

Tillståndskontroll av trippelextruderade PEX- kablar för 12 och 24 kV

**Rapport från norsk/svenskt
samarbetsprojekt 2002-2004**

Elforsk rapport 04:39

Tillståndskontroll av trippelextruderade PEX- kablar för 12 och 24 kV

**Rapport från norsk/svenskt
samarbetsprojekt 2002-2004**

Jan Tore Benjaminsen
Ulf Grape
Björn Holmgren
Sverre Hvidsten
Jonas Wetterström

November
2004

Tillståndskontroll av trippelextruderade PEX- kablar för 12 och 24 kV

**Rapport från norsk/svenskt
samarbetsprojekt 2002-2004**

Jan Tore Benjaminsen, SINTEF Energiforskning AS
Ulf Grape, Vattenfall Utveckling AB
Björn Holmgren, ABB AB, Corporate Research
Sverre Hvidsten, SINTEF Energiforskning AS
Jonas Wetterström, Vattenfall Utveckling AB

Förord

Ett antal projekt inom området diagnostik av mellanspänningskablar har drivits i Elforsks och/eller EBL Kompetanses regi genom åren. Den första generationens PEX-kabelförband från 1970-talet har visat sig ha en svag konstruktion av det yttre ledande skiktet mellan PEX-isoleringen och skärmen. Vattenträd, som är en försvagning av isolationsförmågan, uppstår i PEX-isolationen. Kriterierna för diagnostiken av 70-tals PEX-kabeln har utvecklats och är relativt säkra. Andra projekt angående diagnostik av tripplextruderade PEX-kablar med strippbar yttre halvledare från 80-talet som nyligen avslutats visar att dessa kablar har en annan karaktär. Projekten visar också att 80-talets kablar inte utan vidare kan bedömas efter de kriterier som togs fram för 70-talets PEX-kablar.

Målet i detta projekt är att få fram mer kunskap och underlag för diagnos av 80-talets PEX-kabelanläggningar för att möjliggöra en säkrare diagnostik än idag. Nya kriterier för 80-talskabeln måste därför tas fram för att det skall bli möjligt att kunna bedöma elektrisk hållfasthet säkrare och därefter kunna uppskatta återstående livslängd. En mer långsiktig vision är att ”on-line” diagnostik av PEX-kabel i framtiden skall bli en realitet i nätföretagen.

Med mer kunskap kring de olika diagnostikerna och de olika material som mellanspänningskablar innehåller och med mer erfarenhet från resultat av förstörande prov, kommer mättekniken i fält att bli allt säkrare. Detta minskar osäkerheten om vilka kabelförband som ligger i riskzonen och ökar kunskapen om hur mätresultaten från fältmätningarna skall tolkas. Nya bedömningskriterier ger säkrare resultat.

Den stora besparingen för nätföretagen är, förutom kabelkostnaden, att undvika onödiga eller oförutsedda schaktnings- och återställningsarbeten. Kan en mätning ge säkert besked finns stora ekonomiska vinster att göras för nätföretagen.

Projektet som startades 2002 har genomförts som ett samarbete mellan Elforsk AB och EBL Kompetanse AS och med gemensam projektledning och två utförandeprojekt i vardera Norge och Sverige.

Den norska delen av projektet har delvis blivit finansierat med direkta bidrag från en del norska nätföretag och kabelfabrikanter/utrustningsleverantörer som en del av huvudprojektet ”Kabelteknologi og utfordringer” och delvis genom stöd från Norges Forskningsråd. Dessutom har en del nätföretag bidragit i projektet med att ställa kablar till förfogande.

Finansiering av den svenska delen av projektet har via Elforsk erhållits av följande 23 svenska nätföretag:

Borlänge Energi AB	Nacka Energi AB
Borås Energi Nät AB	Piteå Energi AB
C4 Elnät AB	Ringsjö Energi AB
Energiverken i Halmstad Elnät AB	Sandviken Energi Elnät AB
Eskilstuna Energi&Miljö AB	Skellefteå Kraft Elnät AB
Fortum Distribution	Sundsvall Energi Elnät AB
Gräninge Nät AB	Sydkraft Nät AB
Göteborgs Energi AB	Trollhättan Energi AB
Jämtkraft AB	Umeå Energi Elnät AB
Kommunal Teknik Trelleborg	Vattenfall Eldistribution AB
Lidköpings Elverk	Öresundskraft AB
Mälarenergi Elnät AB	

Projektsamarbetet mellan Norge och Sverige har varit en positiv erfarenhet. Genom en gemensam projektplan har resultaten direkt kunnat jämföras. Därmed har man fått nästan dubbelt så mycket forskning ut av finansieringen i förhållande till vad man hade fått om samarbetet inte hade existerat.

Den gemensamma styrgruppen för projektet bestod av följande personer:

Stefan Andersson	Sydkraft Nät AB
Kjell Oberger	Fortum Distribution
Tom Knudsen	Eidsiva Energi AS
Ulf Grape	Vattenfall Utveckling AB, projektledare
Jan Tore Benjaminsen	SINTEF Energiforskning AS, delprojektledare
Hallvard Faremo	SINTEF Energiforskning AS
Bjørnar Brattbakk	EBL Kompetanse AS
Sven Jansson	Elforsk AB,

Utförare utanför styrgruppen:

Sverre Hvidsten	SINTEF Energiforskning AS
Björn Holmgren	ABB AB, Corporate Research
Lars Adeen	Swedpower AB
Jonas Wetterström	Vattenfall Utveckling AB

Övriga associerade:

Hans Edin	KTH Elektrotekniska system
Ruslan Papazyay	KTH Elektrotekniska system

Oslo november 2004

Stockholm november 2004

Bjørnar Brattbakk
EBL Kompetanse AS

Sven Jansson
Elforsk AB

Sammanfattning

Diagnostikmetoder baserade på dielektrisk respons har använts kommersiellt för tillståndskontroll av PEX-kablar i närmare 10 år. Erfarenheter från laboratorie- och fältmätningar har visat att möjligheten att bedöma kabelns tillstånd korrekt är starkt beroende på dess konstruktion. 2:a generationens PEX-kablar med extruderat yttre ledande skikt har låg vattenträdstäthet, vilket försvårar tillståndskontrollen.

Ett norskt/svenskt samarbetsprojekt inleddes år 2002 i syfte att undersöka möjligheten att detektera långa men inte genomgående vattenträd i 2:a generationens mellanspannings PEX-kablar med dielektrisk spektroskopi. Fältmätningar har genomförts och kablar som bedömts ha långa vattenträd togs ur drift för vidare undersökning i laboratorium. I Sverige mättes 12 st kablar i fält och 6 kabelsektioner undersöktes i laboratorium. Motsvarande siffror för Norge är 28 respektive 5 st. Såväl ickedestruktiva mätningar med dielektrisk spektroskopi som destruktiva mätningar av genomslagspänning och vattenträdsanalys har genomförts. Projektet har bidragit till ökad kunskap om mätmetodens användbarhet för 2:a generationens PEX-kablar och har också identifierat en del sammanhängande problem, såsom skarvars inverkan på möjligheterna att detektera kabelisolationsfel. I rapporten föreslås fortsatt arbete för att få fram fullgoda diagnostikmetoder bl.a. innebärande kombinationer av metoder baserade på dielektrisk spektroskopi och lokaliseringsmätningar.

Från projektet kan följande huvudslutsatser dras:

Det är möjligt att detektera vattenträd i 2:a generationens PEX-kablar med den använda diagnostikmetoden. En avgörande förutsättning för detta är emellertid att vattenträden växer igenom hela isolationen.

Kablar med genomgående vattenträd kan ha en elektrisk hållfasthet mellan U_0 och $3U_0$ och den återstående livslängden kan variera avsevärt.

Resultatet indikerar att det finns en korrelation mellan spänningsnivån där övergång till läckström inträffar (icke-destruktiva mätningar) och genomslagsvärdet för kabeln (destruktiv mätning). Detta skulle kunna användas som ett bedömningskriterium för denna grupp av kablar, men mer forskning behövs för att bekräfta denna hypotes.

Tillståndskontroll med en mätspänning över driftspänning (U_0) kan i vissa fall vara nödvändig för att detektera genomgående vattenträd. I sådana fall kan en mätspänning upp till $2U_0$ vara nödvändig.

Med enstaka undantag visade det sig att 2:a generationens PEX-kablar var i bättre kondition än befarat, vilket givetvis är en fördel för elbranschen, men har inneburit en svårighet för projektet genom att det har varit svårt att få tag på relevanta provkablar. Emellertid har vattenträd observerats i flertalet av de undersökta kablarna, det vill säga en åldringsprocess är dokumenterad även för den nu aktuella kabelgenerationen.

Summary

Diagnostic methods based upon measurements of the dielectric response have been commercially used for condition assessment of XLPE cables for less than 10 years. Experiences from the laboratory and on-site measurements using different methods have shown that the possibilities to assess the cable conditions correctly are strongly dependent upon the cable design. Cables with extruded insulation screens have a low density of water trees, which makes diagnostic testing difficult.

A joint Norwegian Swedish project was started 2002 in order to examine the sensitivity of the AC dielectric response methods for condition assessment of XLPE cables with low density of vented water trees. Field measurements of AC dielectric response have been performed and cables with assumed long water trees were taken from service and examined in the laboratory. Both non-destructive measurements of the dielectric response and destructive measurements of breakdown voltage and water tree analysis were performed.

From the Project the following main conclusions can be drawn:

Generally the overall cable condition is better than expected for the second generation XLPE medium voltage cables. However, water trees are found in most of the selected cables.

The diagnostic method based on measurement of the dielectric response can only detect water tree degradation in 2nd generation cables (on-site) when the water trees grow through the insulation wall.

Condition assessment above service stress (U_0) can in some cases be required to detect bridging water trees. Voltages up to $2U_0$ can in some cases be necessary. Cables with bridging water trees can have breakdown voltages ranging from U_0 to about $3U_0$.

The results indicate that there is a correlation between the voltage level where the transition to 'leakage' occur (non-destructive measurements) and the breakdown voltage of the cable (destructive measurements). This can be used as a diagnostic criterion for this group of cables. However, more work is needed to confirm this hypothesis.

Innehållsförteckning

1	INLEDNING.....	1
2	INTRODUKTION.....	2
2.1	KABELKONSTRUKTION.....	2
2.2	VATTENTRÄD.....	3
3	GEMENSAMT NORSK/SVENSKT FORSKNINGSPROJEKT.....	6
3.1	MÅL.....	6
3.2	UTFÖRANDE.....	6
3.2.1	Fältmätningar.....	6
3.2.2	Laboratorieundersökningar.....	7
4	MÄTMETODER.....	8
4.1	ICKE-DESTRUKTIVA METODER.....	8
4.1.1	Mantelresistans.....	8
4.1.2	Isolationsresistans.....	8
4.1.3	Dielektrisk spektroskopi.....	8
4.2	DESTRUKTIVA METODER.....	9
4.2.1	Elektriskt genomslagsprov.....	9
4.2.2	Vattenträdsanalys.....	10
5	MÄTOBJEKT.....	11
5.1	BESKRIVNING AV KABLAR UPPMÄTTA I SVERIGE.....	11
5.2	BESKRIVELSE AV KABLER MÅLT I NORGE.....	12
6	RESULTAT AV MÄTNINGAR I SVERIGE.....	14
6.1	ICKE-DESTRUKTIVA FÄLT-/LABORATORIEMÄTNINGAR.....	14
6.1.1	Kabel 1, 24 kV.....	14
6.1.2	Kabel 2, 12 kV.....	16
6.1.3	Kabel 3, 12 kV.....	17
6.1.4	Kabel 4, 12 kV.....	18
6.1.5	Kabel 5, 24 kV.....	19
6.1.6	Kabel 6, 12 kV.....	20
6.1.7	Mantel och isolationsresistansmätningar i fält.....	22
6.2	DESTRUKTIVA MÄTNINGAR.....	23
6.2.1	Genomslagsprov.....	23
6.2.2	Vattenträdsanalys.....	23
6.2.2.1	Kabel 1, 24 kV.....	25
6.2.2.2	Kabel 2, 12 kV.....	25
6.2.2.3	Kabel 3, 12 kV.....	25
6.2.2.4	Kabel 4, 12 kV.....	25
6.2.2.5	Kabel 5, 24 kV.....	25
6.2.2.6	Kabel 6, 12 kV.....	25
7	RESULTAT FRA MÅLINGER I NORGE.....	26
7.1	IKKE - DESTRUKTIVE FELTMÅLINGER.....	26
7.1.1	Kabel 1, 12 kV.....	26
7.1.2	Kabel 2, 12 kV.....	27
7.1.3	Kabel 3, 12 kV.....	28
7.1.4	Kabel 4, 24 kV.....	29
7.2	LABORATORIEUNDERSØKELSER.....	30
7.2.1	Ikke-destruktive målinger.....	30

7.3	DESTRUKTIVE MÅLINGER	31
7.3.1	Kabel 1, 12 kV	31
7.3.2	Kabel 2, 12 kV	32
7.3.3	Kabel 3, 12 kV	32
7.3.4	Kabel 4, 24 kV	32
7.3.5	Kabel 5, 24 kV	32
7.3.6	Kabel 6, 12 kV	32
8	DISKUSSION.....	35
9	SLUTSATSER	37
10	MÅLUPPFYLLELSE.....	38
11	FÖRSLAG TILL FORTSATT ARBETE	39
12	REFERENSER.....	40

Bilagor

A ARTIKEL TILL NORDIC DISTRIBUTION AND ASSET MANAGEMENT CONFERENCE 2004: "CONDITION ASSESSMENT OF 12 AND 24 KV XLPE CABLES INSTALLED DURING THE 80'S. RESULTS FROM A JOINT NORWEGIAN / SWEDISH RESEARCH PROJECT"

B RAPPORT FRÅN KUNGLIGA TEKNISKA HÖGSKOLAN/EEK: "RAPPORT ÖVER TDR MÄTNINGAR UTFÖRDA I SAMBAND MED NORDISKA PROJEKTET PÅ 80-TALET'S PEX-KABLAR"

1 Inledning

2002 startade ett norsk/svenskt samarbetsprojekt avseende diagnostik på 2:a generationens vattenträdsåldrade 12 och 24 kV PEX-kablar, dvs. tripplextruderade mellanspänningskablar som inte har vattentät konstruktion. Projektet innehåller två parallella delprojekt i Norge respektive Sverige. Delprojekten har utförts av SINTEF Energiforskning (SEfAS) i Norge och Vattenfall Utveckling AB, SwedPower AB och ABB AB, Corporate Research i Sverige. I anslutning till några av fältmätningarna har lokaliseringsmätningar utförts av KTH. Dessa mätningar har utförts i ett separat projekt, men resultatet redovisas i bilaga till denna rapport.

Projektet har letts av en norsk/svensk styrgrupp bestående av:

Stefan Andersson, Sydkraft Nät AB
 Jan Tore Benjaminsen, SINTEF Energiforskning AS
 Bjørnar Brattbakk, EBL Kompetanse
 Hallvard Faremo, SINTEF Energiforskning AS
 Ulf Grape, Vattenfall Utveckling AB
 Sven Jansson, Elforsk AB
 Tom Knutsen, Eidsiva Energi AS
 Kjell Oberger, Fortum Distribution

Projektledare för de två delprojekten har varit Ulf Grape, Vattenfall Utveckling AB

Lista med förkortningar som förekommer i rapporten:

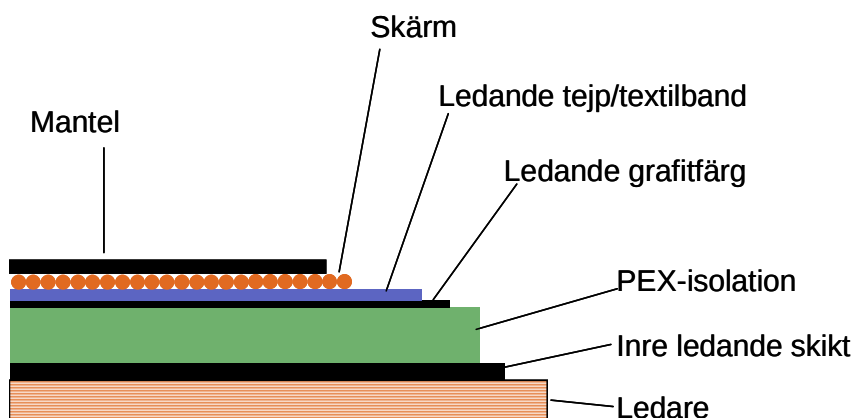
Förkortning/term	Förklaring
AC	Växelspänning
DC	Likspänning
HVU	High Voltage Unit – högspänningsförstärkare i IDA systemet
Mellanspänningskabel	I rapporten avses 12 och 24 kV kabel
PE	Polyeten
PEX	Tvärbunden polyeten
PVC	Polyvinylklorid
RH	Relativ fuktighet
$\tan\delta$	Dielektrisk förlustfaktor
Tripplextruderad PEX-kabel	Det yttre ledande skiktet extruderas på kabeln i samma tillverkningsmoment som isolationen och det inre ledande skiktet.
2:a generationens PEX-kabel	PEX-kabel med strippbart yttre ledande skikt producerad från mitten av 1970-talet till mitten av 1980-talet. I denna rapport avses tripplextruderade kabel som inte har vattentät konstruktion
U_0	Med hänvisning till IEC 60 183 [1] är U_0 konstruktionsspänningen mellan ledare och skärm för kablar och tillbehör. I denna rapport definieras därför $U_0 = 6$ kV för 12 kV kabel och 12 kV för 24 kV kabel.

2 Introduktion

2.1 Kabelkonstruktion

Kablar med isolation av PEX, tvärbunden polyeten, introducerades i de nordiska länderna i slutet av 1960-talet och har sedan dess kommit att ta allt större marknadsandelar inom hela spänningsområdet 10 – 400 kV. Ingående material, konstruktion och produktionsmetoder för PEX-kablar har genom åren utvecklats och förbättrats, mycket tack vare återkoppling mellan tillverkare, forskningsinstitut, standardiseringsorgan och användare.

Ett isolationssystem för PEX-kablar består av ett inre ledande skikt, isolation och ett yttre ledande skikt. I den första PEX-kabelkonstruktionen som introducerades i de nordiska länderna var det inre ledande skiktet extruderat, vilket gav en jämn och slät yta mot isolationen. Det yttre ledande skiktet bestod däremot av antingen enbart ledande tejp eller ledande grafitfärg med ledande tejp eller textilband lindat utanpå. Manteln var vanligtvis av PVC, se Figur 2.1.1. Kabel med denna konstruktion benämner vi 1:a generationens PEX-kabel.



Figur 2.1.1 Första generationens 12 och 24 kV PEX-kabelkonstruktion i Norge och Sverige

I mitten av 1970-talet introducerades en ny tillverkningsmetod, tandem- och senare tripplextrudering, vilket innebär att det yttre ledande skiktet extruderas på kabeln i samma tillverkningsmoment som isolationen och det inre ledande skiktet. Detta medför en jämn och slät gränsyta mellan isolationen och de ledande skikten. Metoden reducerar även blåsbildning och föroreningar mellan isolation och ledande skikt. PEX-kabel med strippbart yttre ledande skikt producerad från mitten av 1970-talet till mitten av 1980-talet benämner vi 2:a generationens PEX-kablar. I denna rapport avses tripplextruderade kabel som inte har vattentät konstruktion.

PEX-isolation består av långa molekyllängdskedjor av polyeten som tvärbinds. Tvärbindningen kan erhållas genom tillsats av peroxid vid förhöjd temperatur och tryck i samband med vulkaniseringen. I början av 1980-talet förändrades

tvärbindningsprocessen, från att ha använt vattenånga som temperatur- och tryckmedium (ångvulkning) till att använda kvävgas (torrvulkning). Orsaken var att man ville förhindra vattenånga att tränga in i isolationen som vid nedkylning kondenserades till små vattendroppar. Torrvulkning är idag den vanligaste tvärbindningsprocessen. Silanmetoden är annan metod för att tvärbinda polyeten. Vid denna tvärbindningsprocess tillsätts organiska kiselföreningar i polyetenet som under inverkan av värme och fuktig atmosfär ger en tvärbinding av polyetenet.

I mitten av 1980-talet började man ersätta PVC-manteln med en mantel av polyeten, PE. Polyeten är något robustare och betydligt mindre vattengenomsläpplig men är å andra sidan något styvare att arbeta med.

Under 1990-talet har konstruktioner som försvårar vatteninträngning i PEX-kablar introducerats. För mellanspänningskablar är den vanliga metoden att lägga in en aluminiumfolie innanför manteln tillsammans med längsgående svällpulver eller svällband. För att förhindra vatteninträngning via ledaren används vid flertrådig ledare svällpulver i ledaren. Denna ”vattentäta” konstruktion benämns 3:e generationens PEX-kabel.

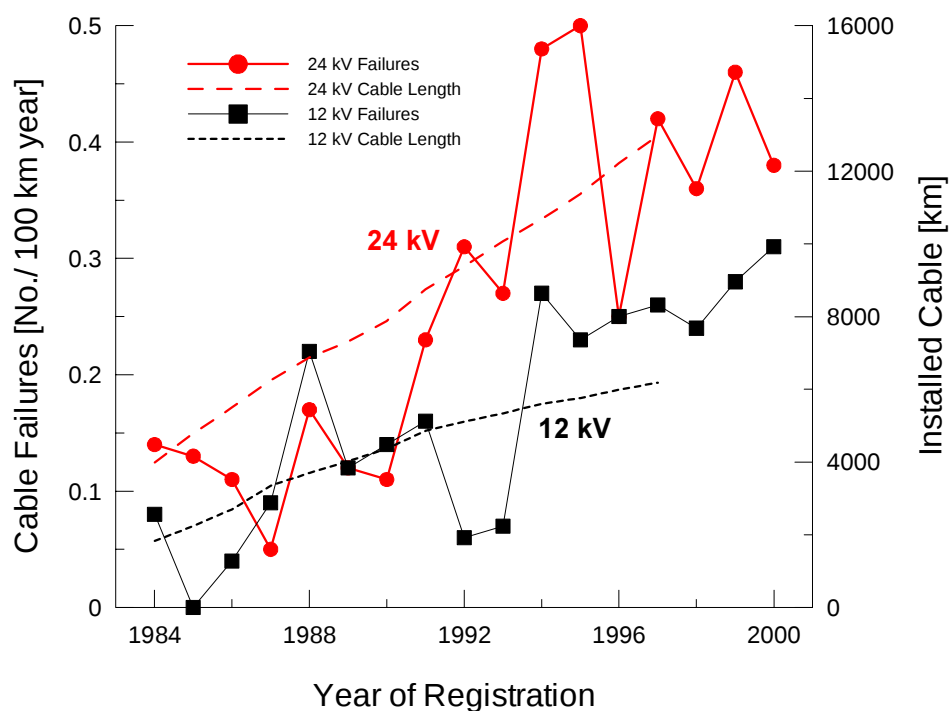
En av de stora drivkrafterna bakom utvecklingen av material, konstruktion och tillverkningsprocesserna för mellanspännings PEX-kabel är ett åldringsfenomen kallat vattenträd. Vattenträd försämrar kabelns elektriska hållfasthet avsevärt och är generellt den dominerade åldringsmekanismen för 12 och 24 kV PEX-kablar.

