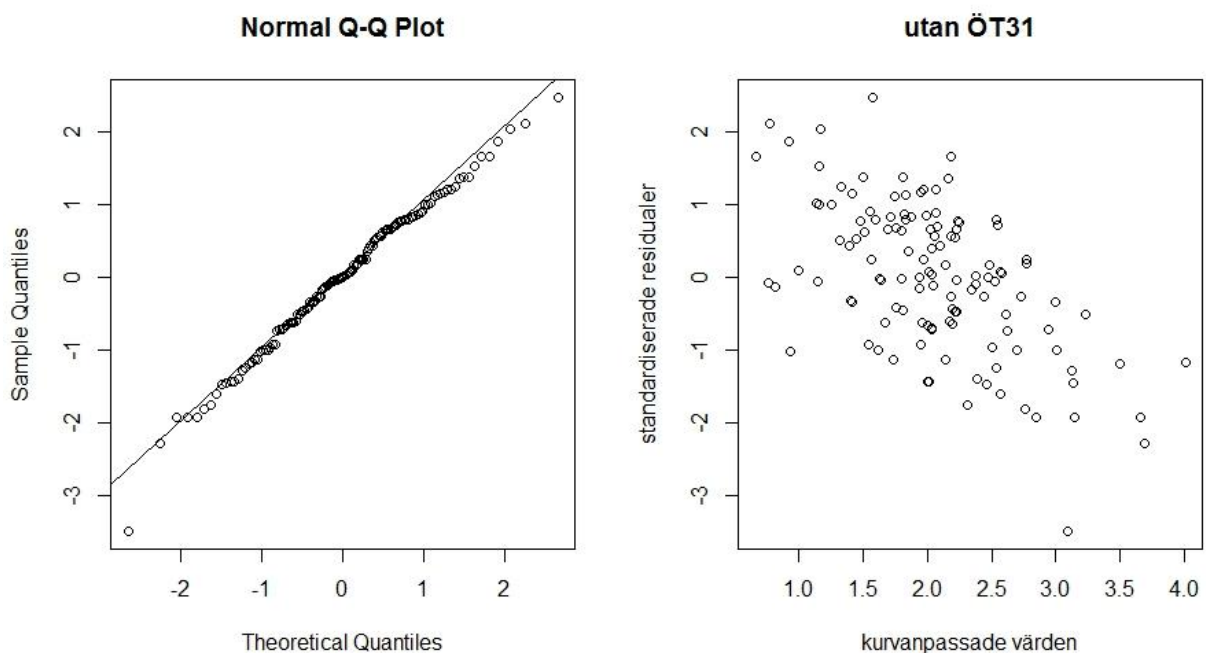
Med ÖT31		X ₀	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	X ₁₄
	β	0,5065	-	-	0,1095	-	0,6416	0,0841	-
	p-värde	<0,0001	-	-	0,137	-	0,014	0,022	-
Utan ÖT31									
	β	0,5125	-	-	0,1580	-	0,5932	0,0772	-
	p-värde	<0,0001	-	-	0,0368	-	0,0210	0,0328	-

Förklaringsgraden för de slutgiltiga lognormala linjära modellerna blev med ÖT31 0,3202 och 0,3246 utan, alltså bara en marginell skillnad som tyder på att punkten påverkar modellens förklaringsgrad negativt. Notera att för modellen där ÖT31 har exkluderats är samtliga regressionsvariabler signifikanta med mer än 95% sannolikhet. Detta kan tolkas som att ÖT31 drar ner signifikansen av parametern för bottenvegetation (β_{10}). På grund av den marginellt högre förklaringsgraden och regressionsvariablernas högre signifikans exkluderades ÖT31 ur modellen vilket resulterade i att den slutgiltiga modellen blev

$$\ln(Y) = 0,5125 + 0,1580 \cdot X_{10} + 0,5932 \cdot X_{12} + 0,0772 \cdot X_{13} \quad (22)$$

Notera att för båda modeller befanns samma regressionsvariabler vara mest signifikanta. AIC för den slutgiltiga modellen blev 348,76.

I figur 15 antyds att residualerna kan antas vara normalfördelade och att modellen passar datauppsättningen på ett tillfredsställande sätt. I den andra grafen i figur 15 kan emellertid ett svagt mönster urskiljas vilket tyder på att modellen inte passar datauppsättningen perfekt och att modellen även påverkas av något som inte tagits hänsyn till i modellen. Det skulle kunna bero på att den beroende variabeln även beror av samband mellan olika förklarande variabler. Varianter av detta har emellertid testats utan att en ökad förklaringsgrad kunde uppnås. Trenden skulle även kunna förklaras med att den beroende variabeln $\ln(Y_A)$ inte kan antas bero linjärt av X.



Figur 15 - Sannolikhetsgraf över de standardiserade residualerna till den lognormala linjära regressionsmodellen med ÖT31 inkluderad samt de standardiserade residualerna för modellens kurvanpassade värden.

Sammanfattningsvis kan man konstatera att modellen antyder ett positivt antal störningar som växer i takt med att antalet besiktningsanmärkningar rörande bottevegetation, hackspettsbon och kanträd ökar, vilket kan förväntas. Modellen tyder alltså på att det finns ett samband mellan störningsförekomster och de signifikanta besiktningsanmärkningarna. Den förklarande variabel som påverkar mest representerar hackspettsbon. Modellen kunde emellertid inte antas representera datauppsättningen på ett tillfredsställande sätt utifrån residualanalysen där en tydlig trend kunde urskiljas.