2.2 Vattenträd

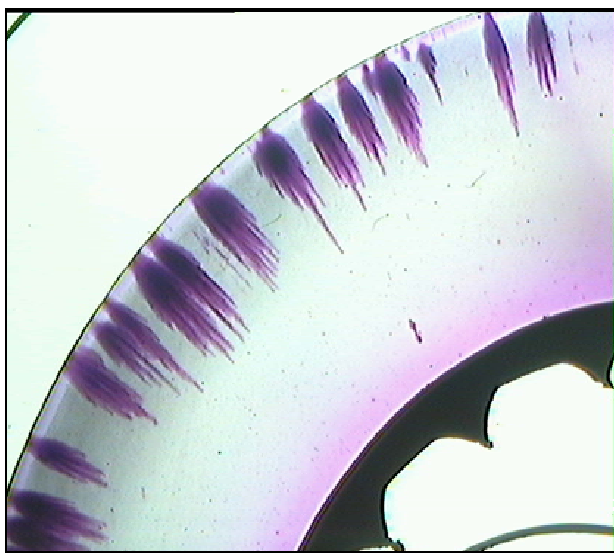
Vattenträd innebär en långsamt ökande strukturförändring av isolationsmaterialet i ett tidsperspektiv på ca 10 - 30 år för mellanspänningskablar. Vattenträd förekommer i alla typer av polymera material för kraftkabel och försämrar dess elektriska hållfasthet. När vattenträden får en tillräcklig längd kan de orsaka genomslag i PEX-isolationen. Tillväxten av vattenträd sker genom en växelverkan mellan elektriskt fält, fukt ($RH > 75\%$) och initieringspunkter vilka kan utgöras av föroreningar, ojämnt gränsskikt mellan ledande skikt och isolation, etc. Detta medför att i alla kablar, som inte är 100 % vattentäta, kommer det att utvecklas vattenträd. Högst felfrekvens på grund av vattenträd hittar vi hos kablar av 1:a generationen. Nyare typer av kablar uppvisar en betydande minskning av vattenträdutveckling tack vare den utveckling av material, konstruktion och tillverkningsmetoder som tidigare nämnts.

Figur 2.2.1 visar antal isolationsfel relaterade till vattenträd per 100 km och år som funktion av registreringsår för 12 och 24 kV kablar i Norge. Figuren visar också installerad ackumulerad kabellängd för respektive kabeltyp. Av figuren framgår att felfrekvensen ökar. Största bidraget till detta kommer från PEX-kablar av 1:a generationen, men en ökning av antalet isolationsfel har även observerats för PEX-kablar av 2:a generationen.

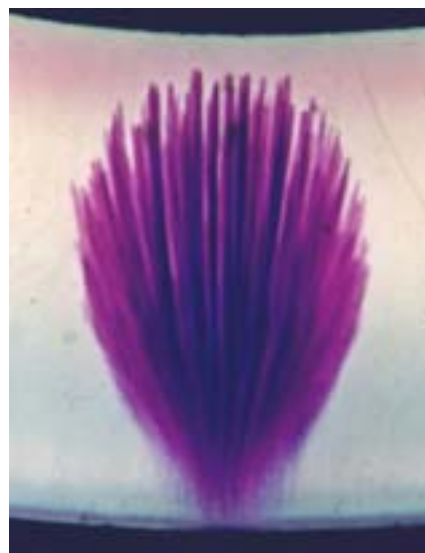
Gränsytan mellan de ledande skikten och isolationen har visats sig ha stor betydelse för tillväxten av vattenträd, vilket illustreras i Figur 2.2.2. Figur 2.2.2a) visar typiska



Figur 2.2.1 Rapporterad felfrekvens orsakad av vattenträd och installerad ackumulerad kabellängd för 12 och 24 kV kabel i Norge fram till år 2000. De flesta felen härrör från kablar av 1:a generationen.



a)



b)

Figur 2.2.2 a) Typiska vattenträd i en 1:a generationens mellanspannings PEX-kabel, tätheten av vattenträd är hög, företrädesvis från yttre ledandeskiktet. b) Typiskt vattenträd i en 2:a generationens mellanspannings PEX-kabel, tätheten av vattenträd är låg.

vattenträd i en 1:a generationens mellanspännings PEX-kabel. Tätheten av vattenträd är hög och de växer företrädesvis från yttre ledande skiktet, som i detta fall består av grafitfärg och lindat textilband. Figur 2.2.2b) visar ett typiskt vattenträd i en 2:a generationens mellanspännings PEX-kabel med extruderade ledande skikt. Tätheten av vattenträd i dessa kablar är betydligt lägre, 1 – 10 träd per meter kabel är inte ovanligt. Träden är även något mer buskformade.

3 Gemensamt norsk/svenskt forskningsprojekt

3.1 Mål

Detta projekt handlar om tillståndskontroll (diagnostik) av 12 och 24 kV PEX-kabel med hjälp av en kommersiellt tillgängligt metod (dielektrisk spektroskopi) ursprungligen utvecklad vid KTH, Stockholm [2]. Huvudmålet för projektet är att undersöka om denna metod kan detektera vattenträdsåldring (långa men inte genomgående vattenträd) i 2:a generationens mellanspannings PEX-kabel.

En mycket omfattande erfarenhet av metoden från fältmätningar finns i Norge och Sverige samt även Danmark [3]. Vidare så har kunskap och erfarenheter från laboratorieundersökningar av både icke-destruktiva och destruktiva mätningar på kablar från fält byggts upp [2][3]. Sammantaget visar dessa att 1:a generationens PEX-kablar kan diagnostiseras med god säkerhet med denna metod.

För 2:a generationens PEX-kablar medför den betydligt lägre tätheten av vattenträd att tillståndskontrollen blir avsevärt svårare [4]. Resultat från tidigare undersökningar har påvisat att för denna grupp av kablar så kan tillståndet endast bedömas om vattenträden har vuxit genom hela isolationen [5][6]. Eftersom den installerade längden av 2:a generationens PEX-kabel är betydligt större än hos 1:a generationens PEX-kabel är det av stor vikt att vidare undersöka mätmetodens känslighet vad gäller detektion av vattenträdsåldring i 2:a generationens mellanspannings PEX-kabel.

Då kabelbestånden i Norge och Sverige är mycket likartade och tidigare samarbeten inom detta område varit mycket produktiva var det även nu av intresse att fortsätta samarbetet för att öka projektvolymen till en rimlig kostnad. Projektarbetet utfördes därför parallellt i Norge och Sverige.

3.2 Utförande

Projektarbetet var i huvudsak uppdelat i två delar; 1) Fältmätningar i syfte att identifiera 12/24 kV PEX-kablar med kraftig vattenträdsåldring. 2) Ta dåliga kablar ur drift och skicka dessa till laboratorium för vidare undersökningar.

3.2.1 Fältmätningar

Ett stort antal elverk kontaktades och ett antal kablar identifierades för fältmätningar. Viktigt vid urvalet av dessa kablar var att det inte fick förekomma andra typer av kablar (papper/olja eller 1:a generationen PEX-kabel) i samma kabelslinga. Vissa typer av kabelskarvar (med resistiv fältstyrning) har visat sig kunna komplicera tillståndskontrollen av kablarna och bör av den anledningen inte heller förekomma i kabelslingan [4]. Fältmätningar genomfördes på de identifierade kablarna och baserat på resultatet av dessa valdes ett antal kablar som uppvisade kraftig vattenträdsåldring ut. Cirka 100 m av varje utvald kabel grävdes upp och skickades till laboratoriet för vidare undersökning.

3.2.2 Laboratorieundersökningar

I laboratoriet utfördes först diagnostikmätningar på hela kabellängden varefter kabeln delades upp i 25 m bitar. 25 m bitarna diagnostiserades igen följt av ett växelspänningsgenomslagsprov för att fastställa återstående elektrisk hållfasthet. Vattenträdsanalys utfördes sedan på ett antal kabeltvärsnitt tagna i närheten av genomslagstället.

Resultaten från de icke-destruktiva mätningarna (diagnostik) och de destruktiva testerna har sedan jämförts och analyserats och utgör basen för att kunna formulera nya alternativt förfinade diagnostikkriterier.

4 Mätmetoder

De mätmetoder som använts är dels icke-destruktiva diagnostikmätningar utförda i fält samt icke-destruktiva diagnostikmätningar och destruktiva tester utförda i laboratoriet.

4.1 Icke-destruktiva metoder

De icke-destruktiva mätningarna består av tre olika mätningar.

4.1.1 Mantelresistans

Mätningar av mantelresistans är en enkel metod för att kontrollera konditionen hos kabelmanteln. Två olika procedurer har använts beroende på typ av mantel. Utvärderingskriterier för mantelresistans är hämtade från [7].

PVC mantel	1 min vid 2 kV
PE mantel	1 min vid 5 kV

4.1.2 Isolationsresistans

Mätningarna av isolationsresistansen gjordes för att undersöka möjligheten att detektera förekomsten av skarvar som kan påverka de diagnostiska mätningarna samt undersöka relationen mellan isolationsresistansen och dielektrisk spektroskopi.

4.1.3 Dielektrisk spektroskopi

Dielektrisk spektroskopi är huvudmetoden för vattenträdsdiagnostik av PEX-kablar. Metoden bygger på att vattenträd i isolationen ger mätbara förändringar i kapacitans och dielektriska förluster. Med dielektrisk spektroskopi mäts kabelns kapacitans och förluster som funktion av frekvensen, detta görs vanligtvis vid ett antal olika spänningsnivåer. Instrumentet som använts är IDA 200 Dielectric Spectrometer med tillhörande högspänningseenhet HVU från GE Programma. Instrumentet har en maximal utspänning på 30 kV toppvärde.

Normal mätprocedur består av ett antal frekvenssvep vid ett antal olika spänningsnivåer upp till driftspänning, U_0 ¹. Om ingen vattenträdsåldring detekteras vid spänningar upp till U_0 används den utökade mätproceduren upp till $2U_0$. Tabell 4.1.1 visar en översikt av de använda mätprocedurerna. Om vattenträdsåldring detekteras under mätning så avbryts mätningen vid den aktuella spänningsnivån.

¹ Se förkortningstabell sidan 1.

Tabell 4.1.1 Normal och utökad mätprocedur för dielektrisk spektroskopimätningar på mellanspännings PEX-kablar

Normal procedur			Utökad procedur		
Svep nr.	Spänning	Frekvens [Hz]	Svep nr.	Spänning	Frekvens [Hz]
1	1 kV	10 - 0,1	1	1 U_0	10 - 0,1
2	0.25 U_0	10 - 0,1	2	1.25 U_0	10 - 0,1
3	0.5 U_0	10 - 0,1	3	1.5 U_0	10 - 0,1
4	0.75 U_0	10 - 0,1	4	1.75 U_0	10 - 0,1
5	U_0	10 - 0,1	5	2 U_0	10 - 0,1
6	0.5 U_0	10 - 0,1	6	U_0	10 - 0,1

4.2 Destruktiva metoder

De destruktiva metoderna består av elektriskt genomslagsprov och vattenträdsanalys.

4.2.1 Elektriskt genomslagsprov

Genomslagsprov med växelspanning är en vanligt förekommande metod för kvalitetskontroll av kabelisolation. Den metod som har använts i detta projekt kallas för "AC step test" och följande procedur har använts [9]:

- Startspänning U_0 i 5 minuter
- Spänningsökning i steg om U_0 för varje 5 minuter tills genomslag inträffar

Vattenavslutningar har använts för att undvika överslag vid avsluten.



Figur 4.2.1 Testuppställning för genomslagsprov (AC step test i Sverige)

4.2.2 Vattenträdsanalys

Efter genomslagsprovet skivades tio stycken 0,5 mm tjocka skivor ut från kabelisolationen vid genomslagsstället. Skivorna infärgades med metylenblått och undersöktes i mikroskop. Vattenträdsanalysen koncentrerades till genomslagsstället för att finna orsaken till genomslaget. Längden på träden i närheten av genomslagsstället registrerades. Det antas att det längsta trädet i närheten av genomslagskanalen är det längsta trädet i kabeln då andra undersökningar påvisat att det längsta trädet i isolationen bestämmer genomslagsspänningen [9].

5 Mätobjekt

5.1 Beskrivning av kablar uppmätta i Sverige

Tabell 5.1.1 visar en sammanställning av de svenska kablar som tillståndskontrollerats i fält i projektet under 2002 – 2004. Alla kablar var av 2:a generationen producerade mellan 1978 och 1988. Totalt valdes 12 kablar ut för fältmätningar, 4 av dessa bedömdes som dåliga och valdes ut för vidare undersökningar i laboratorium. Tabell 5.1.2 visar en närmare beskrivning av de utvalda kablarna. Kabel 2 och 3 kommer från samma kabelslinga och skickades direkt till laboratorieundersökning på basis av återkommande isolationsfel, inga fältmätningar är gjorda på dessa kablar. 100 m provlängd för laboratorieundersökningarna var endast möjligt för kabel 1 och 2. De övriga kablarna som sändes till laboratoriet för undersökning var av kortare längder beroende på olika restriktioner för uppgrävning.

Tabell 5.1.1 Total mängd tillståndskontrollerad kabel i fält i projektet under 2002 - 2004

Ant. kablar	Total Längd [km]	Ant. kablar med skarvar	Ant. Kablar bedömd dålig	Ant.utvalda kablar/Ant. Kablar till Lab
12	7,5	10	4	4 /4

Tabell 5.1.2 Beskrivning av utvalda kablar för vidare laboratorieundersökningar

Kabel.	Typ	Prod. år	Längd	Antal skarvar
1 ⁱ	24 kV 3x1x150mm ²	1982	120	-
2 ⁱⁱ	12 kV 3x240mm ² sektorformad	1988	120	-
3 ⁱⁱ	12 kV 3x240mm ² sektorformad	1988	30	-
4 ⁱⁱⁱ	12 kV 3x240mm ² sektorformad	1980	1112	3
5 ^{iv}	24kV 3x1x240mm ²	1978	250	-
6 ^v	12kV 3x240mm ² sektorformad	1981 och 1982	500	2

- i. Sektion från en 5 km lång kabel som är tagen ur drift pga. återkommande fel
- ii. Kabel 2 och 3 kommer från samma kabel. Kabeln delades i två bitar för test i lab. Inga fältmätningar är gjorda på den här kabeln.
- iii. Hela kabellängden 1112 m, 30 m (tre 10m bitar) skickat till labb för undersökning.
- iv. Hela kabellängden 250 m, 10 m skickat till labb för undersökning
- v. Hela kabellängden 500 m, 50 m kabel (fyra bitar om 6 – 20 m) skickat till labb för undersökning

5.2 Beskrivelse av kabler målt i Norge

Tabell 5.2.1 viser oversikt over kablene som ble målt i felt hos ulike energiverk og industriselskaper i Norge. Tilsammen 28 kabler ble diagnostisert med en totallengde på 8,3 km. Tre av disse kablene ble med stor sikkerhet diagnostisert som dårlige. Åtte av kablene hadde minst en skjøt installert.

Tabell 5.2.1 Total mengde tilstandskontrollerte kabler i prosjektperioden 2002 - 2004

Ant. kabler	Total Lengde [km]	Ant. kabler med skjøt	Ant. kablar prediktert dårlig	Ant. utvalgte kabler/Ant. kabler sendt til laboratoriet
28	8,3	8	3	3 / 1

Det viste seg problematisk å få sendt opp kablene som ble diagnostisert som dårlig. En seksjon av en av kablene som ble diagnostisert som dårlig ble gravd opp (kabel 1 i tabell 5.2.2) og sendt til SEfAS's laboratorium i Trondheim. I tillegg ble en kort bit av denne kabelen tatt ut rett etter diagnosen og medbrakt til laboratoriet for vanntreundersøkelser (0,5 meter).

Kabel 2 ble diagnostisert for et industriselskap. Det var imidlertid ikke mulig å få gravd opp kabelen, da en parallellavgang i samme kabelgrøft var i drift. En annen parallellavgang til kabelen hadde tidligere havarett i drift. En kort bit av denne kabelen ble kappet ut og sendt til laboratoriet for vanntreundersøkelser (ca. 0,5 meter). Kabel 3 ble også diagnostisert som dårlig.

Tabell 5.2.2 Beskrivelse av utvalgte kabler

Kabel	Type	Inst. år	Lengde	Antall skjøter	Testlengde (laboratoriet)	Tidligere havarett
1 ^{1, 2}	12 kV 3x1x240mm ²	1979	350	1	0,1m + 120m x 3	2003
2 ^{1, 4}	12 kV 3x1x150mm ² (sektorformet leder)	1979	550	0	0,1m	---
3 ¹	12 kV 3x1x240mm ²	1980	1150	8	---	2002
4	24 kV 3x1x150mm ²	1981	120	0	10m x 3	2001
5 ³	24 kV 3x1x150mm ²	1984	60	0	20m x 3	1994
6 ³	12 kV 3x1x150mm ²	1989	70	0	70m x 3	2004

¹: Diagnostisert som dårlig i felt (gjennomgående vanntre)

²: 0,5 meter ble tatt fra kabelen rett etter måling

³: Seksjon av en kabel som hadde havarett drift (ikke diagnostisert i felt)

⁴: Undersøkt 0,5 meter tatt fra havarett kabel

Everket besluttet derimot å fortsatt ha kabel 3 i drift til et eventuelt havari. Denne kabelen har derfor ikke vært tilgjengelig for prosjektet frem til prosjektets avslutning.

Kabel 4 hadde vært utsatt for flere havari i drift. 120 meter av en opprinnelig flere kilometer lang kabel ble tatt ut og lagt på trommel. Denne kabelen ble diagnostisert i felt 'på trommelen'. I tillegg ble også ca 10 meter tatt ut etter måling og sendt til laboratoriet for videre analyse.

I tillegg til Kabel 1 ble to kabler valgt ut på bakgrunn av flere havarier i drift (kabel 5 og 6). Disse kablene ble diagnostisert og / eller destruktivt testet i laboratoriet (gjennomslagsprøving og / eller vanntrevekstundersøkelser).

Kabel 5 hadde havarert i drift i 1994 etter 10 års drift. Den indirekte feilårsaken ble funnet til å være vann i lederen.

Kabel 6 havarerte i drift i juni / juli 2004 og ble sendt til laboratoriet i Trondheim i oktober 2004. Kabelen var produsert i Tyskland og hadde ingen vanntetting i leder. På grunn av den korte tiden fra kabelen ble sendt til laboratoriet og til prosjektets avslutning, var det derfor ikke mulig å få med resultatene fra alle laboratorieundersøkelser her. Noen vanntreundersøkelser ble tatt med for å vise aldringsgraden til kabelen.

6 Resultat av mätningar i Sverige

6.1 Icke-destruktiva fält-/laboratiormätningar

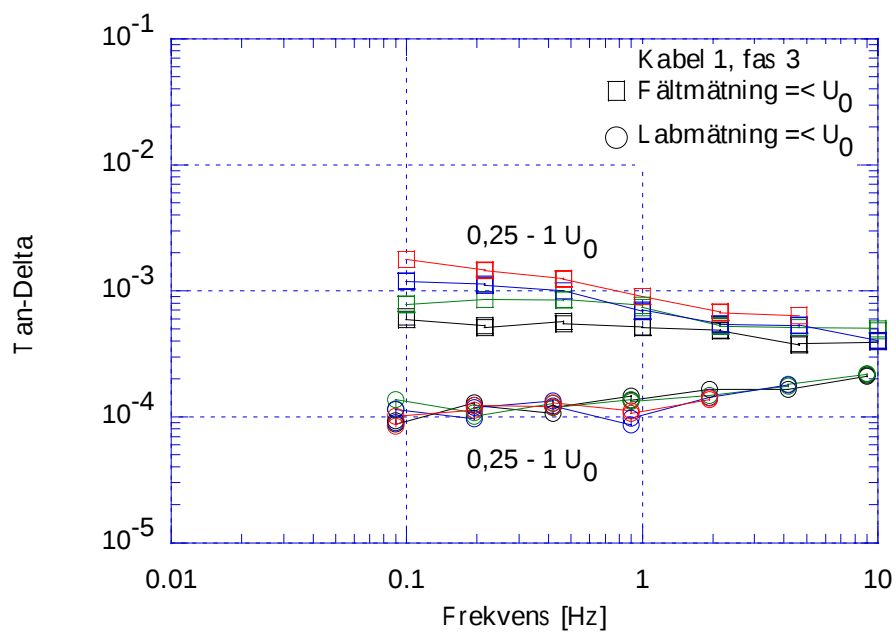
De flesta av kablarna blev utvalda på grundval av resultaten från fältmätningarna, bortsett från kabel 2 och 3 (från samma kabelförband). Nedan följer en beskrivning av varför kablarna valdes ut för uppgrävning och en jämförelse med efterföljande laboratiormätningar.

6.1.1 Kabel 1, 24 kV

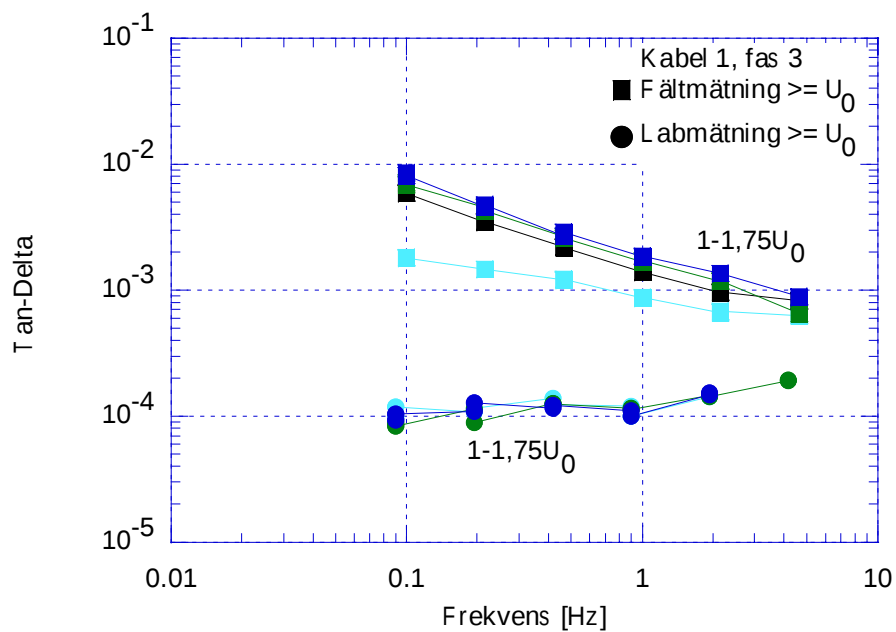
Kabel 1 var en 120 m lång sektion utkapad från en 5 km lång kabel. Kabeln var tagen ur drift på grund av upprepade isolationsfel som antagits bero på vattenträd. I mitten på 5 km kabeln kapades en 120 m sektion ut, avslutningar monterades och dielektrisk spektroskopimätning utfördes. På grund av mycket dåliga väderförhållanden (hård vind och regn) mättes endast en fas i fält. Mätningarna upp till U_0 visade ökande förluster, $\tan\delta$, och en viss grad av spänningsberoende, se Figur 6.1.1. Påföljande mätningar upp till $1,75U_0$ visar läckströmsbeteende, vilket är en indikation på långa vattenträd i isolationen, se Figur 6.1.2. Den här kabeln valdes ut för fortsatta laboratorieundersökningar på grundval av mätresultaten från fält samt kabelägarens tidigare drifterfarenhet av kabeln ifråga. Mantelresistans och isolationsresistans mättes inte på denna kabel.