7.2 Poisson GLM

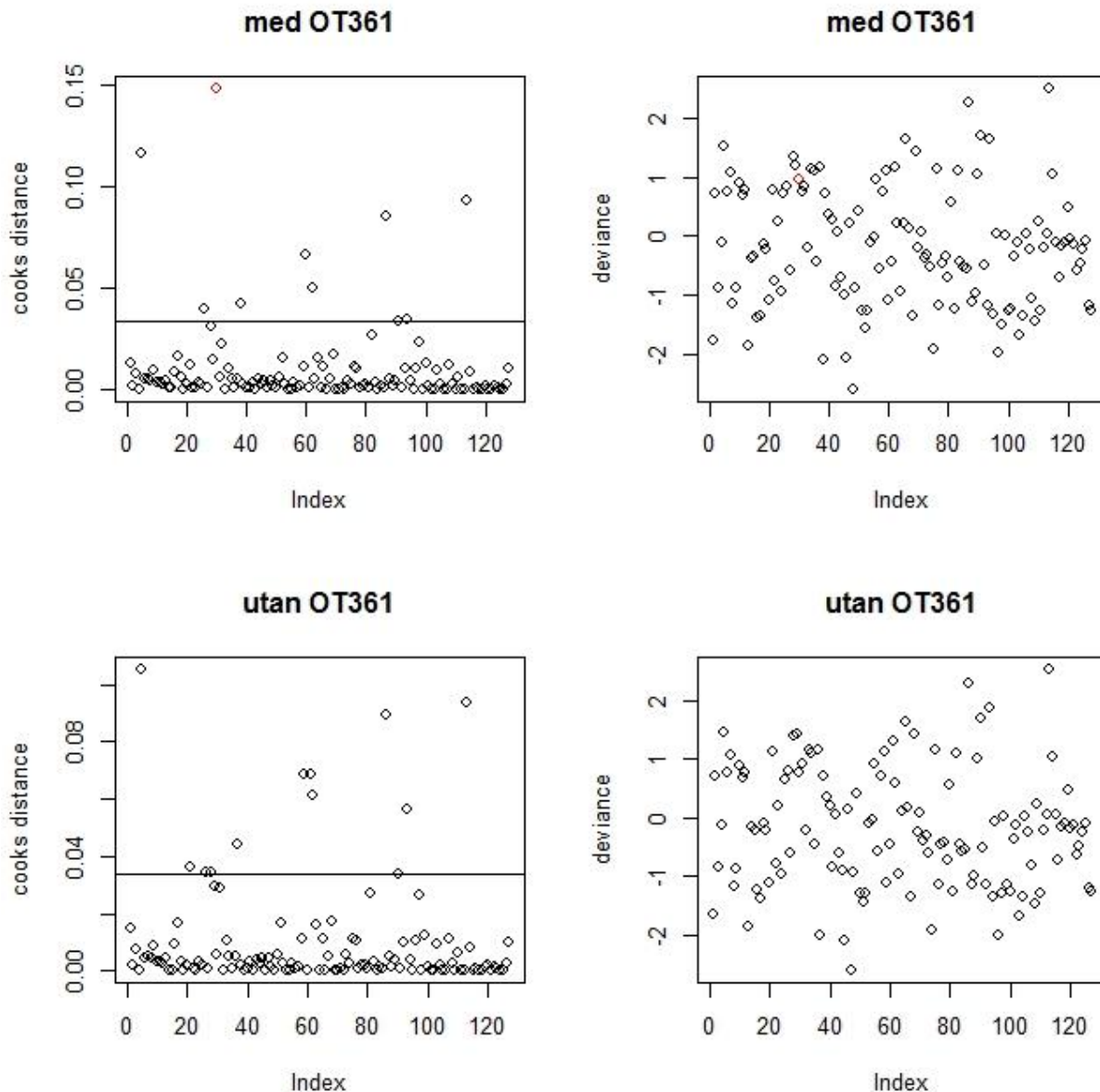
Både quasiPoisson och Poisson GLM visade sig vara otillfredsställande modeller där överspridningsparametern uppskattades till 4,58 och deviancen från noll var nästan fem gånger så stor som antalet frihetsgrader. Detta tyder på att överspridningen i datauppsättningen är för stor för att en modell baserad på Poisson GLM ska vara applicerbar.

7.3 Negative Binomial GLM

Notera att i nedan följande analys används de så kallade devianceresidualerna vid residualanalys istället för de standardiserade som vanligtvis används vid linjär regression, se residualfigurerna ovan. Detta innebär kortfattat att avvikelserna av data från väntevärdet för den anpassade modellen undersöks istället för det skattade verkliga väntevärdet för datauppsättningen.

7.3.1 Fall 1 - total meter ledning som offset term

Med negativ Binomial GLM kunde tio möjliga outliers identifieras med hjälp av tumregeln för Cooks avstånd. Den av dessa var det återigen som urskilde sig mest (se tabell 5). Efter modellanpassning med och utan OT361 uppskattades överspridnings-parametern till 2,962 med OT361 och 2,6990 utan. Återigen hade OT361 stort inflytande på modellen snarare än genererade stora residualer vilket kan ses i figur 16.



Figur 16 - Föreställer grafer över Cooks avstånd med linje för tumregel och residualer för bedömning av outliers där den röda punkten är representerar OT361.

Båda modellerna förenklades och resultatet presenteras i tabell 9. Deviancen från noll var 136 med 125 frihetsgrader utan OT361 och 137 med 126 frihetsgrader med OT361 för de förenklade modellerna.

Table 9 - regressionsvariabler för förenklade negativ binomial GLM med total ledningslängd som offsetterm

Med OT361		X ₀	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	X ₁₄	²⁰
	β	-9,2677	-	-	0,0828	-	-	-	-	2,858
	p-värde	<0,0001	-	-	0,0921	-	-	-	-	s=0,487
Utan OT361										
	β	-9,2703	-	-	0,0821	NA	NA	NA	NA	2,829
	p-värde	<0,0001	-	-	0,0967	-	-	-	-	s=0,483

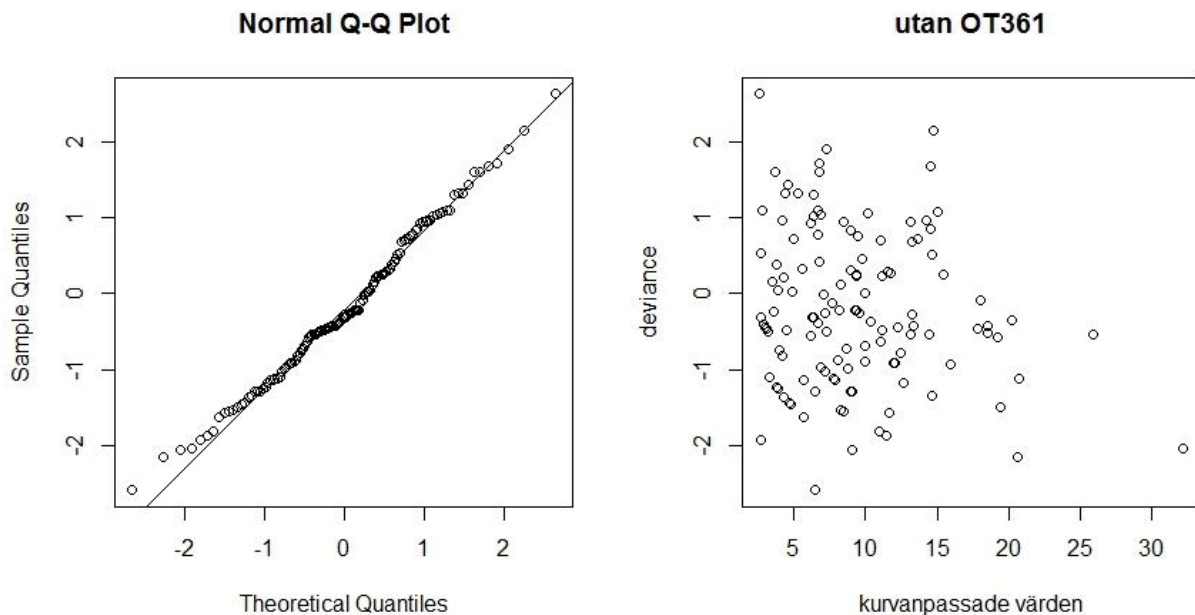
Skillnaderna mellan modellerna var små men modellen utan OT361 hade något mindre överspridning och därför valdes den modellen, se sista kolumnen i tabell 9. Därför blev den slutgiltiga modellen i detta fall