Dielektriska spektroskopimätningar i laboratorium visade ett annat beteende jämfört med fältmätningarna. Mätningarna i laboratorium visade låga förluster utan något spänningsberoende, mätningarna upp till U_0 sammanfaller med mätningarna upp till $1,75U_0$, vilket indikerar isolation i god kondition. Alla tre faserna uppvisade samma beteende.

De högre förlusterna med läckströmsbeteende vid fältmätningarna kan vara orsakade av vatten eller hög fukthalt på avslutningarna på grund av de besvärliga väderförhållandena som rådde vid fältmätningarna.



Figur 6.1.1 Mätning av förluster, $\tan\delta$, upp till U_0 (12kV) på kabel 1 fas 3 i fält och i lab.

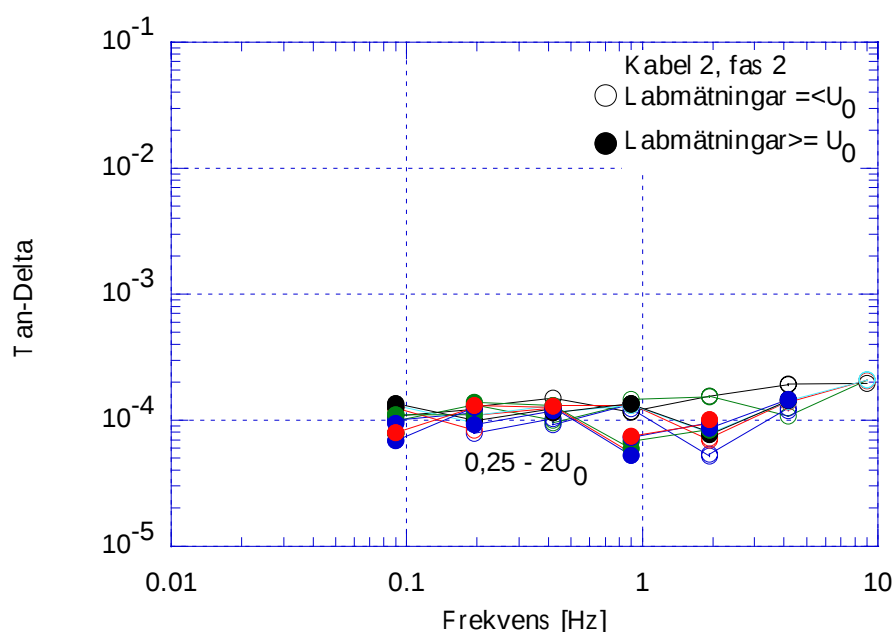


Figur 6.1.2 Mätning av förluster, $\tan\delta$, upp till 1,75 U_0 (21kV) på kabel 1 fas 3 i fält och i lab.

6.1.2 Kabel 2, 12 kV

Kabel 2 var en sjökabel och ursprungligen bestod kabelslingan av både kabel 2 och kabel 3. Kabeln kapades och delades i kabel 2 och kabel 3 när den anlände till laboratoriet. Denna kabel hade haft upprepade isolationsfel som antagits bero på vattenträd. På grundval av detta blev denna kabel utvald och skickad till laboratoriet för vidare undersökningar utan att några fältmätningar genomförts på kabeln.

Figur 6.1.3 visar förlusterna, $\tan\delta$, på fas 2 för spänningar upp till $2U_0$. Kabeln uppvisar låga förluster och inget spänningsberoende som för en kabel med isolation i god kondition. Fas 1 och fas 3 uppvisade liknande beteende.

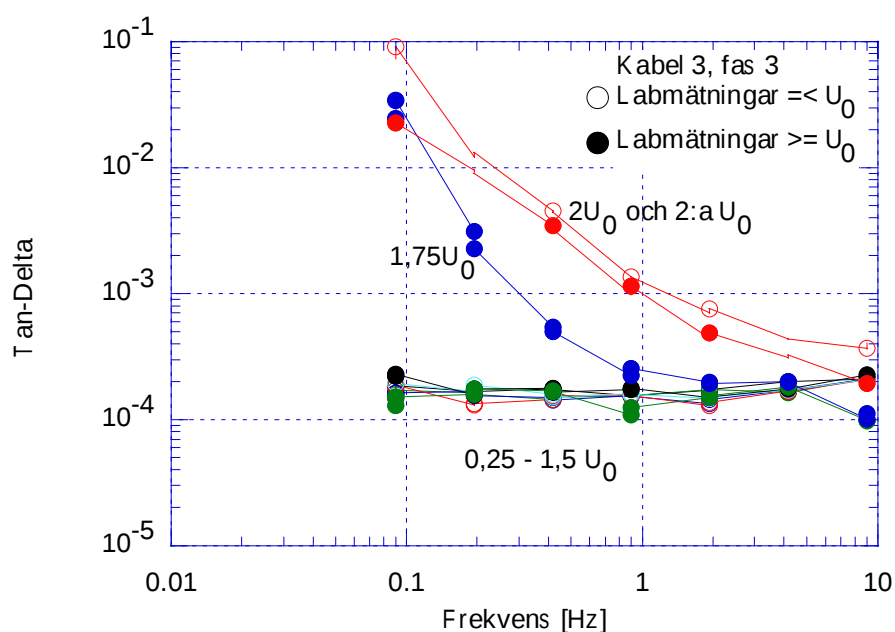


Figur 6.1.3 Mätning av förluster, $\tan\delta$, upp till $2U_0$ (12kV) på kabel 2 fas 2 i lab.

6.1.3 Kabel 3, 12 kV

Kabel 3 var en sjökabel och ursprungligen bestod kabelslingan av både kabel 2 och kabel 3. Kabeln kapades och delades i kabel 2 och kabel 3 när den anlände till laboratoriet. Denna kabel hade haft upprepade isolationsfel som antagits bero på vattenträd. På grundval av detta blev denna kabel utvald och skickad till laboratoriet för vidare undersökningar utan att några fältmätningar genomförts på kabeln.

Figur 6.1.4 visar förlusterna på fas 3 för spänningar upp till $2U_0$. För spänningar upp till $1,5U_0$ uppvisar fas 3 låga förluster och inget spänningsberoende. Vid $1,75U_0$ inträffar övergång till läckström och efterföljande $2U_0$ och U_0 mätningar visar båda läckströmsbeteende vilket indikerar långa (genomgående) vattenträd i isolationen. Fas 2 uppvisade liknande beteende som fas 3 medan fas 1 uppvisade låga förluster och inget spänningsberoende för mätningar upp till $2U_0$.

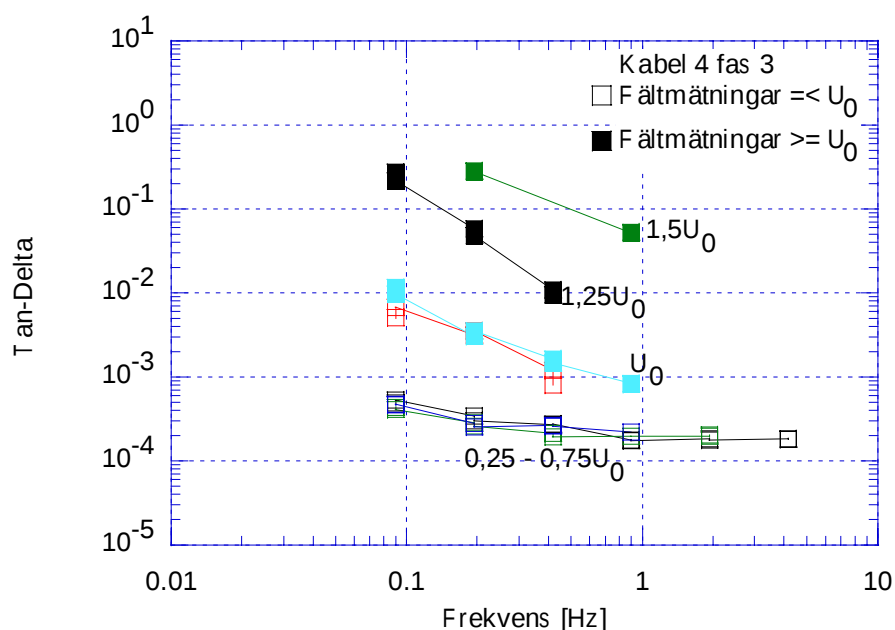


Figur 6.1.4 Mätning av förluster, $\tan\delta$, upp till $2U_0$ (12kV) på kabel 3 fas 3 i lab.

6.1.4 Kabel 4, 12 kV

Kabel 4 var 1112 m lång och inkluderade ett antal skarvar. Bland dessa skarvar fanns ett antal av en typ som kan påverka de diagnostiska mätningarna. Kabeln hade haft upprepade isolationsfel som antagits vara orsakade av vattenträd. Resultaten från spektroskopimätningarna i fält, fas 1 och 2, var svåra att tolka, inget klart mönster stod att känna igen. Inverkan från skarvarna misstänktes kunna vara en källa till tolkningssvårigheterna. Fas 3 uppvisade dock ett något annorlunda beteende och vid U_0 erhöles övergång till läckström. På grund av svårigheterna att tolka mätningarna för fas 1 och 2 valdes att fortsätta mäta fas 3 med spänningar upp till $2U_0$. Detta resulterade i genomslag i fas 3 vid $1,5U_0$. Figur 6.1.5 visar förlusterna för fas 3 fram till genomslag. Kabeln reparerades och togs i drift igen, men kort efter idrifttagandet uppstod ett nytt isolationsfel varefter kabel togs ur drift permanent. Den här kabeln valdes ut för fortsatta laboratorieundersökningar på grundval av mätresultaten från fält samt kabelägarens drifterfarenhet. Men på grund av grävrestriktioner, kabeln passerar ett antal gator, kunde endast tre bitar om 10 m tagna i närheten av genomslagsstället erhållas för vidare laboratorieundersökning. Isolationsresistansen för de tre faserna var relativt lika och indikerade ingen försämrad isolation. Mantelresistansen mättes inte på denna kabel.

Laboratiemätningarna av de tre 10 m bitarna visade på låga förluster och inget spänningsberoende vilket indikerar kabelisolation i god kondition. Alla tre faserna på de tre kablarna såg lika ut. Den låga tätheten av vattenträd i denna typ av kabel skulle kunna vara en förklaring till skillnaden mellan fält- och labbmätningarna eftersom endast en mycket kort bit av den totala kabellängden undersökts i laboratoriet, även om sektionerna för labbundersökningen togs i närheten av genomslagsstället.

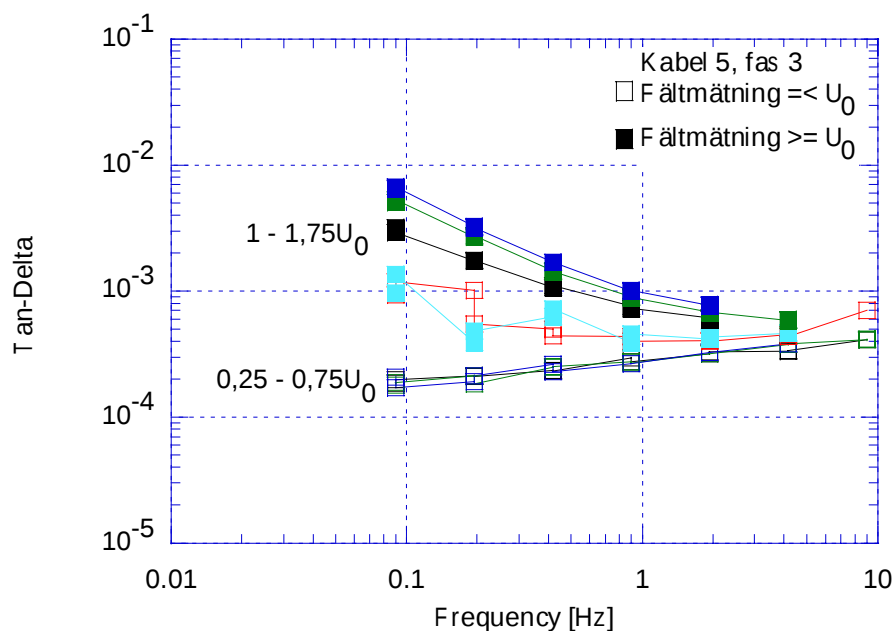


Figur 6.1.5 Mätning av förluster, $\tan\delta$, upp till $1,5U_0$ (9kV) på kabel 4 fas 3 i fält.

6.1.5 Kabel 5, 24 kV

Kabel 5 var en 250 m lång kabel som tagits ur drift på grund av upprepade isolationsfel som antagits bero på vattenträd. Spektroskopimätningarna i fält visade övergång till läckström vid mätspänning över U_0 för fas 2 och 3. Fas 1 uppvisade endast ett svagt spänningsberoende med relativt låga förluster. Figur 6.1.6 visar förlusterna, $\tan\delta$, för fas 3 upp till $1,75U_0$. Resultatet visar på övergång till läckström vid ungefär U_0 . Den här kabeln valdes ut för fortsatta laboratorieundersökningar på grundval av mätresultaten från fält samt kabelägarens drifterfarenhet. Men på grund av att kabel till stora delar var förlagd under en gata kunde endast 10 m grävas upp för laboratorieundersökning. Isolationsresistans och mantelresistans mättes inte på denna kabel.

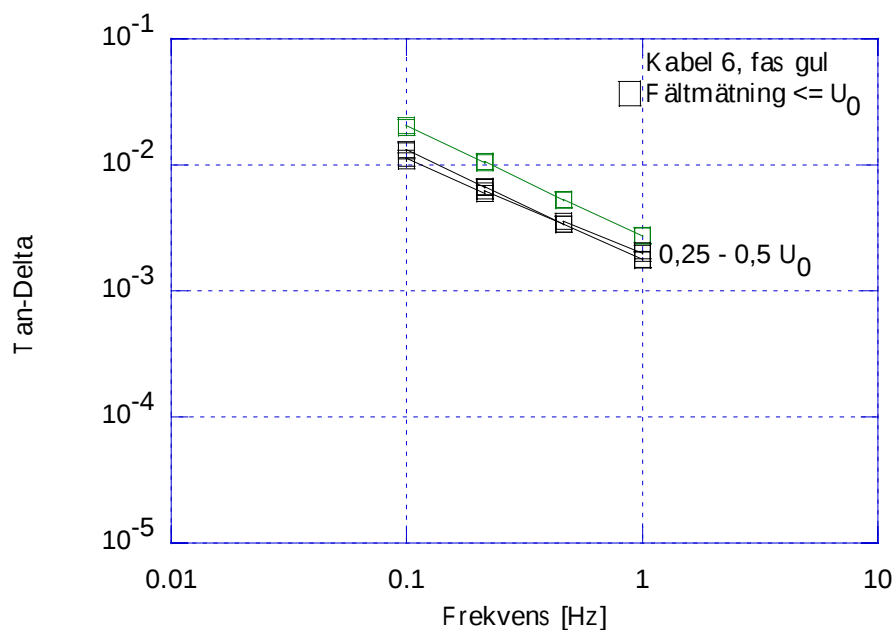
Liksom för kabel 4 visar laboratiormätningarna av 10 m biten av kabel 5 inga tecken på vattenträdsåldring. Låga förluster och inget spänningsberoende indikerar kabelisolation i god kondition. Den låga tätheten av vattenträd i denna typ av kabel skulle kunna vara en förklaring till skillnaden mellan fält- och labbmätningarna eftersom endast en kort sektion av kabeln, vilken kanske inte innehöll något långt vattenträd, undersökts i laboratorium.



Figur 6.1.6 Mätning av förluster, $\tan\delta$, upp till $1,75U_0$ (21kV) på kabel 5 fas 3 i fält.

6.1.6 Kabel 6, 12 kV

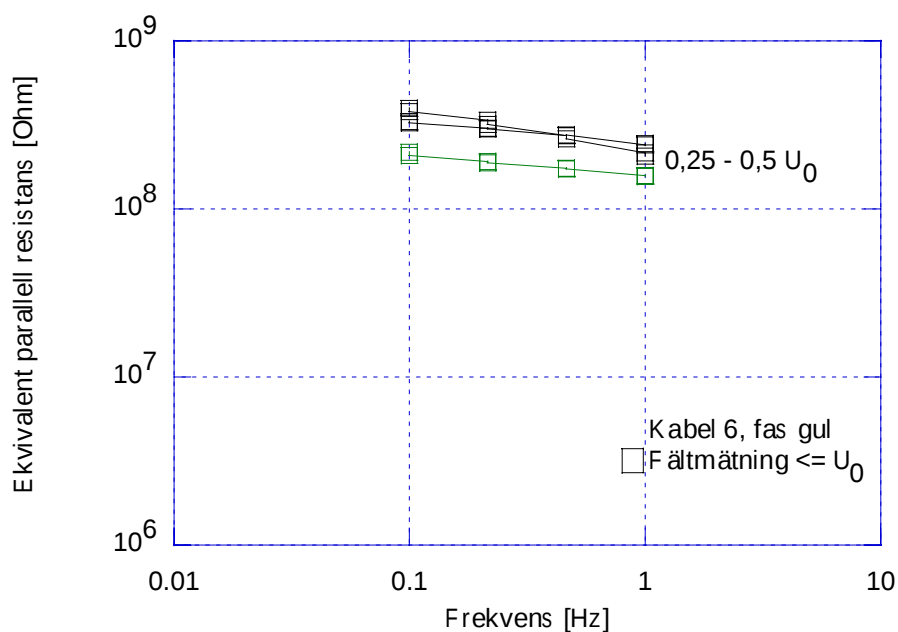
Kabel 6 var en 500 m lång kabel med en skarv plus en reparationsskarv på en av faserna. Spektroskopimätningarna visade på en kabel i mycket dålig kondition, speciellt fas grön och gul, där hög läckström uppmättes. Figur 6.1.7 visar förlusterna, $\tan\delta$, för fas gul. Isolationsresistansen mättes för denna kabel och uppvisade mycket låga värden för fas grön och gul, se Tabell 6.1.1. En jämförelse med uppmätt ekvivalent parallellresistans från spektroskopimätningarna visar på stora likheter, se Figur 6.1.8.



Figur 6.1.7 Mätning av förluster, $\tan\delta$, upp till $0,5U_0$ (3kV) på kabel 6 fas gul i fält.

Tabell 6.1.1 Isolationsresistansvärden för kabel 6

Fas	R(1500V) [GΩ]	R(2500V) [GΩ]	R(5000V) [GΩ]
Brun	>1000	ej mätt	>1000
Grön	0,030	0,030	0,020
Gul	0,350	0,250	0,200



Figur 6.1.8 Mätning av ekvivalent parallell resistans upp till $0,5U_0$ (3kV) på kabel 6 fas gul i fält.

Elverket ifråga beslutade att öppna den skarv som fanns ungefär på mitten av kabeln och undersöka om någon delsträcka av kabeln var i bättre kondition. Spektroskopimätningarna av de två delsträckorna visade att den ena sträckan var i god kondition medan den andra var i mycket dålig kondition. Även här fanns överensstämmelse med uppmätt isolationsresistans och ekvivalent parallellresistans från spektroskopimätningarna.

Elverket beslöt nu att göra om den reparationsskarv som fanns på den dåliga delsträckan i hopp om att det var i detta område som kabeln var dålig. I samband med detta arbete upptäcktes ytterligare en skarv på kabeln vilken inte var känd sedan tidigare. När dessa skarvar tagits bort mättes isolationsresistansen på kvarvarande kabel. Resultatet visade mycket låga värden och baserat på detta beslöts att byta ut den kvarvarande kabeln. Den grävdes upp och skickades till laboratoriet för vidare undersökning. Av någon anledning blev den uppdelad på fyra längder mellan 6 och 20 m. Även skarvarna blev skickade till laboratoriet för undersökning, men kom av någon anledning bort under transporten.

Laboratiemätningarna på kabelsektionerna visade på kabelisolation i god kondition, låga förluster och inget spänningsberoende. Endast på en av faserna på en av sektionerna kunde man se ett litet spänningsberoende i förlusterna.

En möjlig förklaring till skillnaderna mellan fält- och labbmätningarna skulle kunna vara inverkan av den skarv som visade sig finnas på den dåliga kabelsträckan. Den skulle kunna inverka på både isolationsresistansmätningen och spektroskopimätningen på ett likartat sätt. Det är dock svårt att förklara den låga isolationsresistans som elverket uppmätte efter det att skarvarna avlägsnats. Möjligtvis visar de på svårigheterna med isolationsresistansmätningar på PEX-kablar.

6.1.7 Mantel och isolationsresistansmätningar i fält

Mantelresistansen mättes endast på fyra av de tolv kablarna som mättes i fält. Resultatet från mätningarna visar att alla fyra kablarna antagligen har ett eller flera mantelfel.

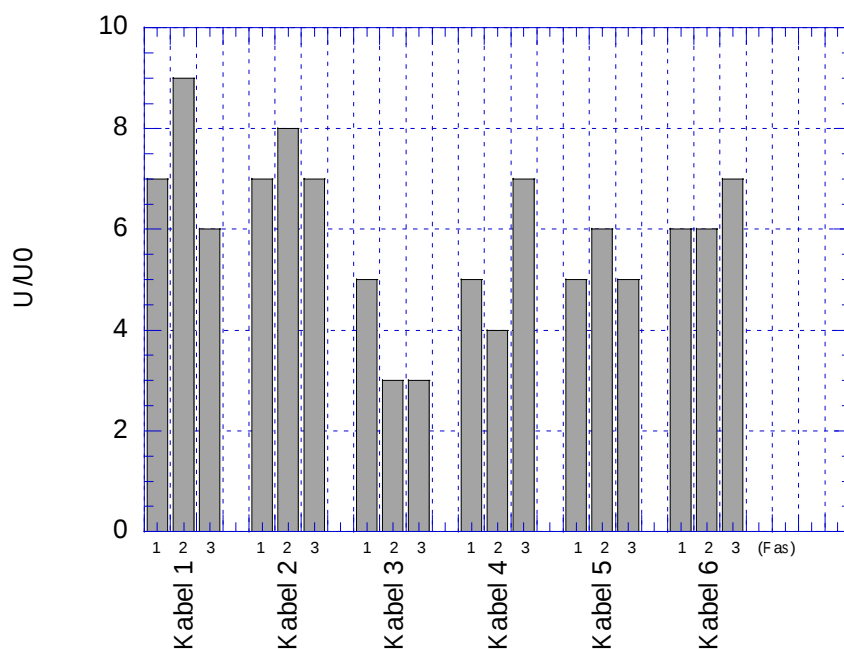
Isolationsresistansen mättes på sju av de tolv kablarna som mättes i fält. Den megger som användes vid mätningarna visade sig i vissa fall ha svårt att mäta vid 1 kV. I dessa fall ökades spänningsnivån något för att utföra mätningen. En av de sju mätta kablarna (kabel 6) uppvisade låga värden (på två av faserna), övriga kablar uppvisade hög isolationsresistans.

6.2 Destruktiva mätningar

6.2.1 Genomslagsprov

Eftersom längden på de undersökta kablarna varierat så har även antalet provobjekt för genomslagsprov varierat. Kabel 3 och 5 hade minst antal provobjekt per fas (1) medan kabel 1 och 2 hade flest (4). Även längden på varje individuellt provobjekt har varierat mellan 6 m som kortast och 25 m som längst.

Figur 6.2.1 visar lägsta genomslagsvärde för de undersökta kablarna. Resultatet visar att kabel 3 hade de lägsta genomslagsvärdena ($3-5U_0$) medan kabel 1 hade de högsta värdena ($6-9U_0$). Lägsta genomslagsvärdet var relativt lika för de undersökta kablarna och visar att ingen av kablarna var i riktigt dålig kondition utom kabel 3 fas 2 och 3. Kabel 3 fas 2 och 3 hade ett lägsta genomslagsvärde på $3U_0$ och börjar bli i dålig kondition. Detta kunde också uppmätas med hjälp av dielektrisk spektroskopimätning.

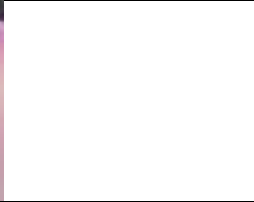
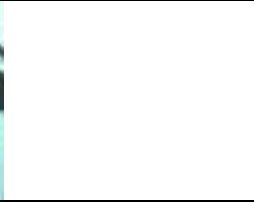
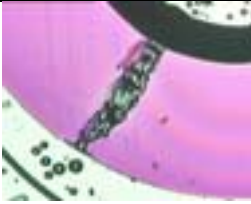
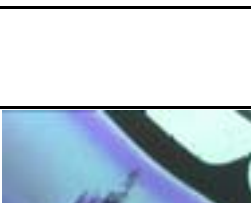


Figur 6.2.1 Lägsta AC genomslagspänning av de undersökta kablarna. Genomslagsnivån är normaliserad med U_0 , ($U_0=6$ kV för 12 kV kablar och 12 kV för 24 kV kablar, se förkortningstabell på sidan 1).

6.2.2 Vattenträdsanalys

Vid vattenträdsanalysen upptäcktes flera olika typer och storlekar av vattenträd i de olika objekten, både från det inre och yttre ledande skiktet på kabeln. På en del objekt hittades dock inte något vattenträd. Förklaringen till det kan vara att det har funnits vattenträd i genomslagskanalen som bränts bort vid genomslagsprovet. Observationerna sammanfattas i Tabell 6.2.1.

Tabell 6.2.1 Resultat av vattenträdsundersökta kablar

Kabel nr	Fas	Längsta detekterade vattenträd [mm] (%)	Anteckning/Bild
1a (24kV)	1	1,3 av 5,6 mm (25,5 %) från det yttre ledande skiktet F12	 
	2	1,1 av 5,7 mm (19,3 %) från det yttre ledande skiktet F24	
	3	1,0 av 5,1 mm (19,6 %) från det yttre ledande skiktet F31	
1b (24kV) Provbiten är tagen några km från det fältprovade objektet (1a), men har inte provats i lab.	1	-	 
	2	3,4 av 5,9 mm (57,6 %) från det yttre ledande skiktet FKTH2.	
	3	-	
2 (12kV)	1	Inget synligt vattenträd.	 
	2	Inget synligt vattenträd. F2	
	3	Inget synligt vattenträd.	
3 (12kV)	1	Inget synligt vattenträd.	 
	2	Inget synligt vattenträd. F2	
	3	Inget synligt vattenträd.	
4 (12kV)	1	1,2 av 3,2 mm (31,3 %) från det inre ledande skiktet	 
	2	Inget synligt vattenträd.	
	3	Inget synligt vattenträd.	
5 (24kV)	1	Inget synligt vattenträd.	 
	2	Inget synligt vattenträd.	
	3	Inget synligt vattenträd.	
6 (12kV)	1	2,7 av 3,9 mm (69 %) från det yttre ledande skiktet F1	 
	2	1,8 av 3,5 mm (51 %) från det inre ledande skiktet F2	
	3	Inget synligt vattenträd.	

6.2.2.1 Kabel 1, 24 kV

På kabel 1 fanns tydliga fotpunkter för vattenträd placerade längs en 10-20 mm bred sektor längs med kabeln. Flera vattenträd konstaterades vid skivning av kabeln, men vid en del genomslag är de bortbrända. På fas 3 var ledaren inte centrerad i isolationen och genomslaget inträffade där isolationen endast var 4,8 mm att jämföra med 6,3 mm på motstående sida. Den lägsta genomslagsspänningen var $6U_0$. Vattenträd hittades inte i genomslaget, men intill upptäcktes andra vattenträd som uppmätts. På fas 2 var ledaren relativt väl centrerad i isolationen och genomslagsspänningen var också högre. Genomslaget var kronformat med 5,6 mm isolation och vattenträd i genomslaget på 0,8 mm. Ett annat vattenträd i denna fas uppmättes till 1,1 mm i 5,8 mm isolation.

Vid analys av provbiten som togs av KTH några km ifrån den fältprovade sektionen (fas 2) upptäcktes flera stora vattenträd på 3,4 mm längd av 5,9 mm isolation, motsvarande 57,6 % (FKTH2) samt på 3,0 mm längd av 5,9 mm isolation PEX (50,9 %). Isolationen var 5,5 mm som tunnast.

6.2.2.2 Kabel 2, 12 kV

Några vattenträd har inte påträffats, eventuellt är de bortbrända vid genomslaget. Isolationen var 3,2 mm som tunnast på vissa ställen.

6.2.2.3 Kabel 3, 12 kV

Några vattenträd har inte påträffats, eventuellt är de bortbrända vid genomslaget. Isolationen var 3,2 mm som tunnast på vissa ställen.

6.2.2.4 Kabel 4, 12 kV

Vattenträd observerades från inre ledande skiktet på en av de undersökta sektionerna, med maxlängd 31,3 % av PEX-isolationen. På övriga sektioner upptäcktes inga vattenträd, men de kan vara bortbrända i genomslagen.

6.2.2.5 Kabel 5, 24 kV

Inga vattenträd upptäcktes på objekten. Fas 1 och 3 har inte samma konstruktion som fas 2, eftersom fas 2 har både invändig tejp och ledande skikt.

6.2.2.6 Kabel 6, 12 kV

Vattenträd observerades på två av objekten, ett från yttre ledande skikt och ett från inre, 69 % respektive 51 % längd. På återstående objekt upptäcktes inget vattenträd, men det kan vara bortbränt i genomslaget.

7 Resultat fra målinger i Norge

7.1 Ikke - destruktive feltmålinger

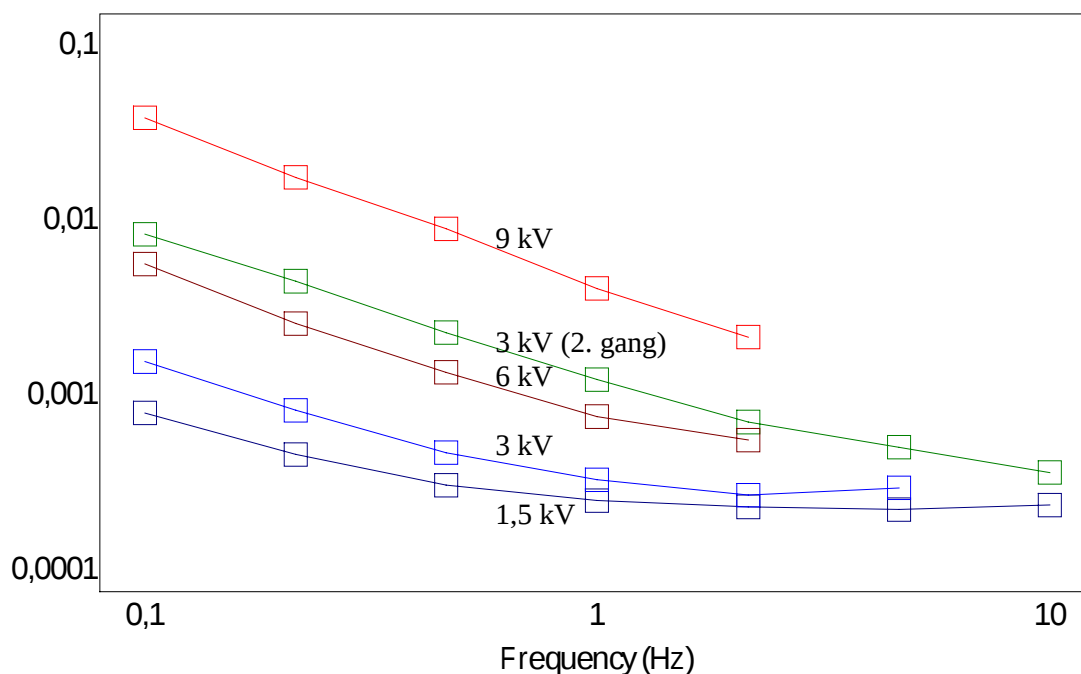
Tre kabler ble diagnostisert som 'dårlige' i felt. Her presenteres resultatene fra de ikke-destruktive feltmålingene for kablene som ble valgt ut til oppgraving, samt en kabel som var tatt opp og montert på trommel. Denne var det mulig å få tilsendt til laboratoriet.

7.1.1 Kabel 1, 12 kV

Dielektrisk tapstangent ($\tan \delta$)

Figur 7.1 viser målinger av $\tan \delta$ for kabel 1 i felt. Denne kabelen var ca 350 meter lang og hadde minst en skjõt. Tapene var frekvensavhengige og økte med synkende frekvens. Målingene ved lave spenninger tyder på at det var minst en skjõt montert på kabelen som førte til frekvensavhengigheten. På grunn av den lange lengden var det svært lite sannsynlig at det var endeavslutningene som forårsaket de frekvensavhengige tapene [2]. Tapene økte gradvis opp til 6 kV (U_0). Når målespenningen økte gradvis til $1,5 U_0$ (målingene i mellom er ikke vist her) økte tapene betydelig. Når spenningen deretter ble redusert til $0,5U_0$, var tapene fortsatt høye. Dette er ikke tidligere observert for

Dielectric Loss Tangent



Figur 7.1: Resultat fra feltmålinger av kabel 1. Figuren viser målinger av dielektrisk tapstangent opp til 9 kV ($1,5 U_0$).

målinger av kabler med lav isolasjonsresistans som følge av 'lavohmige' skjøter. Kabelen ble derfor diagnostisert som dårlig.

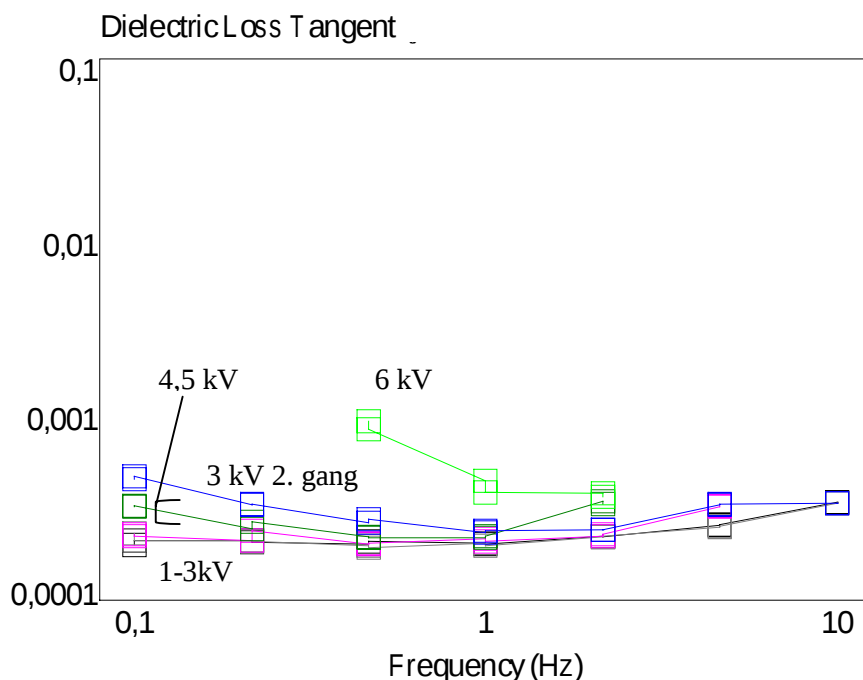
Isolasjonsresistans og kappemotstand

Kabelens isolasjonsmotstand ble målt ved 1 kVDC. Den ble målt til 59, 8 og 4 G Ω for henholdsvis fase 1, 2 og 3. Slike relativt lave verdier, spesielt for fase 3, støttet konklusjonen på at det var minst en skjøt i kabelen [4]. Men til tross for dette var det uproblematisk å prediktere aldringstilstanden til kabelen.

Kappemotstanden ble ikke målt.

7.1.2 Kabel 2, 12 kV

Kabel 2 ble diagnostisert for et industriselskap på bakgrunn av tidligere havari på kabler med samme design og driftsforhold (parallellavganger). Figur 7.2 viser resultat fra målinger av dielektrisk tapstangent ($\tan \delta$) på en av fasene. I motsetning til kabel 1, var responsen for denne kabelen lav og som for ny kabel opp til 3 kV ($0,5 U_0$). Ved $0,75 U_0$ økte tapene ved frekvenser lavere enn 1 Hz. Ved U_0 kV økte tapene relativt kraftig og målingen ble avbrutt ved 0,5 Hz. En ny måling ved $0,5 U_0$ viste at tapene hadde økt betydelig i forhold til første gangen $0,5 U_0$ ble påtrykt. Som for kabel 1 betyr dette at det er meget sannsynlig at det var minst ett gjennomgående vanntre i kabelen.



Figur 7.2: Resultat fra feltmålinger av kabel 2. Figuren viser målinger av dielektrisk tapstangent opp til 6 kV ($1U_0$).

Isolasjonsresistans og kappemotstand

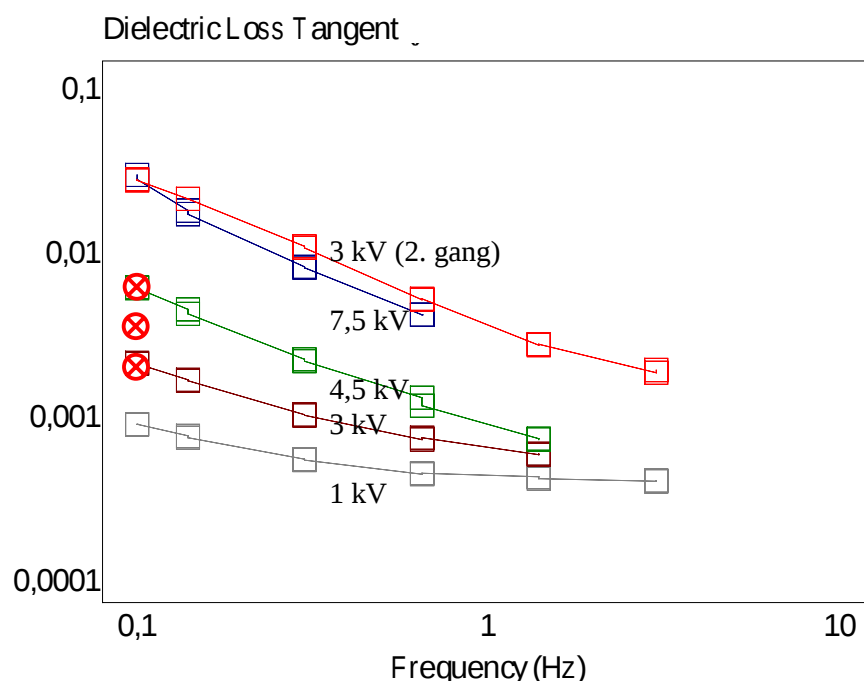
Kabelens isolasjonsmotstand ble målt ved 1 kVDC i 1 minutt. Den ble målt til 73, 138 og 34 G Ω for henholdsvis fase 1, 2 og 3. Verdiene er i grenseområdet, så målingen i seg selv avklarte ikke om kabelen hadde en skjøt.

Ved kappeprøvingen ble kappemotstanden målt til 0,01 M Ω ved 21 V (maks effekt fra instrumentet) som gir en strøm på 4 mA/km. Dette betyr at kabelen hadde kappefeil.

7.1.3 Kabel 3, 12 kV

Kabel 3 hadde mange skjøter (8) der 6 av disse ble installert på grunn av flere kabelhavarier. Figur 7.3 viser tapmålinger for en av fasene. Responsen ligner på den som ble målt for kabel 1. De relativt høye tapene ved 1 kV målespenning skyldtes meget trolig skjøtene. Tapene økte kraftig ved økende spenning. Denne økningen var spesielt stor ved 7,5 kV (1,25 U_0). En ny måling ved 0,5 U_0 viste at tapene hadde økt betydelig i forhold til første gangen 0,5 U_0 ble påtrykt. Som for kabel 1 og 2 betyr dette at det er meget sannsynlig at det var minst ett gjennomgående vanntré i kabelen.

Kabelen ble også diagnostisert med kabeleiers (everkets) eget utstyr (PHG 70 fra Baur). Dette utstyret måler tapstangent ved 0,1 Hz ved ulike spenninger opp til to ganger driftsspenningen [6]. Figur 7.3 viser resultat også fra disse målingene.



Figur 7.3: Resultat fra feltmålinger av kabel 3. Figuren viser resultat fra målinger av dielektrisk tapstangent opp til 7,5 kV (1,25 U_0). $\otimes$: Målinger med utstyr fra Baur ved henholdsvis 3, 6 og 9 kV ved 0,1 Hz.

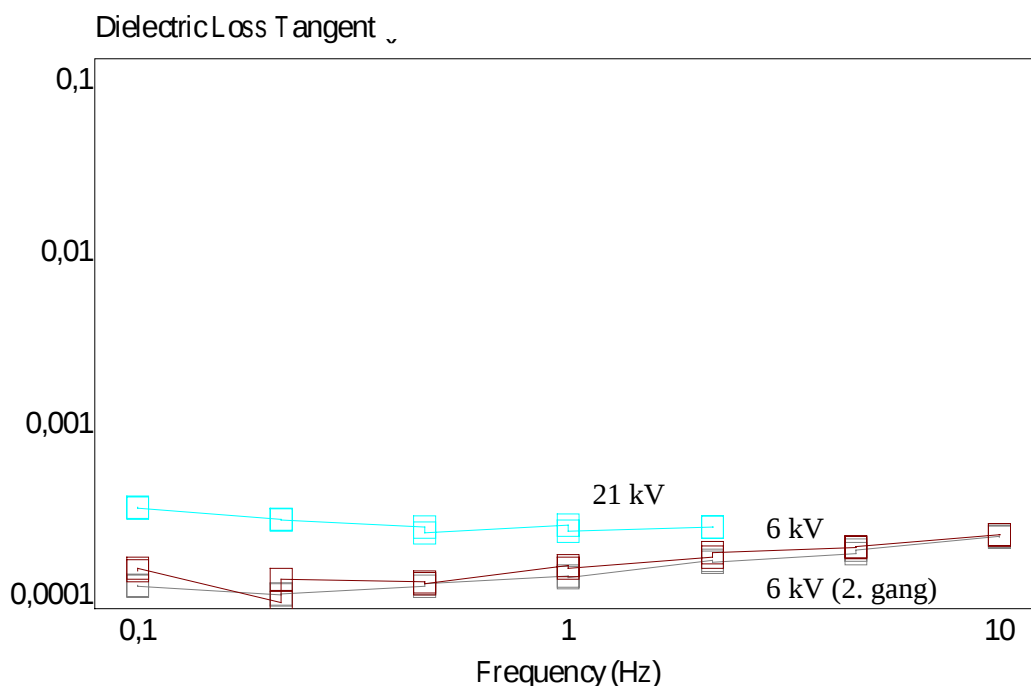
Ved 3 kV er det god overensstemmelse mellom måleresultatene detektert med de to diagnoseutstyrene. Ved 6 og 9 kV er tapene lavere for utstyret benyttet av everket. Prosedyren som everket anvendte gjør det også vanskelig å avgjøre om det er gjennomgående vanntrær i isolasjonen. Dette er tilbakemeldt til everket.

Isolasjonsresistans og kappemotstand

Kabelens isolasjonsmotstand ble målt ved 1 kVDC. Den ble målt til 14 og 1,8 G Ω for henholdsvis fase 1 og 3. Slike relativt lave verdier, spesielt for fase 3, tyder på at det er minst en skjøt i kabelen [4]. Til tross for dette var det uproblematisk å prediktere aldringstilstanden til kabelen (ett eller flere gjennomgående vanntrær i isolasjonen).

7.1.4 Kabel 4, 24 kV

Denne ble diagnostisert på trommel. Eksempel på målinger for en av fasene er vist i figur 7.4. Kabelen ble påtrykt spenninger opp til 21 kV (1,75 U_0). En svak ulinearitet ble detektert for kabelen og tapene var i størrelsesorden som for en ny kabel. Ingen hystereseeffekt ble observert når 6 kV (0,5 U_0) ble påtrykt for andre gang. Dette tyder på at det ikke var noen gjennomgående vanntrær i kabelen, og at aldringsgraden var moderat. Den svake ulineariteten kan også være forårsaket av endeavslutningene, da kabelen var relativt kort [2]. En kort lengde (10 meter) ble likevel sendt til laboratoriet for undersøkelse av aldringsgraden (vanntrevekst / holdfasthet).



Figur 7.4: Resultat fra feltmålinger av kabel 4. Figuren viser resultat fra målinger av dielektrisk tapstangent opp til 21 kV (1,75 U_0).