$$Y = e^{-9,2703+0,0821x_{10}} \quad (23)$$

med AIC 765,4.

Vid residualanalys, se figur 17, kan devianceresidualerna sannolikt antas vara normalfördelade. Det går emellertid att urskilja en avvikelse för lägre värden och viss tendens till ormande kring linjen. Detta kan även urskiljas ur bilden med de kurvanpassade värdena. Då modellens väntevärde för den beroende variabeln stiger kan en svag trend urskiljas där devianceresidualerna för värden större än 15 är negativa. Detta medan devianceresidualerna för väntevärden mindre än 15 är slumpmässigt spridda vilket tyder på att problem förekommer för modellen att förklara högre värden på de förklarande variablerna i datauppsättningen. Detta kan eventuellt förklaras med att endast ett fåtal objekt med höga antal besiktningsanmärkningar förekommer i datauppsättningen. Detta antyder även att ett besiktningsområde med relativt många besiktningsanmärkningar inte nödvändigtvis drabbas av fler störningar.

²⁰ Notera att fältet för p-värde här innehåller standardavvikelsen för skattningen av överspridningsparametern

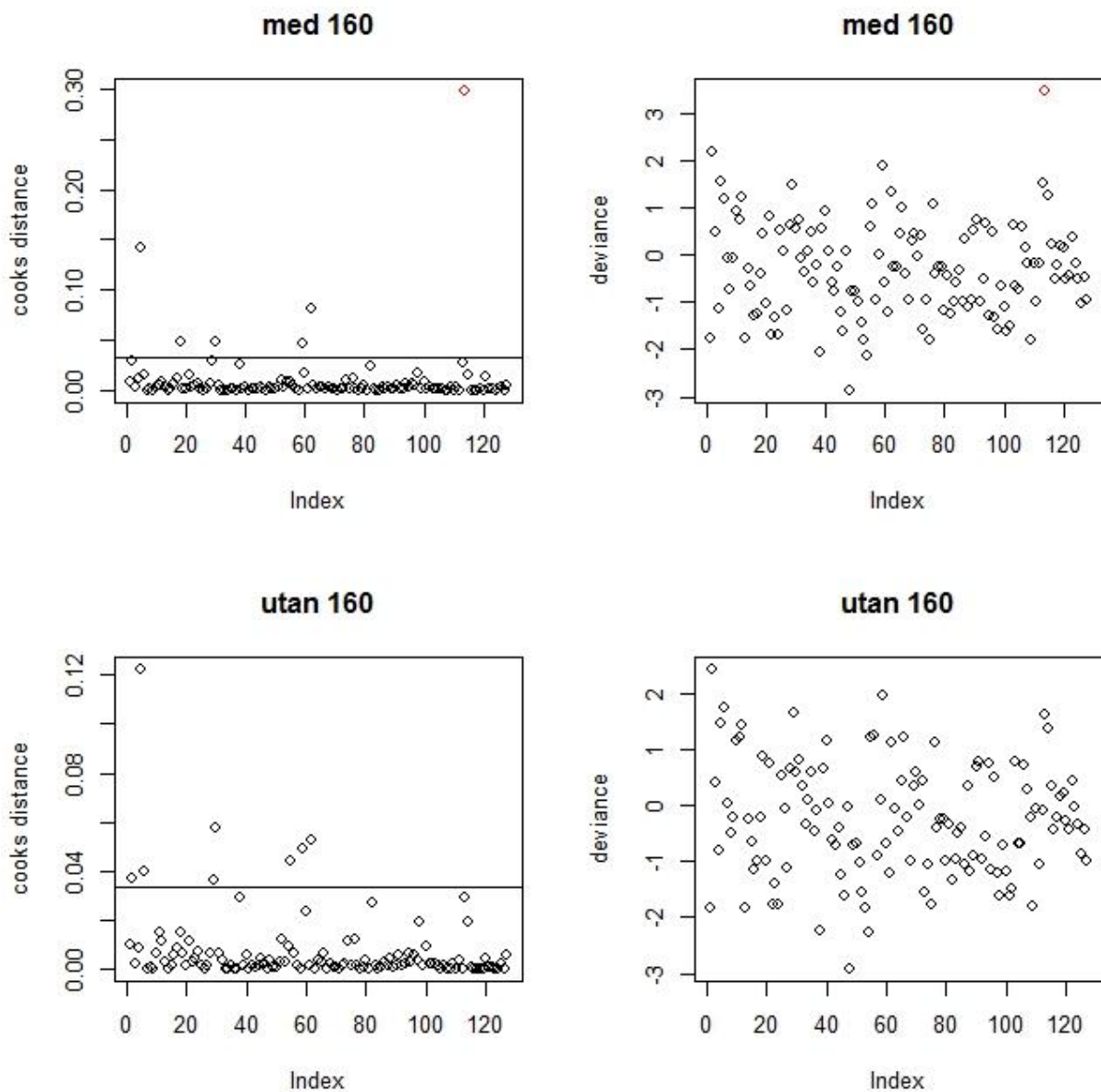


Figur 17 - Sannolikhetsgraf över devianceresidualerna till negativ binomial GLM samt devianceresidualerna för modellens kurvanpassade värden. Båda graferna är framtagna för modellen med OT361.

Sammanfattningsvis kan man konstatera att modellen antyder att besiktningsområden utan anmärkningar i regel kommer att ha noll störningsförekomster och att det förväntade antalet störningar växer då X_{10} , det vill säga då antalet besiktningsanmärkningar rörande bottenvegetation stiger.