7.2 Laboratorieundersøkelser

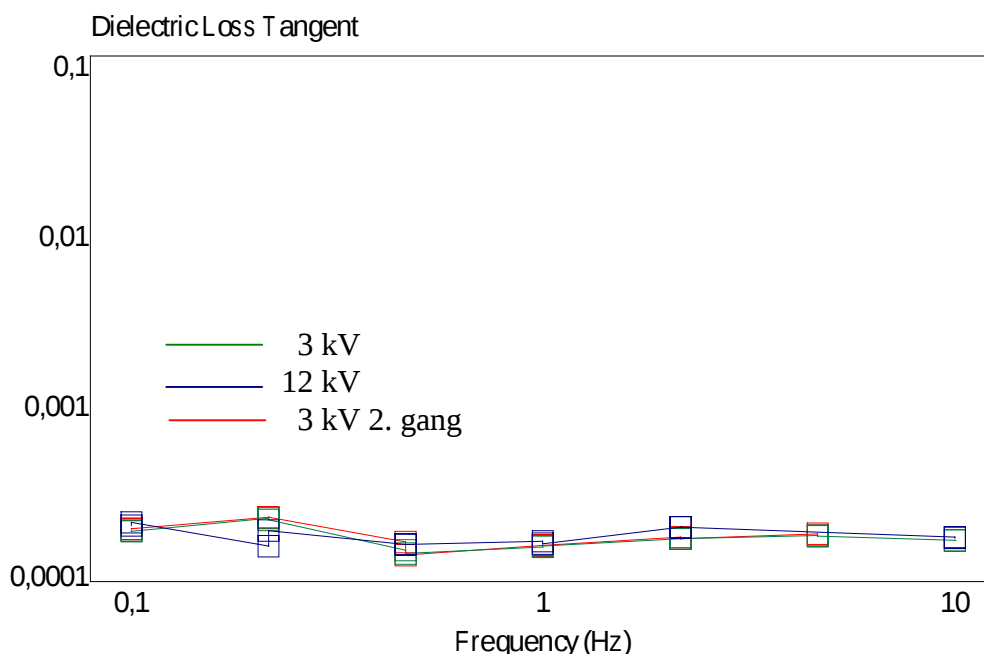
7.2.1 Ikke-destruktive målinger

Det ble gjennomført ikke - destruktive målinger av kabel 1 og 4 i laboratoriet. Disse er vist i figur 7.5 og 7.6.

Kabel 1

Denne kabelen hadde lave tap som for en ny kabel, og ingen ulinearitet eller hysteres (indikasjon på gjennomgående vanntrær) ble observert slik som feltmålingene viste.

Det viste seg imidlertid at kabelen som ble sendt til laboratoriet ikke var av samme type som den som det ble tatt en kort prøvebit av fra i felt. Kabelen som ble sendt til laboratoriet hadde rund leder, mens kabelbiten som ble undersøkt hadde sektorformet leder. Det er derfor meget trolig at kabelseksjonen ble tatt fra et annet sted enn der det ble målt fra (og tatt ut en kort prøvebit).

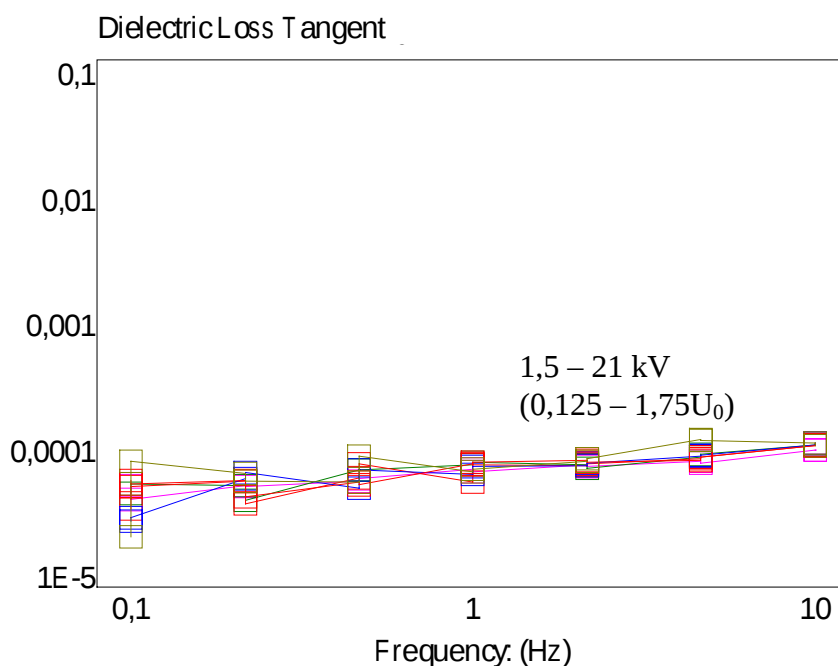


Figur 7.5: Resultat fra laboratoriemålinger av kabel 1. Figuren viser resultat fra målinger av dielektrisk tapstangent opp til 12 kV ($2 U_0$).

Kabel 4

Denne kabelen hadde også lave tap som for en ny kabel, og ingen ulinearitet eller hysteres (indikasjon på gjennomgående vanntrær) ble observert ved målinger opp til

1,75 U_0 . Det er trolig at vanntrealdringen var relativt lokal og at den delen av kabelen som tidligere ble undersøkt (og fjernet fra kabeltrommelen) var den aldrete seksjonen.



Figur 7.6: Resultat fra laboratoriemålinger av kabel 4. Figuren viser resultat fra målinger av dielektrisk tapstangent opp til 21 kV (1,75 U_0).

7.3 Destruktive målinger

7.3.1 Kabel 1, 12 kV

Kort prøvelengde (0,5 meter) tatt fra målested i felt

For kabel 1 ble det funnet svært lange vanntreer i isolasjonen. Kabelen var sektorformet og typisk ble det observert ventilerte vanntreer fra ytre leder i hjørnene av sektoren. Det ble observert flere gjennomgående trær i den 0,1m lange kabelseksjonen som ble undersøkt. Det ble også funnet elektriske trær i vanntrestrukturen, typisk fremme i spissen av vanntreet. De elektriske trærne kan ha vært initiert i forbindelse med havari under drift (overspenning).

Kabel på trommel (120 meter)

Som nevnt i kapittel 7.2.1 var det ikke noe som tydet på at den tilsendte seksjonen (annet kabeldesign og annen kabelprodusent) var vanntrealdret. Det ble derfor besluttet å ikke gå videre med denne kabelen da aldringsgraden var meget trolig moderat [4].

7.3.2 Kabel 2, 12 kV

Svært lange vanntrær ble detektert i den korte kabelbiten tatt fra den havarte parallellseksjonen (samme kabeldesign/produsent og driftsforhold). Flere vanntrær vokste gjennom isolasjonen (3,4 mm lange). Det ble dessverre ikke mulig å få den aktuelle kabelseksjonen i laboratoriet. SEfAS er i kontakt med industriselskapet, og det kan være muligheter for å få kabelen opp ved et senere tidspunkt.

7.3.3 Kabel 3, 12 kV

Everket besluttet å fortsette å ha kabel 3 i drift til et eventuelt havari. Denne kabelen er derfor ikke tilgjengelig for prosjektet (ennå).

7.3.4 Kabel 4, 24 kV

Kabelen som denne kabelseksjonen ble tatt fra hadde hatt flere havari i drift. Undersøkelsene av det 10 meter lange prøvestykket i laboratoriet viste at det var vanntrær i kabelisolasjonen, men aldringsgraden var moderat. Det lengste vannreet ble observert for fase 3 og var 1,7 mm langt, dvs 50% av isolasjonstykkelsen. Den laveste gjennomslagsverdien ble også detektert for denne fasen ($5 U_0$).

7.3.5 Kabel 5, 24 kV

Denne kabelen hadde tidligere havart i drift i 1994. Resultat fra vanntreundersøkelsene den gangen viste at det var lange ventilerte vanntrær som vokste fra indre halvleder som førte til havariet. Bilder fra vanntreundersøkelsen som ble gjort er vist i tabell 7.3.1.

Den kraftige vanntreveksten skyldtes mest sannsynlig at det hadde vært vann i lederen. Avhengig av driftslasten og omgivelsestemperaturen (temperaturgradienten), kan vann i lederen føre til en høy akselerasjon av vanntreveksten [9].

Denne kabelen ble i 2003 gjennomslagsprøvd i laboratoriet. Det ble kun målt relativ høye gjennomslagsverdier (kabelen hadde ligget fuktig med ytre kappe intakt). Den laveste gjennomslagsverdien ble målt for fase 1 til 84 kV ($7U_0$). Det ble ikke foretatt vanntreundersøkelser av denne kabelen på grunn av de høye gjennomslagsverdiene.

7.3.6 Kabel 6, 12 kV

Denne kabelen ankom relativt nylig til SEfAS's laboratorium i Trondheim. Det var ikke gjennomført diagnostiske målinger av kabelen. Det var kun gjennomført innledende

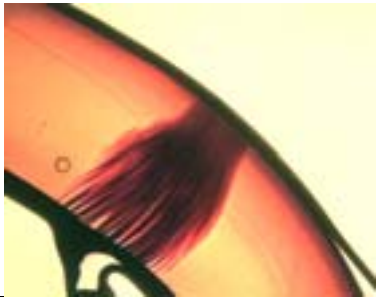
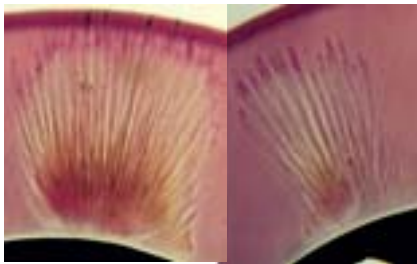
vanntreundersøkelser. Resultatene viste at det var lange ventilerte vanntrær som vokste fra indre halvleder. Noen av vanntrærne var opptil 3,5 mm lange (100% av isolasjonstykkelsen). Det ble også observert elektriske trær som vokste fra isolasjonsskjermen og mot vanntrærne. Denne kabelen skal det arbeides videre med.

Det ble kun observert slik vanntrevekst i isolasjonen i en av fasene. Dette er illustrert i figur 7.7. En av fasene hadde hvite 'flekke' som var ventilerte vanntrær som vokste fra indre halvleder og utover mot isolasjonsskjermen. Tettheten av vanntrærne var svært høy. Dette skyldes trolig at det hadde kommet vann i lederen (som for kabel 5).



Figur 7.7: Bilde av isolasjonen for kabel 6. De hvite 'flekkene' for midtfasen er vanntrær som vokser fra lederskjermen og utover mot ytre halvleder.

Tabell 7.3.1 Resultat fra vanntrevekstanalyse og gjennomslagsprøving

Kabel	Kommentarer	Gjennomslags- spenning [kV / U ₀]	Lengste observerte vantrær [µm / %]	Bilder fra vanntreanalyse
1	Etter måling ble ca 0,5 meter av kabelen tatt med til laboratoriet for vanntreanalyse. 0,1 meter av den ene fasen ble analysert.	Fase 1: ---	3400 / 100	
		Fase 2: ---	---	
		Fase 3: ---	---	
2	Vanntreanalysen er gjort på en parallellavgang som tidligere hadde havareert. Driftsforholdene samt kabeldesign for denne kabelen var identisk som for den diagnostiserte kabelen.	Fase 1: ---	3400 / 100	
		Fase 2: ---	---	
		Fase 3: ---	---	
4	10 meter ble tatt fra trommel i felt for 'stikkprøve' etter den ikke-diagnostiske prøvingen i felt.	Fase 1: 36 / 6	850 / 25	
		Fase 2: 36 / 6	1020 / 30	
		Fase 3: 30 / 5	1700 / 50	
5	Bildene av vantrærne er resultat fra tidligere undersøkelse som var avgjørende for valg av akkurat denne kabelen. De hører ikke sammen med gjennomslagsverdiene i denne tabellen.	Fase 1: 84 / 7 - 120 / 10	---	
		Fase 2: 96 / 8 - 144 / 12		
		Fase 3: 96 / 8		
6	Kabelen var nylig ankommet laboratoriet. Kun resultat fra innledende vanntreanalyser er vist her.	Fase 1: ---	3520 / 100	
		Fase 2: ---	---	
		Fase 3: ---	---	

8 Diskussion

Resultaten indikerar att diagnostikmetoder baserade på dielektrisk respons endast kan detektera vattenträdsåldring i tripplextruderade PEX-kablar för mellanspänning när vattenträden växer helt igenom isolationen. Huvudorsaken till detta är troligtvis den relativt låga vattenträdstätheten i kablarna. Det växer typiskt 1 - 100 träd per meter kabel i dessa kablar, mot typiskt 10000 träd per meter för 1:a generationens kabel. Det medför att vissa av diagnostikkriterierna, anpassade för 1:a generationens PEX-kabel, inte är tillämpliga för denna kabelgrupp. Laboratorieresultaten visar att kablar med ett genomslagsvärde på $4U_0$ eller högre inte indikerar någon vattenträdsåldring i de dielektriska spektroskopimätningarna, medan kablar med ett genomslagsvärde på $3U_0$ eller lägre sannolikt kan särskiljas [4].

För 2:a generationens PEX-kablar ser det ut som om den dielektriska responsen genomgår en snabb förändring från låga inte spänningsberoende förluster till ett läckströmsbeteende när isolationen är kraftigt vattenträdsåldrad (genomgående eller nästan genomgående vattenträd). Spänningsnivån när denna övergång sker kan vara en indikation på hur kraftigt åldrad isolationen är [2][6]. Detta antagande illustreras av mätningen på svenska kabeln 4 fas 3, där övergång till läckström erhöles vid U_0 och genomslag inträffade vid $1,5U_0$ i påföljande mätning, samt svenska kabeln 3 fas 3 som erhöles övergång till läckström vid $1,75U_0$ och hade ett genomslagsvärde på $3U_0$.

För kablar som havererat under drift har man ofta observerat genomgående vattenträd i 12 kV men mer sällan i 24 kV kablar. Det finns därför en viss sannolikhet att 24 kV kablar kan haverera under drift utan att vattenträden växer igenom isolationen. Det medför en viss osäkerhet om dåliga 24 kV kablar kan detekteras med den använda metoden, men till exempel kabel 5 (24 kV PEX-kabel från Norge) hade havererat under drift på grund av genomgående vattenträd förorsakade av vatten i ledaren.

Att hitta passande kablar att mäta har varit svårt. Flertalet av de identifierade kablarna för fältmätningar har visat sig innehålla sektioner av antingen 1:a generationens PEX-kabel och/eller papper/olja kabel när väl fältmätningarna genomförts. Kablarna som uppmätts i fält har i flertalet av fallen varit mycket längre än de sektioner som kunnat skickas för laboratorieundersökningar. Detta medför en osäkerhet beträffande hur representativa de korta sektionerna är för hela kabellängden.

Generellt var de kablar som skickades in till laboratoriet i bättre kondition än väntat. Detta antyder att vattenträdsåldringen av 2:a generationens PEX-kabel inte är så allvarlig som befarat, i varje fall inte ännu. Detta stämmer bra med de observationer som gjorts i samband med "Pilotprojektet"² i Norge, ett samarbetsprojekt mellan SINTEF

² *Dette prosjektet inngikk i det norske forskningsprosjektet EFFEKT N3.01.DP2: 'Tilstandskontroll og rehabilitering av kabelanlegg', igangsatt av EBL Kompetanse i samarbeid med Norges Forskningsråd, norske energiverk og industri og utført av SINTEF Energiforskning AS.*

Energiforskning och fyra elbolag i södra Norge där 80 st 2:a generationens kablar diagnostiserades i fält [4].

Skarvars inverkan på diagnostikmätningar är en viktig fråga och borde undersökas mer i detalj, eftersom den kan leda till felaktig bedömning av en kabels kondition eller helt omöjliggöra diagnosen [4].

Ett viktigt komplement till metoder baserade på dielektrisk respons är den lokaliseringsmetod (TidsDomänReflektrometri, TDR) som utvecklas av KTH [Bilaga B]. Den metod som har undersökts i samband med detta projekt innebär bland annat mätning under högspänning. Med metoden kan skarvar lokaliseras och möjlighet att lokalisera vattenträd i 1:a generationens PEX-kablar (hög täthet av vattenträd) har demonstrerats. Vidare utveckling sker för att kunna lokalisera åldrade partier även på 2:a generationens kablar, även under drift.

9 Slutsatser

Från projektet kan följande huvudslutsatser dras:

Det är möjligt att detektera vattenträd i 2:a generationens PEX-kablar med den använda diagnostikmetoden. En avgörande förutsättning för detta är emellertid att vattenträden växer igenom hela isolationen.

Kablar med genomgående vattenträd kan ha en elektrisk hållfasthet mellan U_0 och $3U_0$ och den återstående livslängden kan variera avsevärt.

Resultatet indikerar att det finns en korrelation mellan spänningsnivån där övergång till läckström inträffar (icke-destruktiva mätningar) och genomslagsvärdet för kabeln (destruktiv mätning). Detta skulle kunna användas som ett bedömningskriterium för denna grupp av kablar, men mer forskning behövs för att bekräfta denna hypotes.

Tillståndskontroll med en mätspänning över driftspänning (U_0) kan i vissa fall vara nödvändig för att detektera genomgående vattenträd. I sådana fall kan en mätspänning upp till $2U_0$ vara nödvändig, vilket givetvis innebär extra påkänning på kabeln.

En viktig observation är att relativt få kablar har nått en kritisk åldring (genomgående vattenträd). Det generella åldringstillståndet är därför bättre än befarat.

10 Måluppfyllelse

Huvudmålet för projektet var att undersöka om man med den använda metoden baserad på dielektrisk spektroskopi kan detektera långa men inte genomgående vattenträd i 2:a generationens mellanspannings PEX-kablar.

Resultaten visar att 2:a generationens PEX-kablar med genomgående vattenträd, som har hållfastheten $1-3U_0$ och varierande återstående livslängd, kan identifieras. Däremot kan man inte upptäcka vattenträd som inte är genomgående, även om dessa är långa, med tillgänglig metod baserad på dielektrisk spektroskopi.

I rapporten redovisas en del problem och andra iakttagelser som kan utgöra en värdefull bakgrund för fortsatt arbete med att vidareutveckla diagnostiska metoder för trippleextruderade mellanspanningskablar.

11 Förslag till fortsatt arbete

I rapporten konstateras att 2:a generationens mellanspänningskablar, med enstaka undantag, är bättre än befarat, samtidigt som en åldringsprocess är dokumenterad. Det är därför angeläget att fortsätta arbetet med att ta fram fullgoda metoder för tillståndskontroll även för denna kabelgeneration. Detta arbete kan med fördel fortsätta med den procedur som använts i projektet med den skillnaden att sökandet efter provobjekt nu inte skall forceras. För att kunna ge den eftersträlvade ytterligare informationen inväntas relevanta provobjekt som, utöver driftproblem, bl.a. har lagom längd och där det finns möjlighet att sända hela den fältmätta längden till laboratorium.

Skarvars inverkan på diagnostikmätningar är en viktig fråga och borde undersökas mer i detalj, eftersom dessa kan leda till felaktig bedömning av en kables kondition eller helt omöjliggöra diagnosen [4].

Andra faktorer som förtjänar särskild uppmärksamhet är förläggingsmiljö och mantelskador. I samband med kommande fältmätningar bör flera metoder studeras parallellt, i första hand mätningar baserade på dielektrisk spektroskopi och lokaliseringsmätningar.

Samarbetet mellan Norge och Sverige har varit gynnsamt och rekommenderas även för det fortsatta arbetet.

Exempel på konkreta arbetsuppgifter inom fortsatt samarbetsprojekt:

1. Ta fram samband mellan spänningsnivå för övergång till läckström och återstående elektrisk hållfasthet för kablar med genomgående vattenträd.
2. Ta fram samband mellan återstående elektrisk hållfasthet och kvarvarande livslängd för dessa kablar.
3. Söka metoder/kriterier för att eliminera inverkan av skarvar.

12 Referenser

- [1] IEC 60 183 Guide to the selection of high-voltage cables, 1984, second edition.
- [2] Werelius P., Thärning P., Eriksson R., Holmgren B., Gäfvert U., " Dielectric Spectroscopy for Diagnosis of Water Tree Deterioration in XLPE Cables", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, No. 1, Feb. 2001.
- [3] Hvidsten S., Werelius P., Christensen J., "Evaluation of On-site Dielectric Response Methods For Non-destructive Testing of Water Treed MV XLPE Cables". CIRED. 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution 2001. Part 1: Contributions. (IEE Conf. Publ No. 482), Vol.: 1, June 2001.
- [4] Hvidsten S., Benjaminsen J.T., " Diagnostic Testing of MV XLPE Cables with Low Density of Water Trees". Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), Boston MA USA, 7-10 April 2002.
- [5] Holmgren B., "Dielectric response, breakdown strength and water tree content of medium voltage XLPE cables", Licentiate thesis, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm, Sweden, 1997.
- [6] Hvidsten S., Faremo H., Benjaminsen J.T. and Ildstad E., "Condition Assessment of Water Treed Service Aged XLPE Cables by Dielectric Response Measurements", CIGRE Session 2000, Paper No. 21-201, Paris, France, August 27 – September 1, 2000.
- [7] Bruaset A., Benjaminsen J.T., "Kappeprövning av 12 og 24 kV polymerkabel", TR A4578, November 1997, SINTEF Energiforskning AS.
- [8] Insulation diagnostic system IDA 200, GE Energy Services, Programma Electric AB, Sweden
- [9] Benjaminsen J.T., Faremo H., Soelberg P., Olsen J.A., "Long Term Testing of MV-XLPE Cables", Proceedings of the 1994 Nordic Insulation Symposium (NORD-IS), Vaasa, Finland.
- [10] [Hvidsten, S og Benjaminsen, J.T: 'Tilstandskontroll av 12 og 24 kV PEX-kabler med strippbar ytre halvleder'. Rapport EBL-K 48 2001 / TR A5493. Desember 2001.](#)

Bilagor

- A Artikel till Nordic Distribution and Asset Management Conference 2004: "CONDITION ASSESSMENT OF 12 AND 24 kV XLPE CABLES INSTALLED DURING THE 80's. RESULTS FROM A JOINT NORWEGIAN / SWEDISH RESEARCH PROJECT"**

CONDITION ASSESSMENT OF 12 AND 24 kV XLPE CABLES INSTALLED DURING THE 80's. RESULTS FROM A JOINT NORWEGIAN / SWEDISH RESEARCH PROJECT

Björn Holmgren, ABB, Corporate Research, SWEDEN, bjorn.holmgren@se.abb.com

Sverre Hvidsten, SINTEF Energy Research, NORWAY,

sverre.hvidsten@energy.sintef.no

Lars Adeen, SwedPower, SWEDEN, lars.adeen@swedpower.com

Jonas Wetterström, Vattenfall Utveckling, SWEDEN, jonas.wetterstrom@vattenfall.com

BACKGROUND

Water Treeing and Service Failures

In the Nordic countries cross-linked polyethylene (XLPE) cables were introduced in the late 1960's. The old cable design using oil or mass impregnated paper as electrical insulation was abandoned and no problems were initially foreseen with this “new” material.

The first generation of XLPE cables manufactured in the Nordic countries was equipped with an extruded conductor screen, with an insulation screen consisting of either a conducting layer of graphite together with a textile strapping or only a conductive textile strapping as indicated in Figure 1.

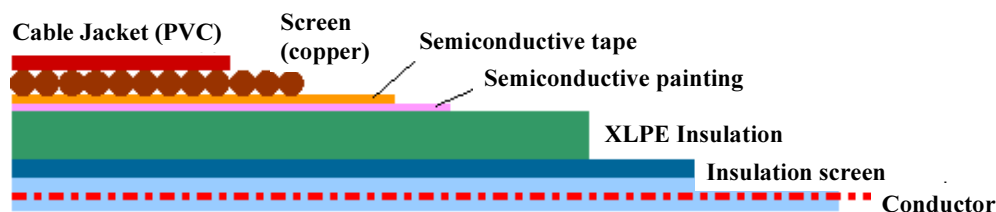


Figure 1 Old cable design used during production of XLPE cables in Norway and Sweden till about 1978/79 [1].

Around 1974 – 1978 this design was abandoned, in connection with new production methods which allowed tandem and later triple extrusion enabling extruded insulation screens. In the beginning of the 1980's dry vulcanization was introduced instead of the original “wet” method followed by other modifications such as cleaner insulation material and improved material mixtures for the semi-conducting layers. Cables produced from the late 1970's (with extruded insulation screen) till 1990 are referred to as the second generation of XLPE cables. In the 1990's, water-tight designs (metallic thin sheet placed within the outer sheath) of medium voltage XLPE cables started to show up and are today extensively used in Norway. The water tight designed XLPE cables are here referred to as the third generation. Figure 2 shows the development of XLPE cables in Norway and a typical water tree from a 2nd generation XLPE cable.

The main motives for the design improvements were the observations that the old cable designs were particularly vulnerable to the so-called water tree degradation that significantly reduces the breakdown strength of the insulation [i, ii]. Water treeing

occurs in all known polymeric materials and the water trees grow during the combined action of an electrical field, contaminants/protrusions and water.

Figure 3 shows the number of insulation failures per 100 km and year in Norway of 12 and 24 kV cables related to year of registration of failure. In addition, the accumulated increase in the length of the installed 12 / 24 kV cables is included. It can be seen that the cable failure rates (related to water treeing) are increasing. The main contribution to the cable failure statistics is the old cables produced in the 70's. However, an increased number of insulation failures for the second-generation cables have been observed.

For Sweden the latest data available are from an extensive study of XLPE cable failures performed during the period 1965-1985 [iii] and statistics collected until 1993 [iv]. The total installed length of medium voltage XLPE cables (12 and 24 kV) in Sweden at the end of 1993 was 17 000 km. In Norway the installed length in 1993 was 15 000 km, increasing to 22 000 km in 1999 [v].

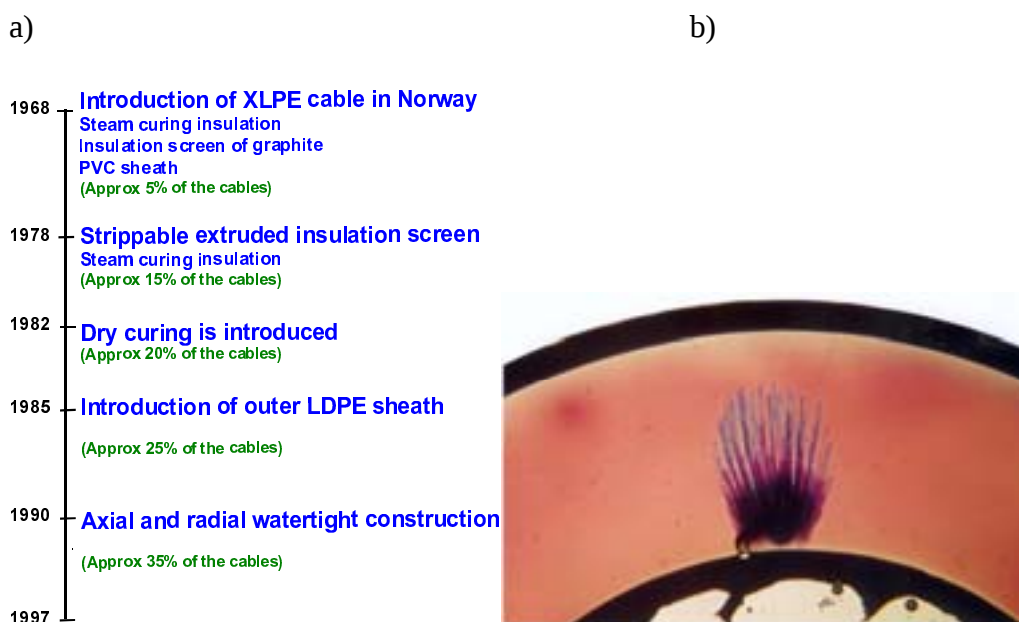


Figure 2 a) Developments in Norwegian medium voltage cable designs to the late 90's [i]. b) Typical water treeing within the insulation of the 2nd generation XLPE cable design (1978 – 1990).

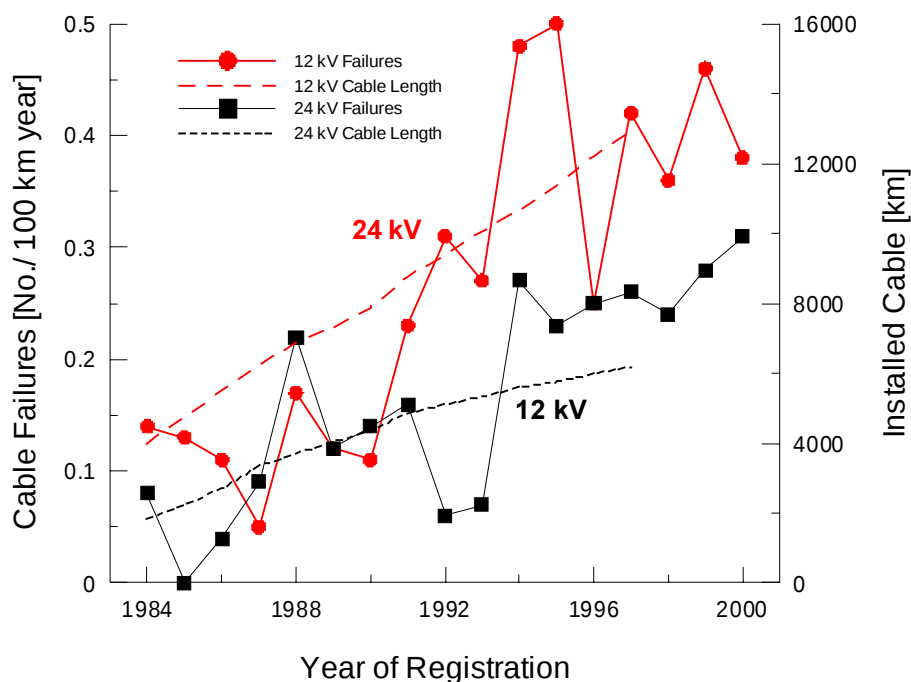


Figure 3 Reported cable failure rate due to water treeing and installed cable length of 12 and 24 kV XLPE cables in Norway, recorded up till 2000. Most of the recorded insulation failures were caused by the old design manufactured during the 70's [v].

In general water trees can be present in all cables with no water tight design, which means that more than 20 000 km of the installed medium voltage cables in Norway and Sweden in the future can suffer from service failure due to water treeing – an installed value that comes to more than 1 billion Euros. This puts focus on the need to establish a reliable diagnostic technique for the condition assessment of XLPE cables in order to postpone the reinvestment. In addition, in Norway the network owners now have to pay a “fine” for service interruptions. This fine is proportional to the energy not supplied during an interruption. These costs can become very high. Both in Norway and Sweden cable ageing and cable diagnostics have therefore been an issue for some years.

JOINT NORWEGIAN / SWEDISH RESEARCH PROJECT 2002-2004

Main Objectives of Work

This paper reports results from condition assessment of 12 and 24 kV XLPE cables using a commercial available technique initially developed at KTH in Sweden [vi]. The main purpose of this work was to examine if the method could detect water tree degradation for the 2nd generation MV cables with long but not bridging water trees.

An extensive on-site experience both in Norway and Sweden as well as in Denmark has been gained with this method [vii]. A database based on laboratory measurements of non-destructive and destructive measurements of cables from service has also been built [vi, vii]. The results show that the degree of water treeing within the insulation of the first generation of XLPE cables can be easily detected.

For the second generation of cables the low density of water trees makes the condition assessment difficult [viii]. Results from previous examinations have indicated that for this group of cables the condition could only be assessed when the water trees bridged the insulation [ix, x]. As the installed length of this cable group is more than three times larger than the first generation cables, it is necessary to further examine the sensitivity of the method for these cables.

The cable population and vintages are similar in Norway and Sweden, and previous collaborations in this area have been fruitful, therefore it was of interest to continue collaboration in order to increase the volume of the project at a reasonable cost. Accordingly the project work is conducted in both Norway and Sweden.

Course of Action

The project activity was mainly split into two parts; 1) Perform on-site measurements in order to detect 12/24 kV cables with severe water tree degradation. 2) Remove bad cables from service and then ship them to the laboratory for further examinations.

1) On-Site Measurements

A great number of utilities were contacted and candidate cables were selected for on-site measurements. No other cable types (PILC or 1st generation XLPE) should be present in the same cable circuit. Some types of joints have also been found to complicate the assessment of cable condition and should not be present for that reason [viii]. Based on the results from these measurements a few circuits were selected and about 100 m of the selected cable circuit was then dug up and shipped to the laboratory.

2) Laboratory Examinations

In the laboratory diagnostic measurements were initially performed. Then the cable was cut into four 25 m pieces. Diagnostic measurements were repeated on the short lengths followed by AC breakdown test deducing the remaining breakdown level of the cable. Water tree analysis was then performed on thin slices taken in the vicinity of the breakdown channel.

The results from the non-destructive measurements (diagnostic) and destructive tests were then compared and analyzed and form the basis for any new, improved or refined diagnostic criteria to be formulated.

EXPERIMENTAL PROCEDURES

Non-Destructive Diagnostic Measurements (Laboratory and On-Site)

The non-destructive diagnostic measurements were performed using a method based on dielectric spectroscopy provided from General Electric with a max output voltage of 30 kV peak [xi]. The method is based upon that water treeing causes measurable changes for the dielectric loss and capacitance compared to non-treed insulation. The main measurement procedure consists of a number of frequency sweeps (0,1 – 10 Hz) at several voltages levels up to service voltage, U_0 . If no water tree degradation was detected at voltages up to U_0 , additional frequency sweeps at voltages up to $2U_0$ were performed. This measurement should not continue if any tree degradation was detected during the measurements.

Destructive Measurements (Laboratory only)

The destructive tests consist of AC breakdown test and water tree analyses.

1) AC Breakdown Test

- In this test the voltage is increased (from U_0) in steps (U_0) every 5th minute until breakdown occurs. Water terminations have been used to avoid any flashover at the cable ends.

2) Water Tree Analysis

After the breakdown test ten 0,5 mm thick slices of the cable insulation have been cut at the breakdown site. The slices have been stained in methylene blue and examined by microscope. The water tree analysis is concentrated to the breakdown site in order to find the cause of the breakdown. The length of the water tree in the vicinity of the breakdown channel is registered. It is assumed that the tree in the vicinity of the breakdown channel is the longest tree since other investigations have shown that the longest water tree determines the breakdown level [i].

Description of the Cables

Table 1. Condition assessed cables within the project during 2002 – 2004.

	Total Length [km]	No. of Cables	No. of Cables with Splices	No. of Cables Assessed 'Bad'	No. of Cables Selected / Shipped
Norway	8,3	28	8	3	3 / 1
Sweden	7,5	12	10	4	4 / 4

Table 1 summarizes the data from condition assessment of cables during 2002-2004. All the cables were 2nd generation cables produced from 1978 to about 1988. Regarding the measurements in Norway, three cables were assessed as bad during the on-site measurements. All these cables were selected for further examinations but it was only possible to get a section of about 100 meters of one of the cables. In addition, a short section of about one meter was taken from this cable prior to measurements for preliminary laboratory examinations. In Sweden 12 cables were identified as interesting and diagnostic measurements were performed on them in the field. Four of these cables were selected for further investigations in the laboratory. However, it was only possible to get 100 meter long samples from two of the selected cables. The other two were of shorter lengths due to digging restrictions.

Table 2 shows a description of some of the selected cables for the laboratory examinations. Results from condition assessment (on-site or in the laboratory) of these cables are presented in the paper.

Table 2. Description of some of the selected cables assessed as ‘bad’.

Cable No.	Manufacturer	Cable Type	Year of Installation	Length	No. of Splices	Measured
1	A	12 kV, 3x1x240mm ²	1979	300	1	Norway
2	B	12 kV, 3x1x240mm ²	1988	30	0	Sweden
3	C	12 kV 3x1x240mm ²	1980	1100	3	Sweden

EXPERIMENTAL RESULTS

On-Site Condition Assessment of XLPE MV Cables

Figure 4 shows results from non-destructive on-site measurement on Cable 1. The cable was a 12 kV XLPE cable with a sector shaped conductor installed in 1979. This cable had previously suffered from service breakdown. It can be seen that the dielectric loss tangent ($\tan \delta$) strongly increased at the lower frequencies. This could either be interpreted to be due to the installed joint or a bridging water tree [viii]. However, the strong ‘hysteresis’ in the measurements, where the increased $\tan \delta$ measured at 0,5U₀ the second time, strongly indicated that long bridging water tree(s) was present within the insulation [vi].

Cable 2 was directly selected for further investigation based on poor service performance and therefore not measured in the field. Figure 5 shows results from measurements of $\tan \delta$ up to 2U₀ measured in the laboratory on phase 3. For voltages up to 1,5U₀ low losses and no voltage dependence was detected (as for a new and unaged cable). At approximately 1,75U₀, transition to ‘leakage current’ (i.e. strong increase in $\tan \delta$ at decreasing frequencies) occur and the following measurements at 2U₀ and U₀ both show leakage current indicating long water trees in the insulation. Phase 2 looked the same as phase 3 while phase 1 did not show any sign of water tree deterioration.

During the on-site measurements cable failure occurred for Cable 3 that had previously suffered from several service breakdowns, most likely due to water treeing. The cable had a number of splices of a type that could affect the diagnostic measurements. The field measurements were not easily interpreted and influence of the specific splice type was assumed to be the cause.

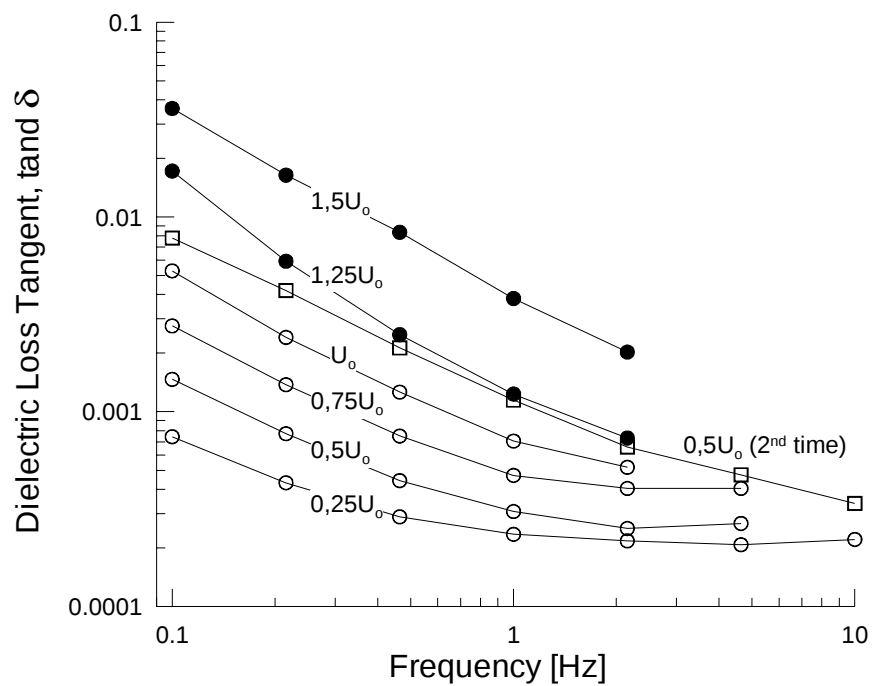


Figure 4 On-site measurements of $\tan \delta$ up to $1,5U_0$ (9 kV) of Cable 1, one of the phases (Norway).

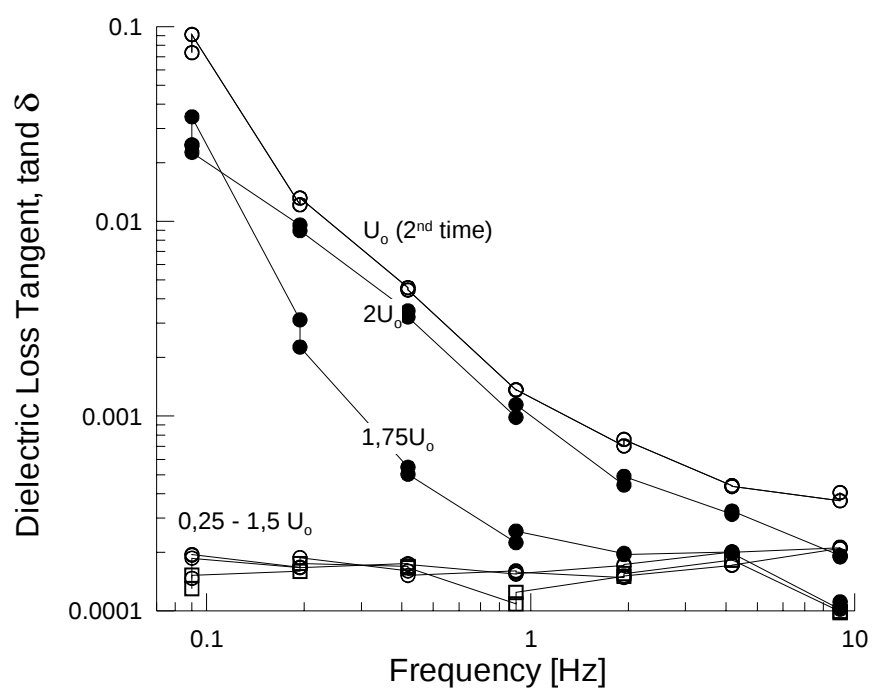


Figure 5 Laboratory measurements of $\tan \delta$ up to $2U_0$ (12 kV) of Cable 2, phase 3 (Sweden).

However, for phase 3 transition to leakage current could be observed at U_0 . Due to the ambiguous results for phase 1 and 2 the measurement proceeded with voltages above U_0 , resulting in cable failure at $1,5U_0$.

Due to digging restrictions only three 10 m sections of Cable 3 could be examined in laboratory, one of the sections was taken in the vicinity of the breakdown site. The laboratory measurements of the three sections showed no signs of water tree degradation, low losses and no voltage dependence, indicating cable insulation in good condition.

The low density of water trees in this type of cable could be the cause to the difference between field and lab measurements since only short sections that might not have any major water trees were investigated in the laboratory, even though the sections were taken in the vicinity of the breakdown sites.

Destructive Diagnostic Testing in Laboratory

1) AC Breakdown Test

Table 3 shows the lowest breakdown voltage for each cable and phase. In case of Cable 1, no breakdown voltage test was performed for the cable shipped to the laboratory. This was unfortunate due to that it was two different cables on each side of the joint. The cable that was dug up and shipped to the laboratory was different from the 1 meter long sample taken from the measurement end of the cable after the on-site measurements. A different manufacturer had produced this cable and the degree of water tree degradation was low. Therefore no breakdown test was performed for this cable.

The results show that Cable 2 had low breakdown voltages ($3U_0$ for phase 2 and 3) while Cable 3 had the higher breakdown voltage ($4-7U_0$).

Table 3. Results from AC breakdown voltage test.

Cable No.	Manufacturer	Lowest AC Breakdown Voltage [U/U_0 *]			Measured
		Phase 1	Phase 2	Phase 3	
1	A	---	---	---	Norway
2	B	5	3	3	Sweden
3	C	5	4	7	Sweden

* : $U_0 = 6 \text{ kV}$

--- : Not measured

2) Water Tree Analysis

Long water trees bridging the insulation were detected in Cable 1 as indicated in Figure 6. It was also observed that electrical trees were present within the tip of some of the observed water trees.

No water trees were detected for Cable 2. It is possible that the water trees could be burnt out during the breakdown test. In case of Cable 3 relatively small water trees were detected growing from the conductor screen ($\sim 1,2 \text{ mm}$ in length). In general very few water trees per unit length were found.

a)

b)

c)

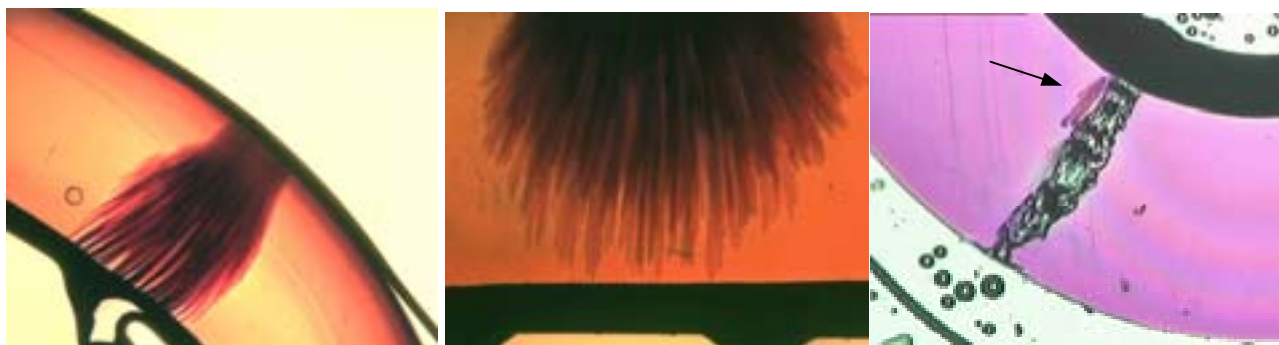


Figure 6 a) A long water tree bridging the insulation (3,4 mm) in Cable 1. b) Picture of the tip of a water tree growing from the insulation screen and in contact with the conductor screen. c) Water tree growing from the conductor screen (arrow) within the insulation of Cable 3 (1,2 mm).