7.3.2 Fall 2 - andel luftledning som offsetterm

Sex möjliga outliers kunde identifieras med tumregeln för Cooks avstånd varav en särskilde sig från resterande punkter, se figur 18 där fördelningsstation med beteckning 160 har ett betydligt högre värde för Cooks avstånd än resterande punkter. 160 kan även särskiljas i devianceresidualgrafen där dess värde är närmare tre.



Figur 18 - Föreställer grafer över Cooks avstånd med linje för tumregel och residualer för bedömning av outliers där den röda punkten är representerar 160.

Beteckningen 160 representerade besiktningsområdet för fördelningsstation 160 i Stjern i Hagfors kommun och presenteras närmare i tabell 10.

Tabell 10 - Tabell över datauppsättningen för 160

Koncessionsområde	Märkspänning	Y _A	L/T	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	X ₁₄
32	12	45	0,37	0	1	0	0	0	0	0

Besiktningsområdet för 160 har, vilket kan ses i tabell 10, anmärkningsvärt många störningar jämfört med andra besiktningsområden varav 35 registrerats som åter-inkopplingar och 10 längre störningsförekomster. Dessutom har området bara en besiktningsanmärkning vilket är litet i jämförelse med andra besiktningsområden med störningsförekomster över medel. Därför testades modellen både med och utan besiktningsområdet för 160.

För modellen där 160 inkluderades var överspridningsparametern 1,349 och 1,522 där 160 exkluderades. De förenklade modellerna presenteras i tabell 11.

Tabell 11 - regressionsvariabler för förenklade negativ binomial GLM med andel luftledning som offsetterm

Med 160		X ₀	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	X ₁₄	²¹
	β	0,7898	-	-	0,1498	-	0,3925	0,0645	-	1,321
	p-värde	<0,0001	-	-	0,0321	-	0,1158	0,0669	-	s=0,177
Utan 160										
	β	0,7388	-	-0,3158	0,1963	-	0,5148	0,0774	-	1,479
	p-värde	<0,0001	-	0,0365	0,0046	-	0,0322	0,0240	-	s=0,206
	β	0,7113	-	-	0,1626	-	0,4437	0,07451	-	1,430
	p-värde	<0,0001	-	-	0,0158	-	0,0658	0,0284	-	0,197

För de slutgiltiga modellerna var deviancen från noll 154 med 127 frihetsgrader med besiktningsområde 160 och 158 med 126 frihetsgrader för den slutgiltiga modellen utan 160 (modell (c)).

Eftersom överspridningsparametern och dess standardavvikelse sjönk marginellt då även X₉ exkluderades ut modellen och en mindre komplex modell är eftersträvarvärd i regressionssammanhang blev den slutgiltiga modellen för negativ binomial GLM och andel luftledning som offsetterm

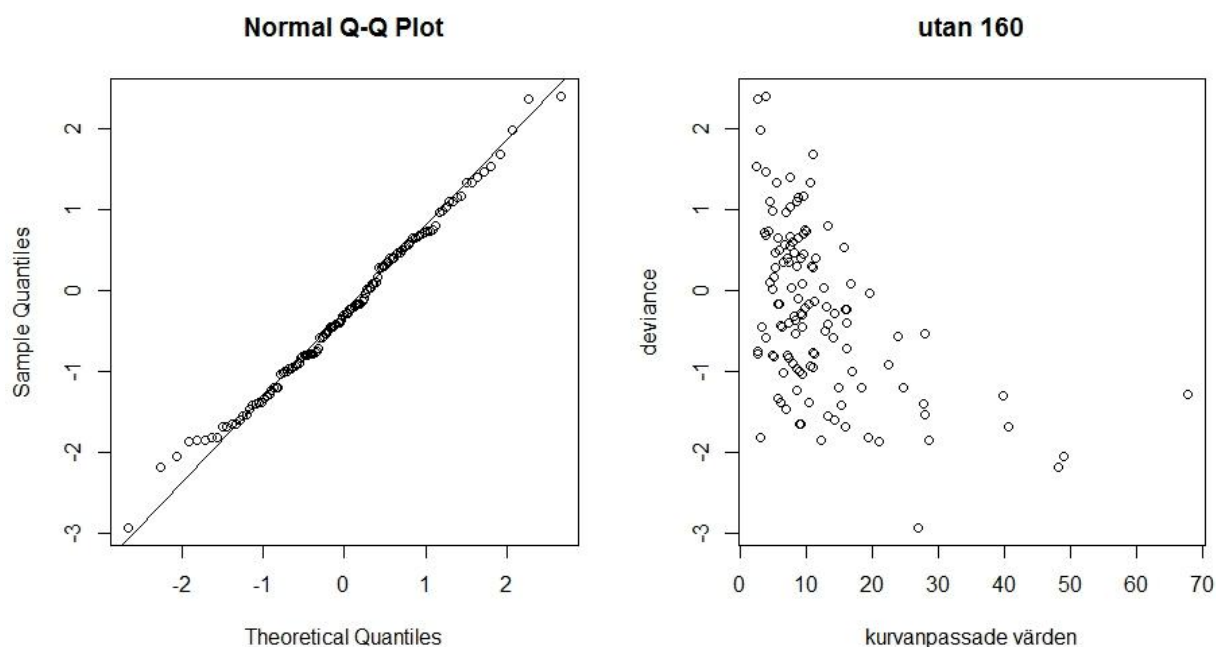
$$Y = e^{0,7113+0,1626 \cdot X_{10}+0,4437 \cdot X_{12}+0,07451 \cdot X_{13}} \quad (24)$$

med AIC 847,58.

Enligt residualanalysen, se figur 19, bör normalfördelning kunna antas även för deviance-residualerna till den slutgiltiga modellen för negativ binomial GLM med andel luftledning som offsetterm. Detta med restriktion för antydning till avvikelser för stora och små devianceresidualer (notera svansarna i sannolikhetsfördelningsgrafen). Vid granskning av hur devianceresidualerna förhåller sig till de modellenpassade värdena kan en liknade trend ses som då total ledningslängd användes som offsetterm, dock med högre väntevärden för

²¹ Notera att fältet för p-värde här innehåller standardavvikelsen för skattningen av överspridningsparametern

den beroende variabeln. De högre väntevärdena kan sannolikt, åtminstone delvis förklaras med skillnaderna i offsettermernas storleksgrad mellan fall 1 och 2.