DISCUSSION

Finding suitable cable objects have been difficult. Several of the identified cables have turned out to contain either 1st generation XLPE or Paper Insulated Lead Covered (PILC) cable sections when field measurements were performed. The cables measured on-site were, in many cases, much longer than the sections shipped to the laboratory. This brings an uncertainty of how representative the short sections are for the whole cable length. In general, the cables shipped to the laboratories were in most cases in better condition than expected (both in Norway and in Sweden). This indicates that the general water tree degradation has up to now not been as severe as expected.

However, some important results have been obtained during the project. For the 2nd generation cables the results indicate that water tree degradation can only be detected if the water tree(s) grow through the insulation wall. This means that some of the criteria adopted for the 1st generation cables cannot be used for this cable group. The results from the laboratory examinations show that cables having breakdown voltages of $4U_0$ or above do not indicate any insulation deterioration in the dielectric spectroscopy measurements, while cables with breakdown voltage of $3U_0$ and below can be distinguished.

For the 2nd generation XLPE cables it seems like the dielectric spectroscopy response has a sudden change from a low loss and linear behaviour to leakage current when the insulation becomes heavily deteriorated (bridging or nearly bridging water trees). The voltage level at which this transition takes place might be an indicator of the severity of the deterioration. It is possible that transition to 'leakage' at voltages below or equal to U_0 imply heavily deterioration while transition at voltages between U_0 and $2U_0$ imply a less severe degree of deterioration [vi, x]. This assumption is illustrated by measurements on Cable 2 phase 3, where transition to leakage occurred at U_0 with the following measurements at $1,5U_0$ resulted in breakdown. Cable 3 phase 3 showed transition to leakage at $1,75U_0$ and a remaining breakdown level of $3U_0$.

As previously found, the density of the water trees within these XLPE cables seem to be relatively low (1-10 / m cable). Sections of Cable 3 taken in the vicinity of the breakdown site, probably caused by long water trees, did not show any sign of deterioration in the non-destructive or destructive tests.

The influence of splices on the diagnostic measurements is a major concern and should be investigated more carefully, as this could cause an erroneous interpretation of cable condition [viii].

CONCLUSIONS

From the Project the following main conclusions can be drawn;

Generally the overall cable condition is better than expected for the second generation XLPE medium voltage cables. However, water trees are found in most of the selected cables.

The diagnostic method based on measurement of the dielectric response can only detect water tree degradation in 2nd generation cables (on-site) when the water trees grow through the insulation wall.

Condition assessment above service stress (U_0) can in some cases be required to detect bridging water trees. Voltages up to $2U_0$ can in some cases be necessary.

Cables with bridging water trees can have breakdown voltages ranging from U_0 to about $3U_0$.

The results indicate that there is a correlation between the voltage level where the transition to 'leakage' occur (non-destructive measurements) and the breakdown voltage of the cable (destructive measurements). This can be used as a diagnostic criterion for this group of cables. However, more work is needed to confirm this hypothesis.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors thank Norwegian Electricity Industry Association (EBL) and ELFORSK-the Swedish Electrical Utilities' R&D Company for arranging the initialization and accomplishment of the Nordic cable diagnostic project.

REFERENCES

- [¹] J.T.Benjaminsen, H.Faremo, P. Soelberg, J.A.Olsen: "Long Term Testing of MV-XLPE Cables ", Proceedings of the 1994 Nordic Insulation Symposium (NORD-IS), Vaasa, Finland.
- [1] E.F. Steennis, F.H. Kreuger, "Water Treeing in Polyethylene Cables", IEEE Transaction on Electrical Insulation Vol. 25 No. 5, pp. 989-1028, 1990.
- [1] "XLPE cables, durability and applicability", Association of Swedish Electric Utilities, 1990.
- [1] "Statistik" (Statistics), Association of Swedish Electric Utilities, 1992.
- [1] H. Faremo and J.T.Benjaminsen: "Feil på PEX-kabel og kabelustyr for 2000 (12 og 24 kV). Notat SINTEF Energiforskning 2002 (in Norwegian).
- [1] P. Werelius, P. Tharning, P. R. Eriksson, B. Holmgren, U. Gäfvert; "Dielectric Spectroscopy for Diagnosis of Water Tree Deterioration in XLPE Cables", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, Iss. 1, Feb. 2001 pp: 27-42.
- [1] S. Hvidsten, P. Werelius, J. Christensen: "Evaluation of On-site Dielectric Response Methods For Non-destructive Testing of Water Treed MV XLPE Cables". CIRED. 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution 2001. Part 1: Contributions. (IEE Conf. Publ No. 482), Vol.: 1, 18-21 June 2001.
- [1] S.Hvidsten and J.T.Benjaminsen: " Diagnostic Testing of MV XLPE Cables with Low Density of Water Trees". Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp: 108 – 111, Boston MA USA, 7-10 April 2002.
- [1] B. Holmgren, "Dielectric response, breakdown strength and water tree content of medium voltage XLPE cables", Licentiate thesis, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm, Sweden, 1997

[1] S.Hvidsten, H.Faremo, J.T.Benjaminsen and E.Ildstad: "Condition Assessment of Water Treed Service Aged XLPE Cables by Dielectric Response Measurements", CIGRE Session 2000, Paper No. 21-201, pp 1-8, Paris, France, August 27 – September 1, 2000.

[1] Insulation diagnostic system IDA 200, GE Energy Services, Programma Electric AB, Sweden

B Rapport från Kungliga Tekniska Högskolan/EEK: "Rapport över TDR mätningar utförda i samband med Nordiska projektet på 80-talets PEX-kablar"

Sammanfattning

I samband med det nordiska kabelprojektet för 80-talets PEX-kabel har KTH deltagit för att utvärdera huruvida TidsDomänReflektometri (TDR) kan användas för att om möjligt lokalisera sektioner av vattenträdsåldrad PEX-kabel. KTH har deltagit vid fyra olika mättillfällen.

Mätsystemet har visat sig fungera väl i sammanhanget med bl.a. ett mycket lågt signal till brusförhållande och det har visat sig vara lätt att lokalisera kraftiga diskontinuiteter som t.ex. skarvar mellan olika typer av kablar, t.ex. från enledare kabel till treledare kabel och avbrott i skärmen.

Erfarenheterna från studien visar dock att det är svårt att upptäcka områden med vattenträd med klassisk TDR. Orsakerna till detta är flera, bl.a. är skillnaden i vågimpedans liten mellan områden med och utan vattenträd och några distinkta reflektioner fås ej. I de fall då kablar har spiraliserad skärm påverkas pulsens utbredning av omgivningens egenskaper, vilken kan variera mer eller mindre längs en kabelsträcka.

För att råda bot på dessa svårigheter arbetar KTH med att utröna om det finns möjligheter att mäta differentiellt. Med differentiellt menas att man mäter skillnaden mellan två TDR signaler där vattenträden stimuleras olika på något sätt som kan ge en skillnad i TDR signalen. Den metod som har undersökts i detta projekt är att mäta under pålagd högspänning. Denna högspänning kan med fördel vara lågfrekvent som i fallet med dielektrisk spektroskopi. TDR mätningar utförs därefter i olika faslägen i växelspänningscykeln och om möjligt fås en skillnad i TDR signalen vid de olika faslägena. I detta projekt har denna metod endast kunnat testas i fält vid ett tillfälle och då utan större framgång. Denna metod är dock ännu i sin linda och kommer att utforskas under det kommande året.

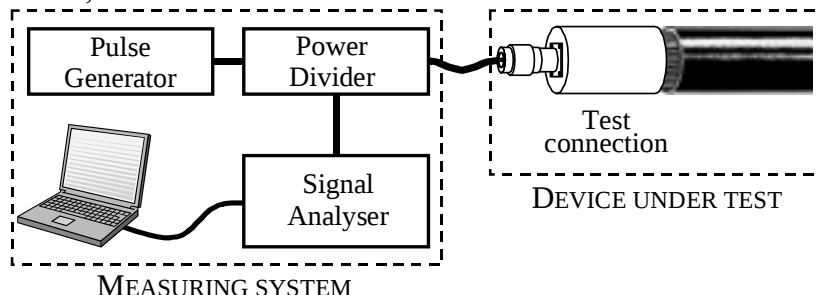
Tidsdomänreflektometri (TDR)

Tidsdomänreflektometri är en klassisk teknik för att detektera skillnader i vågimpedans längs en given sträcka där pulser skall propagera. Tidsdomänreflektometri används även för att uppmäta högfrekvensberoendet i dielektricitetskonstanten för dielektriska material.

I övergången mellan två distortions- och förlustfria transmissionsledningar kommer en del av signalen att reflekteras och en del att transmittas. I vilken omfattning som reflektion respektive transmission sker bestäms av skillnaden i vågimpedans mellan de båda delarna. Reflektions- respektive transmissionskoefficienterna bestämmer graden av reflekterad respektive transmitterad signal.

Om distinkta övergångar saknas mellan olika transmissionsledningar blir saken mer komplicerad eftersom en mer kontinuerlig reflektion fås av den propagerande signalen.

Det mätsystem för TDR som har framtagits vid KTH av Ruslan Papazyan visas i figuren nedan,



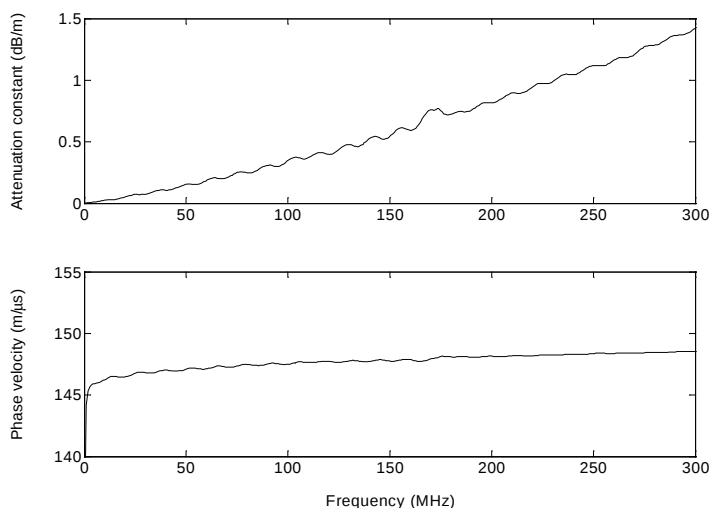
Figur 1 Principskiss över ett mätsystem för TDR

Pulsgeneratoren genererar pulser med amplituder upp till 5V. Pulsernas stig- och falltider är 200 ps. Signalanalysatorn utgörs av ett digitalt oscilloskop och data kan därifrån överföras till en dator för vidare mätdatabehandling.

Kraftkablers vågutbredningsegenskaper

Kraftkablar är inte speciellt lämpade för att överföra snabba pulser. Förutom rent geometriska aspekter som t.ex. skarvar över vilka endast en del av signalen propagerar så är signaldämpningen i sig tämligen hög i kraftkablar.

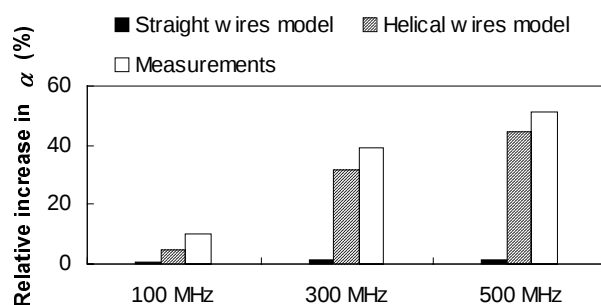
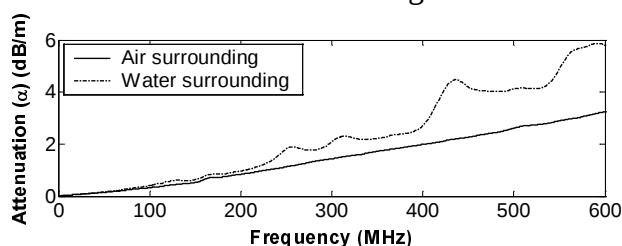
Den höga dämpningen i kablar orsakas av de potentialutjämnande skikten som extruderas på isolationen för att undvika fältkoncentrationer. I figur 2 nedan visas dämpningen och utbredningshastigheten (fashastigheten) vid olika frekvenser. Som synes är fashastigheten betydligt lägre än de $3 \cdot 10^8 / \sqrt{2.3} = 198 \cdot 10^6 \text{ m/s}$ som man hade förväntas sig i en koaxialkabel med polyetenisolering (dielektricitetskonstanten = 2.3).



Figur 2 Dämpning och fashastighet i en typisk PEX-kabel.

Inverkan av omgivningen vid spiraliserad skärm

När pulser skickas längs kablar med spiraliserad skärm kommer en icke-försumbar del av det elektromagnetiska fältet som bildas att befinna sig i området utanför kabeln, dvs. kabeln läcker elektromagnetiskt fält. I vilken omfattning detta fält påverkar vågutbredningen längs kabeln bestäms av omgivningens egenskaper. I fallet kablar i mark så är omgivningen helt fuktig och en rimlig modell är att kabeln kan ses som förlagd i vatten. Ett experiment för att simulera detta fall har utförts vid KTH. Dämpningen med och utan omkringliggande vatten visas i figur 3 nedan. Vattnet med dess höga permittivitet och konduktivitet bidrar till en kraftig ökning av dämpningen. I figur 3 visas den goda överensstämmelsen mellan resultaten från en beräkning utifrån en modell med spiraliserade skärmtrådar och de uppmätta resultaten. I jämförelsen visas också hur mycket den relativa ökningen i dämpning skulle bli om skärmtrådarna istället var raka och med vatten omkring.



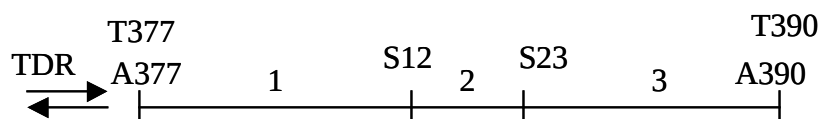
Figur 3 a) Dämpningen i kraftkabel med spiraliserad skärm. Fallen med och utan vatten som omgivning visas. b) Relativ ökning i dämpning med vatten omkring kabeln jämfört med luft. Jämförelsen visar överensstämmelsen mellan modell och mätning samt hur liten ökningen blir för raka skärmtrådar i vatten jämfört med luft.

Mätningar utfördes vid fyra olika tillfällen under 2002-2004.

Höllviken, Malmö (Sydkraft) 021015-16

T377-T390 (FVK377-FVK390), 24 kV nät, nom.sp. 20-21kV

Kabelförläggning:



Specifikation av delar:

1: 150m(?), AXCE 3x1x240mm², Ericsson 1991, PE-mantel?

2: 115 m, AXKJ 3x95mm², Sieverts 70-tals kabel, Yttre halvledare av lack-och band, PVC mantel

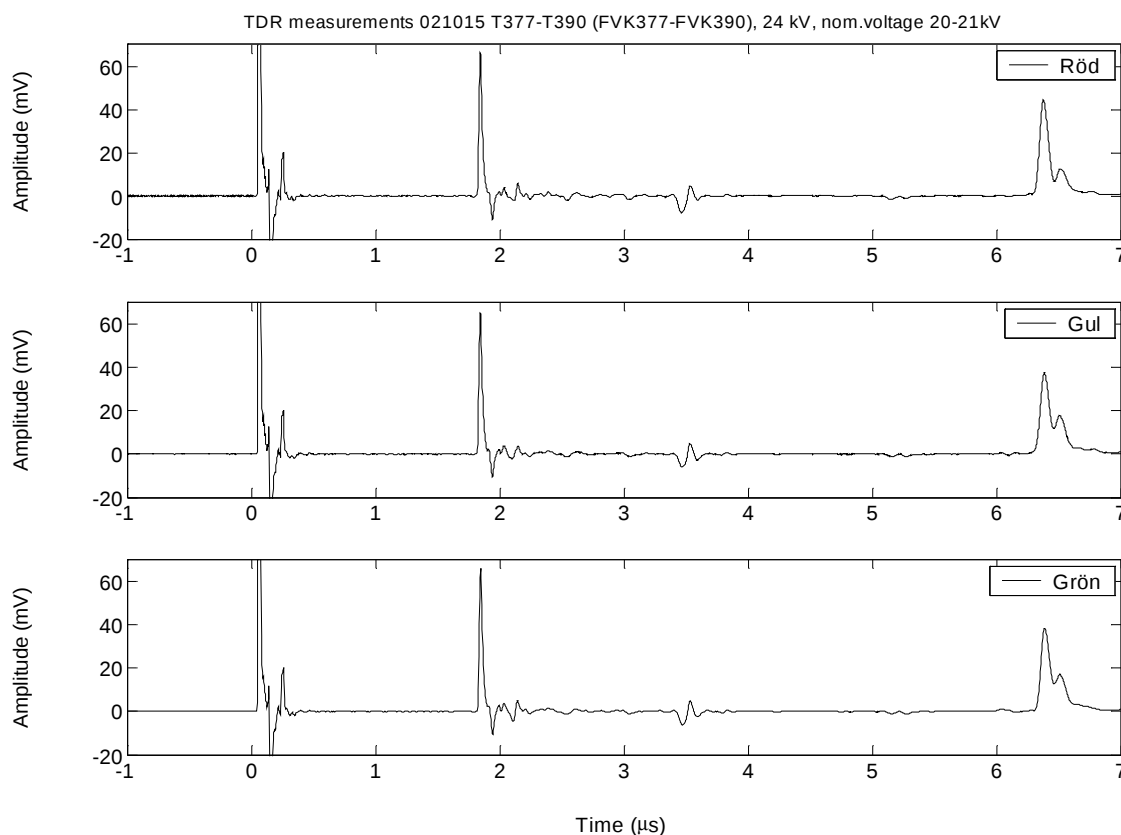
3: 250 m, AXCE 3x1x95mm², 1995, Fanns redan 1987?

A377: Raychem Krympslang (Röd), A000037, 50-16EQ1365/66

A390: Elastimold

S12, S23 skarvar av okänd typ.

Ett exempel på en TDR signal visas i figur 4 nedan. Mätningen har utförts genom att applicera signalen mellan ledare och skärm på en-ledarkabeln.



Figur 4 TDR signalen för TDR utförd mellan ledare och skärm i de tre olika faserna.

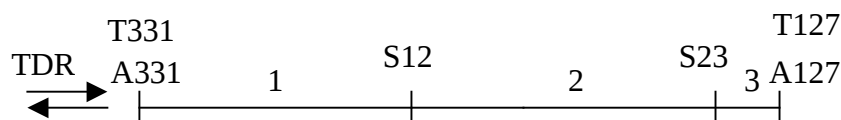
Signalen vid $t = 0$ är den pålagda pulsen, här kapad i amplitud för att upplösa de olika pulserna. Mätningen påvisar tydligt de olika skarvarna. Den första reflektionen som fås efter ca $1,9 \mu\text{s}$ motsvarar den tid det tar för pulsen att gå fram och tillbaka till första skarven. Tiden fås ur $2 \cdot 150 / 160 \cdot 10^6 = 1,9 \mu\text{s}$, där fashastigheten är $160 \cdot 10^6 \text{ m/s}$. Reflektionen blir särskilt kraftig mellan övergången från enledarkabel till treledarkabel. Den stora reflektionen som kommer efter $6,5 \mu\text{s}$ är reflektionen från den öppna änden. De signaler som kommer från den mittersta sektionen (sektion 2, 70-talskabel) tyder på någon form av variationer längs denna sträcka. Dessa variationer skulle kunna bestå av vattenträd! Andra förklaringar kan vara geometrivarationer eller inverkan av omgivningen.



Figur 5 Bilden visar hur signalen appliceras på en enfaskabel via en metallisk kona för god signalöverföring.

T331-T127 (FVK331-FVK127), 24 kV nät, nom.sp. 20-21kV

Kabelförläggning:



Specifikation av delar:

1: 320m, AXKJ 3x150mm², IKO sektorformad 1983

2: 265m, AXKJ 3x95mm², Sieverts 70-tals kabel, Yttre halvledare av lack-och band, PVC mantel

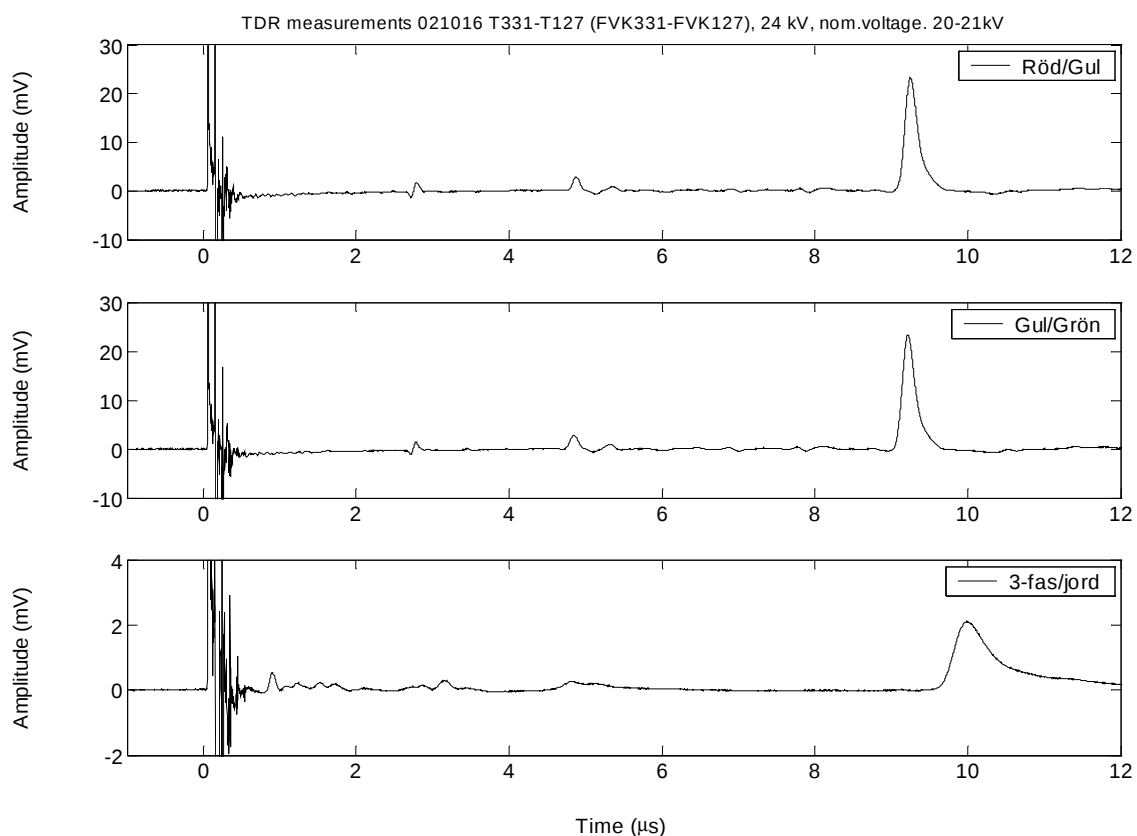
3: 1-2 m, AXCE 3x1x(95?)mm², 1995, Fanns redan 1987?