Figur 19 - Sannolikhetsgraf över devianceresidualerna till negativ binomial GLM samt devianceresidualerna för modellens modellanpassade värden. Båda graferna är framtagna för modellen med 160

Sammanfattningsvis kan det konstateras att modellen antyder att ett positivt antal störningar kan förväntas för varje besiktningsområde och att antalet störningsförekomster förvänas stiga i samband med att fler besiktningsanmärkningar beträffande bottenvegetation, kanträd och hackspettsbon påvisas.

7.4 Jämförelse av modeller

7.4.1 Fall 1 - total ledningslängd som offsetterm

Det kan konstateras att de lognormala linjärmodellerna genererade betydligt lägre AIC än negativa binomial GLM vilket antyder att dessa modeller beskriver datauppsättningen bättre. För att AIC ska kunna användas bör emellertid datauppsättningarna vara desamma och därför är jämförelsen bara relevant för modellerna med total ledningslängd om offsetterm eftersom samma outlierobjekt uteslöts (OT361). Det kan därför konstateras att den lognormala modellen passar datauppsättningen bättre än negativ binomial GLM. Detta kan anas då figur 13 och figur 17 jämförs. En möjlig förklaring till detta är att antagandet om konstant varians hos den beroende variabeln var felaktigt. Alternativt kan det förklaras med att alla faktorer som påverkar antalet störningar inte tagits hänsyn till i modellen. Till exempel tar inte de två modellerna med total ledningsmeter som offsetterm hänsyn till hur mycket luftledning som finns i besiktningsområdet.

Trots att den lognormala modellen med total ledningslängd som offsetterm kan förklara variationer i datauppsättningen bäst behöver den inte vara den bästa modellen. Detta beror bland annat på att den beroende variabeln är det logtransformerade antalet störningar och att nollförekomster hanterats genom att addera ett till alla element i den beroende variabeln. Därigenom kan modellen bara ge en fingervisning om förväntade störningstrender i samband med besiktningsanmärkningar. Negativ binomial GLM har däremot teoretiskt sett möjlighet att förutsäga mer exakta värden, förutsatt att modellen kan modellanpassas på ett robust sätt. Dessutom antyder den lognormala modellen att ett samband mellan besiktningsanmärkningar och störningsförekomster inte kan påvisas och att fler övriga besiktningsanmärkningar bidrar till färre störningsförekomster trots att fler rimligtvis borde kunna förväntas.

7.4.2 Fall 2 - andel luftledning som offsetterm

Vid jämförande av de slutgiltiga modellerna med andel luftledning som offsetterm bör alltså AIC inte användas då datauppsättningarna skiljer sig från varandra. Jämförandet av modellerna utgår istället från figur 15 och figur 19. I bild två i figur 15 kan man som nämndes ovan urskilja en tydlig trend där residualerna är positiva för små predikterade värden på den beroende variabeln och negativa för större predikterade värden på den beroende variabeln. Detta tyder på att modellen inte beskriver data på ett bra sätt. Inte heller negativ binomial GLM kan anses vara en perfekt modell. De mönster som kan urskiljas för negativ binomial GLM är att deviancen från modellanpassade värden är negativ för stora väntevärden av den beroende variabeln vilket tyder på att modellen predikterar för många störningar för besiktningsområden med många besiktningsanmärkningar. Detta kan eventuellt tolkas som att det inte är besiktningsanmärkningarna i sig som genererar fler störningar utan snarare lokala omständigheter där anmärkningarna uppstår. Det kan konstateras att resultaten för de två modellerna med andel luftledning som offsetterm genererade liknade modeller och att det utifrån presenterad information inte går att avgöra vilken av de två modellerna som bäst representerar datauppsättningen. Båda modellerna indikerar emellertid ett samband mellan antal störningsförekomster samt de förklarande variabler som indikerar att en ledningssträcka går genom ett skogsområde.

7.4.3 Jämförelse av fall 1 och 2

Överlag kan det konstateras att modellerna med total ledningslängd som offsetterm beskrev variationer i datauppsättningen bättre än modellerna med andel luftledning som offsetterm. Det kan även konstateras att väntevärdet för den beroende variabeln var lägre för modellerna med total ledningslängd som offsetterm, det vill säga ett lägre antal störningar förväntades. Trots att detta antyder att dessa modeller passar datauppsättningen bäst kan det diskuteras huruvida modellerna är relevanta eftersom de besiktningsanmärkningar som undersökts i denna studie endast har registrerats till luftledningar. Detta kan eventuellt förklara det låga antalet signifikanta besiktningsanmärkningar för dessa modeller eftersom den stora majoriteten av alla undersökta besiktningsområden innehåller mer kabel än luftledning och då huvudsakligen jordkabel.

Det kan fastställas att samtliga modeller har residualer vars absolutbelopp är tillfredställande små för att de anpassade modellerna ska kunna anses representera datauppsättningen någorlunda väl. Det huvudsakliga problemet med de anpassade modellerna

är alltså inte residualernas storlek eller fördelning utan att modellerna helt enkelt inte kan hantera stora variationer i datauppsättningen. Det kan finnas fler olika förklaringar till detta såsom att det inte finns något direkt samband mellan besiktningsanmärkningar och störningsförekomster, att en felaktig sannolikhetsfördelning antagits för den beroende variabeln eller att modellen helt enkelt inte kan antas vara linjär respektive linjär i prediktorena. Dessutom förekommer få objekt med många störningar respektive många anmärkningar vilket påverkar modellenpassningen. Detta är särskilt tydligt i de negativa binomial GLM där tydliga avvikelser kan urskiljas för det förväntade antalet störningar för beskattningsområden med fler anmärkningar. I fall två för negativ binomial GLM kan mönster även urskiljas där för få störningar predikteras för objekt med ett lägre antal besiktningsanmärkningar, se figur 19. Bortsett från detta beskriver negativ binomial GLM data-uppsättningen på ett tillfredställande sätt, framförallt i fall ett men även i två.

Vid jämförande av antagandena om lognormal- respektive negativ binomialfördelning kan man notera att de modeller som anpassats med negativ binomial GLM genererade linkande modeller oavsett vilken offsetterm som användes. Detta tyder på att antagandet som negativ binomialfördelning av den beroendevariabeln var ett mer robust antagande än det om den lognormala fördelningen.

7.4.4 Avsnittssammanfattning

Ingen av de testade modellerna kan utifrån analysen förväntas förutsäga exakta resultat därigenom kan samband endast antydas. Diagnostiskt sett är det svårt att uttala sig om vilken modell som kan anses vara den bästa. Därför kommer nedan följande diskussion att utgå ifrån likheter och skillnader mellan de undersökta modellerna.

8 Diskussion

De besiktningsanmärkningar som befanns vara mest relevanta i alla modeller, utom den lognormala där antalet störningar viktades med total ledningslängd, var de förklarande variablerna för bottenvegetation, hackspettsskador och kanträd. Samtliga av dessa befanns vara signifikanta då andel luftledning användes som vikt för antalet störningsförekomster. Det samband som antyds existera mellan besiktningsanmärkningar och störningsförekomster skulle emellertid kunna beror av en tredje faktor som både påverkar antalet störningar och besiktningsanmärkningar, till exempel vilken terräng ledningen är belägen i. Detta är inte ett orimligt antagande med avseende på att de besiktningsanmärkningar som befanns vara mest signifikanta i samtliga fall, bortsett från fall ett för den lognormala modellen, var anmärkningar rörande växtlighet och djurliv vilket i sin tur antyder att både antalet störningar och besiktningsanmärkningar stiger då en luftledning dras genom ett skogsområde.

Signifikanta och relevanta samband kunde inte påvisas mellan störningar och resterande kategorier av besiktningsanmärkningar. Detta antyder att förekomsten av dessa besiktningsanmärkningar inte påverkar antalet störningsförekomster. Avsaknaden på antydan till samband kan delvis förklaras med komponenternas karaktär. Isolatorer är till exempel överdimensionerade och allvarliga skador på dessa registreras som teor och åtgärdas omgående. Den mest akuta anmärkningen i klass två för stolpar är åskskador och dessa åtgärdas i regel snabbare än vanliga klass två anmärkningar. Att inget samband kunde

påvisas mellan störningsförekomster och områden som genomgår underhållsbesiktning antyder att tiden mellan underhåll och underhållsbesiktning inte bidrar till ökade störningsförekomsterna. Detta skulle kunna tolkas som att intervallen mellan underhållsbesiktningar, enligt den här studien, kan antas vara tillräckligt korta för att upprätthålla god leveranssäkerhet på mellanspänningsnätet som ägs av Fortum i Värmland och på Väst-kusten.

Resultatet skulle eventuellt även kunna tolkas som att den graderingsskala som används för besiktningsanmärkningar på Fortum är tillräckligt bra. Detta med tanke på att underhålls-åtgärder till stor del planeras med utgångspunkt i besiktningsprotokoll, och då huvudsakligen underhållsbesiktningsprotokoll. Det faktum att inga tydliga tendenser till samband mellan störningar och besiktningsanmärkningar kunde påvisas antyder att anmärkningar i klass två antingen inte bidrar till fler störningsförekomster eller alternativt att underhåll planeras innan anmärkningarna börjar utgöra en risk för leveranssäkerheten. Detta trots att en del av de fel som graderas i klass två internt på Fortum graderas som både mer och mindre akuta enligt EBR standarder.

Det bör påpekas att studien inte tar hänsyn till hur gamla anmärkningar i klass två är. Det påpekas t.ex. av underhållsplanerare Bergsman att alla fel i klass två inte åtgärdas innan nästa driftbesiktning. Det framgår heller inte av studien om fel i klass två åtgärdas i tid eller om de utvecklas till fel i klass tre till nästa års driftbesiktning. De enda slutsatser som kan dras berör därigenom samband mellan antal identifierade besiktningsanmärkningar i klass två och antalet störningsförekomster i besiktningsområdet under ett givet besiktningsår, i detta fall 2012.

Slutligen kan studiens generaliserbarhet ifrågasättas då datauppsättningen endast utgörs av ett års dokumentation. Vidare har endast elnätet i Värmland och på Västkusten som ägs av Fortum undersökts och därigenom kan resultatet endast antas gälla för detta nät. Dessutom ligger informationen som insamlats på Fortum till grund för merparten av de slutsatser som dras. Själva tillvägagångssättet för studien bör emellertid kunna appliceras på andra likartade datauppsättningar.

8.1 Felkällor

De felkällor som kan ha påverkat utfallet av studie härrör huvudsakligen från den mänskliga faktorn. Då datauppsättningen sammanställts manuellt kan mindre avvikelser från ursprungsdata ha uppkommit. Data över ledningslängd kan inte antas vara exakt då den är uppmätt i PG och inte i verkligheten. Dessutom förekommer brister i dokumentationen i PG som kan ha medfört att samtliga ledningar inte funnits registrerade. Detta bör emellertid enbart ha medfört mindre felaktigheter då PG enbart använts för att beräkna ledningslängder som sedan använts för viktning av störningsförekomster. Därför bör mindre felaktigheter i registerad ledningslängd inte ha haft någon större inverkan på resultatet.

Ifråga om besiktningsanmärkningar bör det noteras att samtliga anmärkningar samlats in genom visuell besiktning och att även en erfaren besiktningsman kan missa mindre problem såsom sprickor i isolatorer.

Den huvudsakliga felkällan i den här studien bedöms vara att antalet störningsförekomster registrerats till ledningar och fördelningsstationer och därigenom inte skiljer på luftledning och kabel. Det ultimata hade varit om störningar för luftledningar kunde särskiljas från resterande störningar så att samband till besiktningsanmärkningar därefter kunde undersöka med luftledningslängd som offsetterm.

9 Slutsats

Det kan slutligen konstateras att ingen av de testade modellerna passade datauppsättningen perfekt vilket medförde att samband endast kunde antydvas. Dessa samband tyder på att fler störningar kunde förväntas i besiktningsområden med anmärkningar relaterade till skog och djurliv. Detta behöver inte indikera att anmärkningarna bidrar till fler störningar utan förklaras sannolikt snarare med att ledningssträckor i skogsområden är mer störningsbenägna.

Inga andra signifikanta eller rimliga samband kunde påvisas mellan antal störningsförekomster och resterande besiktningsanmärkningskategorier. Detta tyder på att avvikelserna mellan den skala som används internt för gradering av felkoder och EBR standard inte har någon inverkan på leveranssäkerheten. Vidare antyds att besiktningsområden som genomgår underhållsbesiktning inte kan förväntas ha ett högre antal störningsförekomster än besiktningsområden som driftbesiktigas. Detta tyder på att tiden mellan senaste genomförda planerade underhåll till nästa underhållsbesiktning är tillräckligt lång för att leveranssäkerheten inte ska påverkas.

Slutsatsen blir därigenom att antingen är felavhjälplingen av anmärkningar i klass två under ett givet besiktningsår tillräckligt bra för att trygga leveranssäkerheten eller så finns det inget samband mellan antal störningsförekomster och anmärkningar i klass två.