A331: Tejpavslut

A127: Raychem avslut krympslang (röd)

S12, S23 skarvar av okänd typ.

I detta fall var kabeln närmast mätpunkten en treledarkabel med gemensam metallisk skärm. I figur 6 visas TDR-resultaten för signalutbredning mellan två fasar och mellan alla tre faserna och jord.



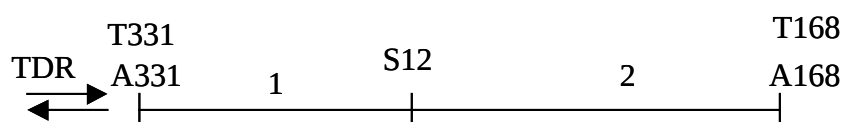
Figur 6 Mätningar mellan fas och mellan tre faser och jord.

Mätningarna påvisade ytterligare en okänd skarv längs sträcka 1 mellan mätpunkten och den tidigare kända skarven ($2,5 \mu\text{s}$ = okänd skarv, $4,5 \mu\text{s}$ = känd skarv). Reflektionerna i skarvarna blir mindre eftersom skarvningen är mellan kablar av samma typ, dvs. mellan treledarkablar.



Figur 7 En skärm har skapats för att mäta mellan tre faser och jord i en trefaskabel.

T331-T168 (FVK331-FVK168), 24 kV nät, nom.sp. 20-21kV
Kabelförläggning:



Specifikation av delar:

1: 320m, AXKJ 3x150mm², IKO sektorformad 1983

2: 250m, AXKJ 3x95mm², Sieverts 70-tals kabel, Yttre halvledare av lack-och band, PVC mantel

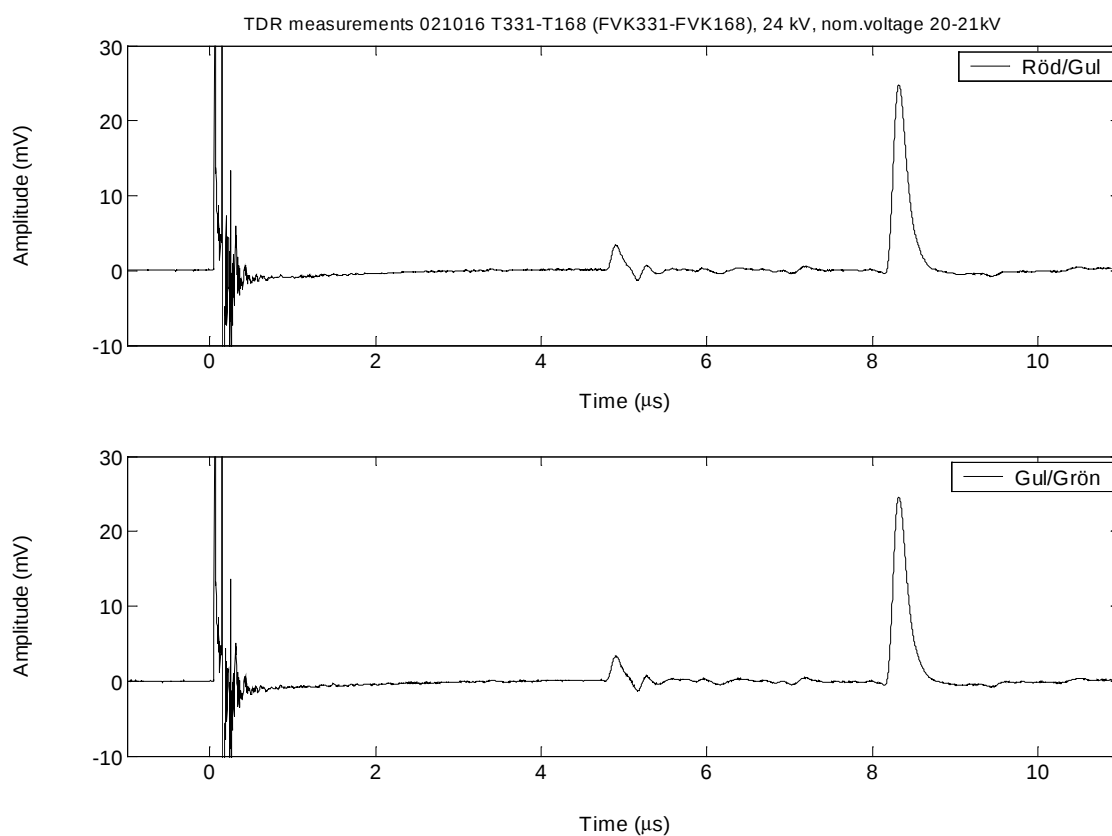
A331: Tejpavslut.

A168: Gamla tejpavslut

S12 skarv av okänd typ.

Mätresultatet för mätningar mellan två faser visas i figuren nedan.

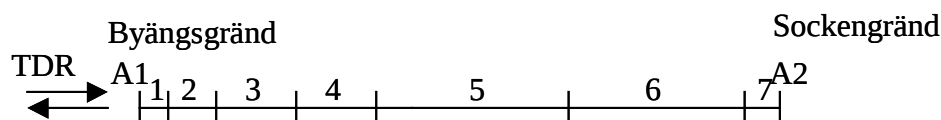
De signaler som kommer efter första reflexionen i skarven härrör från 70-talskabeln, dessa reflektioner kan av samma orsaker som tidigare vara en kombination av vattenträdsområden, geometrivarationer eller inverkan av omgivningen.



Figur 8 Mätningar mellan två faser

Årsta, Stockholm (Fortum) 021025

Kabeln var förlagd från Byängsgränd 4 till Sockengränd och uppdelad enligt följande figur.



Specifikation av delar:

1: 1,0 m IKO sektorformad AXKJ 3x240 mm², 1983

2: 28,5 m -"-

3: 57,3 m -"-

4: 57,2 m, AXKJ 3x240 mm², 1979

5: 228,5 m, AXKJ 3x240 mm², 1979

6: 228,5 m, sektorformad AXKJ 3x240 mm², 1987

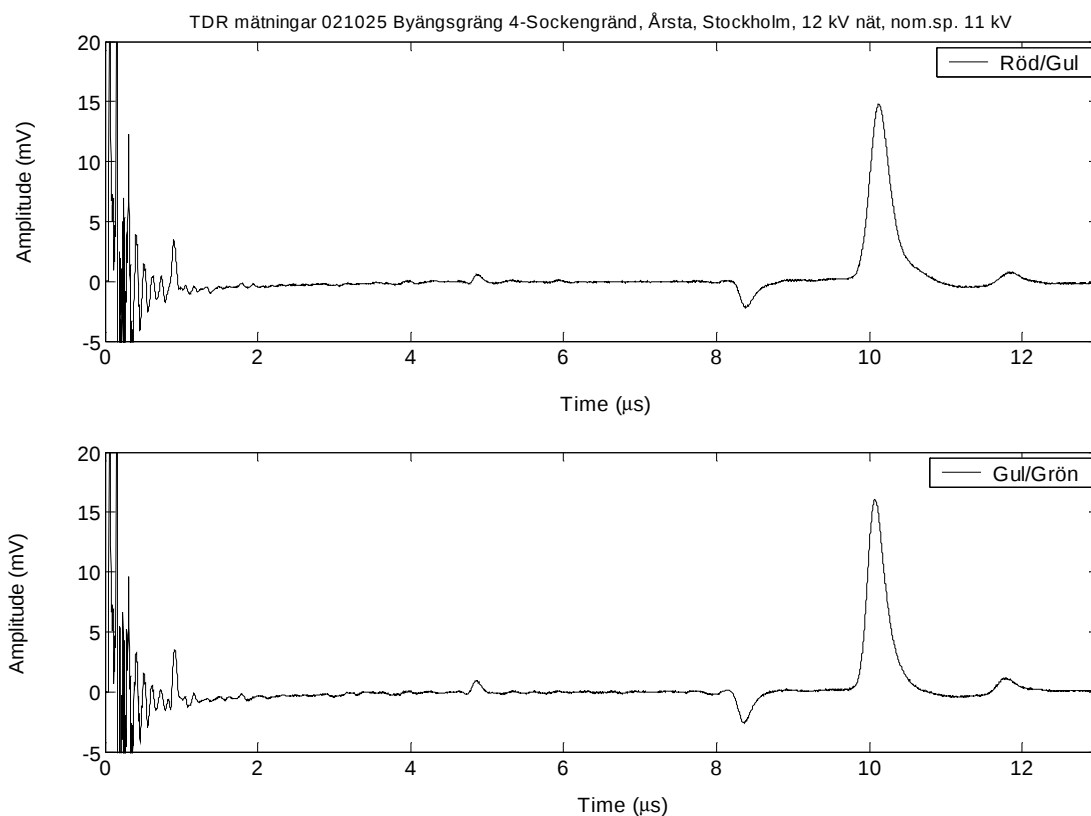
7: 1,5 m, sektorformad AXKJ 3x240 mm², 1987

A1: Tejpavslut

A2: Tejpavslut

S12, S23, osv., skarvar av okänd typ.

Kabelns totallängd skall enligt uppgift vara 602 m



Figur 9 Mätningar mellan två faser i Årsta.

I figuren visas TDR-mätningar utförda mellan två faser nämligen röd-gul och gul-grön fas. Den första tydliga reflektionen som återkommer efter ca. 5 μs härrör från skarven mellan sektion 5 och 6. Dubbla löptiden från mätpunkten till den skarven är $2 \cdot (1 + 28,5 + 57,3 + 57,2 + 228,5) / 160 \text{ μs} = 2 \cdot 372,6 / 160 = 4,66 \text{ μs}$ vilket stämmer väl. Den öppna oavslutade änden av kabeln framträder som en kraftig positivt reflekterad puls.

Mätningarna mellan de olika faserna är väldigt lika varför någon information ej fås härifrån.

Ur denna mätning kan inga slutsatser dras rörande vattenträd i kabeln.

Höllviken, Malmö - Sydkraft 040209

En över 5 km lång kabelsträcka från Höllviken till Skanör hade ersatts efter upprepade fel pga. vattenträd.

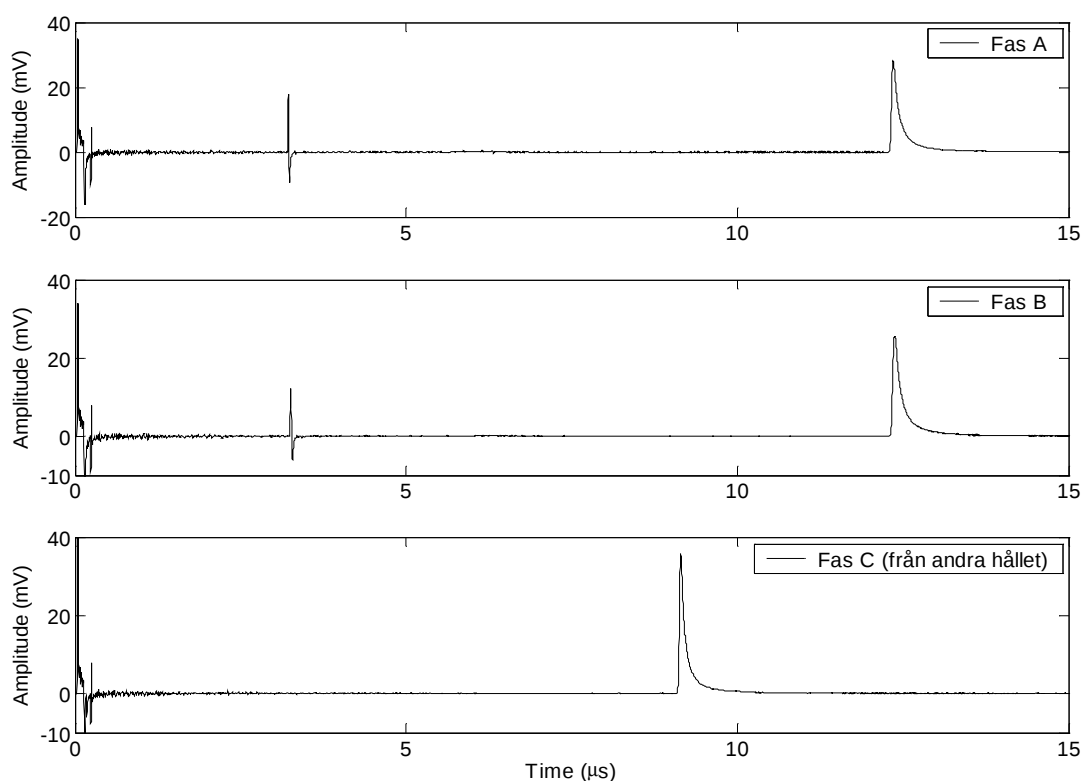
Dielektrisk spektroskopimätningar hade tidigare utförts som pekade på att kabeln var i dåligt skick. Efter uppgrävning och högspänningsprovning av en 150 m lång bit fann man att hållfastheten oförväntat var så pass hög som mellan 7-8-U0. Man beslutade därför att försöka göra en lokalisering av vattenträd med TDR.

Kabeluppgifter: Sieverts Kabelverk 1980, AXCE 3x1x240mm², 24kV med strippbar yttre halvledare. Totallängd ca. 5 km med ett antal skarvar.

En 1050 m lång kabelsträcka var frilagd för TDR mätningar. Kabeln var av enledare typ och skarvad vid ett antal ställen.

Alla tre faserna uppmättes och två av faserna mättes från båda ändarna. Eftersom kabeln var skrotad kunde riktiga högfrekvensdon anslutas vid mättillfället vilket medför en bättre signalöverföring från signalgeneratoren till kabeln.

Mätresultat från mätningar mellan ledare och skärm för de tre faserna visas i figur 10.

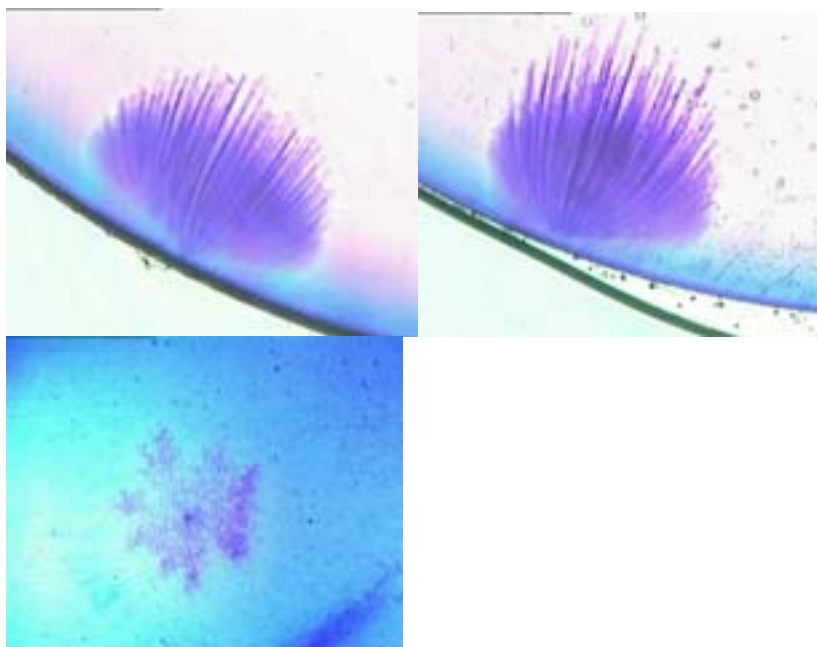


Figur 10 TDR-mätningar på den 5 km långa kabeln mellan Höllviken och Skanör.

Inga skarvar kunde upptäckas, detta troligen pga. av liten impedansförändring vid skarvning mellan enledarkablar.

I både fas A och B upptäcktes en kraftig reflexion på avståndet $160 \cdot 3,5/2 = 280$ m från mätställe ett och norrut. Denna kraftiga reflexion härrör från ett avbrott i skärmtrådarna, t.ex. orsakat av felmontering, skada eller korrosion. Signalen kan dock överföras över avbrottet, om än något dämpad jämfört med fas C.

Vid mätning i mätställe 2 upptäcktes en kraftig korrodering av skärmen på de faser där skärmbrott hade upptäckts med TDR. Två 40 cm långa bitar togs med för vidare undersökningar. Vattenträden var företrädesvis på den ena sidan av kabeln, vidare upptäcktes märken på manteln vilka kan ha förorsakats av förläggningssmaskin. Troligen har dessa tillsammans med den korroderade skärmen förorsakat den tidiga tillväxten av vattenträd i kabeln.



Figur 11 Vattenträd i en av de kapade 40cm bitarna.

Lidköping 040330

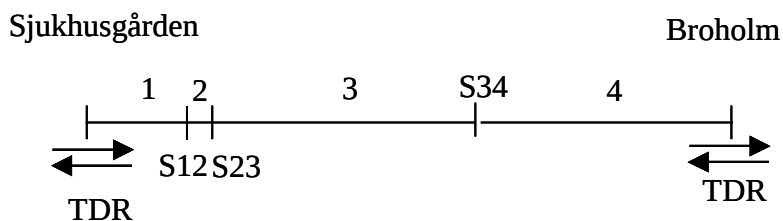
TDR mätningar vid tidigare tillfälle hade påvisat att tekniken i sig fungerar bra men att traditionell lågspännings TDR kanske inte kan upplösa vattenträdsområden. En viktig kommentar här är att vi inte vet hur fördelningen av vattenträd ser ut längs kabeln, dvs. det kanske inte har funnits några direkta koncentrerings av vattenträd som kan ge upphov till en skillnad i vågimpedans.

KTH:s bidrag till mätningarna i Lidköping var att som ett första tillfälle utprova en teknik med faslåst TDR. Denna princip bygger på att en TDR-mätning utförs vid olika spänningsnivåer (faslägen) i växelspänningens cykel, t.ex. vid maximal spänning och

vid nollgenomgång. Eftersom vattenträden påverkas av det elektriska fältet i kabeln så skulle även högfrekvensegenskaperna i isolationen påverkas av det aktuella fältet.

TDR under hög spänning kräver speciella sensorer vilket medför att den elektromagnetiska kopplingen mellan pulsgenerator och kraftkabel blir kraftigt försvagad. Detta kan dock åtgärdas genom att använda en pulsgenerator som kan ge några hundra volt. En sådan har för detta projekt utvecklats av ABB.

Kabelförläggning:



Specifikation av delar:

1: 60-80 m IKO AXKJ 12 kV 3x240 mm², 1982

2: 10 m -"-

3: 250-300 m Sieverts AXKJ 12 kV 3x240 mm², 1982. Extruderad yttre halvledare. Mantel av PVC.

4: 250-300 m Sieverts AXKJ 12 kV 3x240 mm², 1982. Extruderad yttre halvledare. Mantel av PVC.

A1, A2: ABB kabeldon 460

S12, S23, osv., skarvar av okänd typ.

Dielektrisk spektroskopimätning visade att IKO-kabeln var dålig medan Sievertskabeln var bra.

TDR-mätningar på den första 250 m sträckan uppvisade ett för lågt signal till brusförhållande och inga mätningar kunde därför göras. Mätningar på den andra sträckan visade att alla faser uppträdde lika. Pga. tidsbrist och strul kunde inte mätdata insamlas utan endast en visuell inspektion tilläts. Någon tydlighet beträffande vattenträd kunde inte fås i detta mättillfälle.

Slutsatser

Mätsystemet för att utföra TDR-mätningar på kablar i fält har visats ha ett mycket bra signal till brusförhållande.

Skarvar och avbrott i skärmar kan många gånger lätt detekteras med TDR. Skarvar mellan enledar kablar av samma dimension är dock svåra att upptäcka.

Den forskning som har bedrivits parallellt med dessa fältmätningar har påvisat den stora inverkan av omgivningen för kablar med spiraliserad skärm.

I ett par fall kan möjligen en sektion av en kabelsträcka påvisas vara mer utsatt för vattenträd än andra. Denna sträcka härrörde från en 70-talskabel vilka är kända för att ha många vattenträd. Andra förklaringar skulle kunna vara geometrivarationer eller inverkan av omgivningen.

Det inledande försöket med faslåst TDR under hög spänning har gett viktig information till hur systemet kan vidareutvecklas.

Referenser

- [1] Ruslan Papazyan, *Time and Frequency Domain Measurement Methods for High Frequency Characterisation of Power Cables*, Techn. Lic. thesis, KTH, 2003.
- [2] R. Papazyan, P. Pettersson, H. Edin, R. Eriksson and U. Gäfvert, "Extraction of High Frequency Power Cable Characteristics from S-parameter measurements", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 11, No.3., June 2004, pp. 461-70.

Fotnoter

- [1] J.T.Benjaminsen, H.Faremo, P. Soelberg, J.A.Olsen: "Long Term Testing of MV-XLPE Cables ", Proceedings of the 1994 Nordic Insulation Symposium (NORD-IS), Vaasa, Finland.
- [1] E.F. Steennis, F.H. Kreuger, "Water Treeing in Polyethylene Cables", IEEE Transaction on Electrical Insulation Vol. 25 No. 5, pp. 989-1028, 1990.
- [1] "XLPE cables, durability and applicability", Association of Swedish Electric Utilities, 1990.
- [1] "Statistik" (Statistics), Association of Swedish Electric Utilities, 1992.
- [1] H. Faremo and J.T.Benjaminsen: "Feil på PEX-kabel og kabelustyr for 2000 (12 og 24 kV). Notat SINTEF Energiforskning 2002 (in Norwegian).
- [1] P. Werelius, P. Tharning, P. R. Eriksson, B. Holmgren, U. Gäfvert; "Dielectric Spectroscopy for Diagnosis of Water Tree Deterioration in XLPE Cables", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, Iss. 1, Feb. 2001 pp: 27-42.
- [1] S. Hvidsten, P. Werelius, J. Christensen: "Evaluation of On-site Dielectric Response Methods For Non-destructive Testing of Water Tree MV XLPE Cables". CIRED. 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution 2001. Part 1: Contributions. (IEE Conf. Publ No. 482), Vol.: 1, 18-21 June 2001.
- [1] S.Hvidsten and J.T.Benjaminsen: " Diagnostic Testing of MV XLPE Cables with Low Density of Water Trees". Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp: 108 – 111, Boston MA USA, 7-10 April 2002.
- [1] B. Holmgren, "Dielectric response, breakdown strength and water tree content of medium voltage XLPE cables", Licentiate thesis, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm, Sweden, 1997
- [1] S.Hvidsten, H.Faremo, J.T.Benjaminsen and E.Ildstad: "Condition Assessment of Water Treed Service Aged XLPE Cables by Dielectric Response Measurements", CIGRE Session 2000, Paper No. 21-201, pp 1-8, Paris, France, August 27 – September 1, 2000.
- [1] Insulation diagnostic system IDA 200, GE Energy Services, Programma Electric AB, Sweden



ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS – ELFORSK – AB
Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30. Telefax 08-677 25 35
www.elforsk.se