Resultatet av studien antyder således att anmärkningar i klass två från flygbesiktningar med visuell besiktning under ett givet år inte bör användas som beslutsunderlag för re-investeringar och underhåll ur ett kortsiktigt perspektiv.

9.1 Frågeställningar

- *Vilka bestämmelser gäller för utformning, underhåll och besiktning av luftledningar?*

De lagar, regler och praxis som reglerar kontroll av luftledningar fokusera främst på utformningen av ledningarna. De ska vara utformade för att undvika person- och egendomsskador, men och för att trygga leveranssäkerheten. Detaljerade anvisningar för besiktning och utformning av luftledningar utformas av EBR.

Driftbesiktningar ska genomföras årligen av starkströmsluftledningar. Problem som upptäcks ska graderas enligt den tregradiga skalan som utformats av EBR.

Besiktningsprotokoll och åtgärder ska enligt föreskrifter dokumenteras och kunna redovisas för myndigheter på begäran.

- *Hur appliceras detta på Fortum Distribution AB?*

På Fortum genomförs driftbesiktningar årligen, oftast med visuell helikopterbesiktning, och eventuella problem graderas efter en intern tregradig skala.

- *Hur ser dokumentation ut för Fortum Distribution AB?*
 - *Elnätet*
Regionnätet finns dokumenterat i Maximo och delvis i PG medan lokalnätet endast finns dokumenterat i PG
 - *Störningsförekomster*
Finns dokumenterat i Succel med komplementär geografisk information i PoDis
 - *Besiktningsanmärkningar*
Fel i klass ett och två dokumenteras i PDF-format under besiktning med Linsen och fel i klass tre registreras i Succel och PoDis med GPS-telefon. Åtgärder som planerats kan finnas registrerade i PCS om AMD har ansvaret. Eventuellt kan arbetsorder eller driftorder spåras då NO hanterat felavhjälpningen.
- *Kan samband mellan störningsförekomster och besiktningsanmärkningar påvisas?*
Samband kan antydvas för besiktningsanmärkningar relaterade till växt- och djurliv. Detta med reservation för att sambandet kan bero på yttre gemensamma omständigheter som inte omfattas av regressionsanalysen, till exempel inom vilken terräng ledningen är belägen. I övrigt kunde inga signifikanta samband påvisas med 95% sannolikhet.

9.2 Förslag på fortsatta studier

På Fortum, liksom hos andra aktörer i branschen, ligger fokus vid driftsbesiktningar på att säkerställa att starkströmsanläggningar är utförda på ett föreskriftsenligt vis. Det finns emellertid fler möjligheter att utnyttja besiktningarna för att samla in mer relevant information som kan användas i andra mer långsiktiga syften. Idag pågår till exempel forskning rörande olika former av fotografering av landningssträckor och det finns entreprenörer som erbjuder dessa tjänster till för distributionsföretag (Jansson 2013). Innan en sådan tjänst beställs av Fortum bör emellertid nyttan och möjliga användningsområden för informationen undersökas vilket skulle kunna vara ett förslag på en fortsatt studie.

Under studien har det framkommit att NO har kunskap om felande komponenter och har för avdelningen interna system för att byta ut dessa komponenter. Idag har situationen uppstått där varken AMD eller NO vet vilka komponenter som blivit ersatta. Förloppet har pågått under en längre tid och flera driftbesiktningar har genomförts av berörda ledningssträckor utan att besiktningsmannen ombetts notera vilka komponenter som är utbytta. Således borde driftsbesiktningarna kunna utnyttjas för att samla in mer användbar information utöver akuta och icke föreskriftsenliga problem. Vidare antyder studien att kommunikationen samt informationsutbytet mellan NO och AMD bör kunna förbättras, framförallt rörande regionnätet. Därför vore en studie av hur informationsutbytet mellan AMD och NO ser ut och kan utvecklas en intressant fortsatt studie.

En tredje intressant studie skulle ta sin utgångspunkt i flera års besiktningsdata för att utreda hur besiktningsanmärkningar uppstår och utvecklas med tiden. Detta skulle till exempel kunna undersökas med en Markovanalys av hur lång tid det tar för ett fel i klass två att bli ett fel i klass tre eller om fel i klass två åtgärdas innan de utvecklas till klass tre.

Det skulle även vara intressant med en utredning av vilka av de undersökningar som presenterats i litteraturstudien som kan genomföras på Fortum och vilka resultat som skulle uppnås. Med avseende på besiktningsanmärkningarnas påverkan på störningsfrekvenserna skulle en variant av Brown et al.: s studie vara särskilt intressant. Detta eftersom Browns studie presenterar en metod för att förklara och hantera objekt med höga värden i förhållande till andra objekt i modellen vilket var ett av problemen med modellerna i den här studien.

10 Referenser

10.1 Elektroniska

Elsäkerhetsverket (2013a), *Lag och rätt*, Per Hellström, Tillgänglig: www.elsakerhetsverket.se [Hämtad 2013-09-1]

Elsäkerhetsverket (2012), *Föreskrifter*, Per Hellström, Tillgänglig: www.elsakerhetsverket.se [Hämtad 2013-09-17]

Elsäkerhetsverket (2013b), *Rådsförfordningar och direktiv*, Per Hellström, Tillgänglig: www.elsakerhetsverket.se [Hämtad 2013-09-17]

Elsäkerhetsverket (2011), *Lättläst*, Per Hellström, Tillgänglig: www.elsakerhetsverket.se [Hämtad 2013-10-07]

E.ON (2013), *Så här funkar elnätet*, Tillgänglig: www.eon.se [Hämtad 2013-09-19]

Fortum *Fortums Verksamhet*, Tillgänglig: www.Fortum.com/countries/se [Hämtad 2013-09-30]

Svensk Energi (2012), *elnätet*, Tillgänglig: www.svenskenergi.se [Hämtad 2013-09-19]

Svenska kraftnät (2008), *Ordlista*, Birger Fält, Tillgänglig: www.svk.se [Hämtad 2013-09-20]

10.2 Litteratur

Aggarwal R.K., Johns A. T., Jayasinghe J.A.S.B., Su W. (2000). *An Overview of the condition monitoring of overhead lines*, Electric Power System Research, 53 s. 15-22

Agresti A. (2013) *Categorical Data Analysis*, 3e upplagan, John Wiley & Sons, Hoboken

Balijepalli N., Venkata S. S., Christie R. D. (2004) "Modeling and Analysis of Distribution Reliability Indices", *IEEE transactions on power delivery*, vol.19, no.4, s. 1950-1955

Bollen M. (2010), *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem* Energimarknadsinspektionen, R2010:18, Eskilstuna

Brown R. E., Frimpong G., Willis H. L. (2004) "Failure Rate Modeling Using Equipment Inspection Data", *IEEE transactions on power systems*, vol.19, no. 2, s. 782-787

Cameron A.C., Trivedi P.K. (2013) *Regression Analysis of Count Data*, 2a upplagan, Cambridge University Press, New York

Earp G. (2005), *Condition Based Risk Assessment of Electricity Towers Using High Resolution Images from a Helicopter*, 18th International Conference on Electricity Distribution, juni 2005 Turin

- Guikema S.D., Davidson R.A., Haibin L. (2006) "Statistical Models of the Effects of Tree Trimming on Power System Outage", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.21, no.3, s. 1549-1557
- Hildenwall B., Westberg S.-B. (1999) *Åldring av Luftledningsmateriel - Analys av förutsättningarna för prediktion av återstående livslängd*, Elforsk rapport 99:14, Stockholm
- Jones D. (2005 Nov) *Power Line Inspection – an UVA concept*, The IEE Forum on Autonomous Systems 2005, The IEE Forum on (Ref. No. 2005/11271)
- Kuntz P. A., Christie R. D., Venkata S. S. (2001) "A Reliability Centered Optimal Visual Inspection Model for Distribution Feeders", *IEEE transactions on power delivery*, vol. 16, no. 4, s. 718-723
- Lindsey J. K. (2000) *Applying Generalized Linear Models*, 3e upplagan, Springer, New York
- McCulloch C.E. Searle S.R., Neuhaus J.M. (2008) *Generalized, Linear, and Mixed Models*, 2a upplagan, John Wiley & Sons, Hoboken
- Radmer D. T., Kuntz P. A., Christie R. D., Venkata S. S., Fletcher R. H. (2002) "Predicting Vegetation-Related Failure Rates for Overhead Distribution Feeders", *IEEE transactions on power delivery*, vol. 17, no. 4, s. 1170-1175
- Retterath B., Venkata S. S. Chowdhury A.A., (2005) "Impact of time-varying failure rates on distribution reliability", *Elsevier Electrical Power and Energy Systems*, no. 27, s. 682-688
- Wahlin K. (2011) *Tillämpad statistisk - en grundkurs*, Bonnier Utbildning AB, Stockholm

10.3 Personlig korrespondens

- Back A-K.(2013), Investeringsprojektledare, Regionnät Stockholm, AMD, Fortum Distribution, *Samtal med A-K. Back*, 2013-10-10, Stockholm
- Bergsman J-E. & Sköld D. (2013) Underhållsplanerare, Regionnät Värmland-Skaraborg, AMD, Fortum Distribution, *Telefonintervju med D. Sköld och J-E. Bergsman*, 2013-10-11
- Bergsman J-E. (2013a) Underhållsplanerare, Regionnät Värmland-Skaraborg, AMD, Fortum Distribution, *Samtal med J-E. Bergsman*, 2013-09-25, Karlstad
- Bergsman J-E. (2013b) Underhållsplanerare, Regionnät, AMD, Fortum Distribution, *mejlkorrespondens med J-E Bergsman*, 2013-09-27
- Bergsman J-E. (2013c) Underhållsplanerare, Regionnät, AMD, Fortum Distribution, *chattkonversation med J-E. Bergsman*, 2013-09-26
- Jansson S. (2013) Områdesansvarig, Överföring och Distribution, Elforsk, *intervju med S. Jansson*, 2013-10-08, Stockholm

- Johansson B. (2013a) Underhållsplanerare, Lokalnät Stockholm, AMD, Fortum Distribution, *Intervju med B. Johansson*, 2013-10-08, Stockholm
- Johansson P. (2013b) Datakvalitetsansvarig PowerGrid, Lokalnät, AMD, Fortum Distribution, *Mejlkorrespondens med P. Johansson*, 2013-09-26
- Lundberg F. (2013) Underhållsansvarig, Regionnät Stockholm, AMD, Fortum Distribution, *intervju med F Lundberg*, 2013-10-09, Stockholm
- Mattsson R. (2013) Besiktningsman, Infratek, *Intervju med R. Mattsson*, 2013-09-25, Karlstad
- Olsson J-O. (2013b) NO, Fortum Distribution, *intervju med J-O. Olsson*, 2013-09-24, Karlstad
- Olsson O. (2013a) Systemadministratör Maximo, Regionnät, AMD, Fortum Distribution, *Telefonintervju med O. Olsson*, 2013-10-07, Stockholm
- Persson I. (2013) ordförande, EBR, Svensk Energi, *Telefonintervju med I. Persson*, 2013-10-11
- Wettergren C. (2013) Systemadministratör PowerGrid, Lokalnät, AMD, Fortum Distribution, *Intervju med C. Wettergren*, 2013-09-24, Karlstad

Appendix A - Respondenter

Jan-Olof Olsson (2013b) arbetar på Fortum Distributions driftcentral, huvudsakligen med krisprojekt, störstörningar och med störningsstatistik.

Christer Wettergren (2013) arbetar som systemadministratör för PowerGrid (PG) på Fortum distribution.

John-Erik Bergsman är underhållsplanerare för Fortum Distributions regionnätluftledningar i region Värmland- Skaraborg.

Daniel Sköld är underhållsplanerare för Fortum Distributions regionnätstationer i region Värmland- Skaraborg.

Patrik Johansson (2013b) arbetar som GIS/Dokumentationsansvarig på Lokalnät och datakvalitetsansvarig för PowerGrid.

Roger Mattsson (2013) är besiktningsman på Infratek och är den som genomför driftbesiktningarna åt Fortum Distribution.

Olov Olsson (2013a) arbetar som AMD: s systemadministratör för koncernsystemet Maximo.

Sven Jansson (2013) är områdesansvarig för Överföring och Distribution på Elforsk.

Bertil Johansson (2013a) arbetar som underhållsplanerare för Stockholms lokalnät.

Anna-Karin Back (2013) är projektledare för investeringar för Stockholms regionnät.

Ingemar Persson (2013) har arbetat inom elnätsbranschen sedan 1976 och har stor erfarenhet och kunskap om elnätet Idag är han VD för ett dotterbolag till Fortum (Blåsjö nät AB), ordförande för EBR och anställd av Fortum Distribution Stab som teknisk rådgivare.