

Envelhecimento Natural e Artificial de Isoladores Poliméricos

P. C. Inone, F. PIAZZA, J. TOMIOKA – LACTEC

J. M. M. SALES – COELCE

E-mail: inone@lactec.org.br

Palavras-chave – Degradação; envelhecimento; hidrofobicidade; isolador polimérico.

Resumo – Isoladores de silicone, EPDM, polietileno e epóxi, foram submetidos ao envelhecimento em névoa salina por 1000 horas. Uma caracterização da superfície dos isoladores, antes e depois do envelhecimento, foi efetuada através de inspeção visual, MEV, medidas de ângulo de contato e medidas de corrente de fuga. Isoladores de silicone e EPDM envelhecidos em campo, também foram caracterizados.

1. INTRODUÇÃO

Em comparação aos isoladores de porcelana e de vidro, os isoladores poliméricos apresentam algumas vantagens, principalmente baixo peso, grande resistência ao vandalismo e, quando novos, alta hidrofobicidade. Esta última característica lhes assegura uma melhor performance em ambientes com altos níveis de contaminação. Entretanto, os isoladores poliméricos estão sujeitos ao envelhecimento devido à degradação superficial provocada por radiação ultravioleta, tensão elétrica e descargas corona. A degradação pode assumir vários graus de magnitude, incluindo perda de brilho, descoloração, perda de hidrofobicidade, esfarinhamento, fissuramento, perfuração, trilhamento e erosão [1]. Embora possa haver queda de performance em virtude da degradação, esta não leva necessariamente à falha do isolador. Vários ensaios têm sido desenvolvidos com o intuito de se avaliar a performance de isoladores poliméricos, bem como a performance de materiais isolantes utilizados no revestimento dos isoladores [2]. Nestes ensaios, altos níveis de tensão elétrica, em combinação com poluição artificial, são aplicados aos materiais, produzindo envelhecimento acelerado. Os ensaios em câmara de névoa, utilizando névoa limpa ou névoa salina, são alguns dos métodos utilizados [3-6].

No presente trabalho, isoladores poliméricos envelhecidos em laboratório e isoladores envelhecidos em campo, foram caracterizados através de vários métodos, com o intuito de se avaliar o estado de degradação superficial dos mesmos. O envelhecimento em laboratório foi efetuada através do ensaio de 1000 horas em névoa salina, enquanto que os isoladores envelhecidos em campo foram retirados de rede elétrica localizada em região litorânea, tendo sido instalados a mais de 1 ano.

2. EXPERIMENTAL

2.1. Amostras

A TABELA I apresenta uma descrição dos isoladores estudados. Todos são isoladores poliméricos para uso externo, classe 15 kV. As amostras S2 e S3 são isoladores com saias de silicone, do mesmo fabricante. A amostra S1, de outro fabricante, apresenta maior teor de carga inorgânica, sendo mais duro (dureza shore A igual a 70) do que S2 e S3 (dureza shore A igual a 46).

Os isoladores EPC e EPCH, com formato idêntico, são moldados em resina epóxi cicloalifática. Na fabricação do EPC é utilizada uma resina cicloalifática convencional, enquanto que na fabricação do EPCH é utilizada uma resina cicloalifática de formulação mais recente, que, segundo o fabricante, apresenta capacidade de recuperação da hidrofobicidade.

As amostras S3, E2 e H são isoladores instalados a mais de 1 anos em rede elétrica localizada em região litorânea com um alto nível de contaminação salina. O isolador H é um isolador denominado de híbrido, porque é constituído de um núcleo de porcelana com saias de silicone, e uma base de ferro fundido.

2.2. Envelhecimento em câmara de névoa salina

A câmara de névoa utilizada consiste numa caixa de acrílico com volume de 11 m³, com um teto piramidal. Quatro bicos pulverizadores localizados no teto da câmara produzem névoa salina a uma taxa de 0,5 l/(h.m³), com uma salinidade de 10 g/L. Três transformadores de distribuição de 25kV/440-220V, 10 kVA utilizados de maneira reversa foram utilizados como fonte de tensão.

As amostras foram penduradas por fios de nylon fixados no teto da câmara. Isoladores tipo bastão compósito foram pendurados na posição horizontal, enquanto que isoladores de pino e pilar foram pendurados na posição vertical. Todos os isoladores foram submetidos à tensão de 13 kV. No caso dos isoladores de pino e pilar, o contato elétrico foi feito através de um fio de cobre enrolado três vezes em torno do pescoço do isolador. A extremidade livre de cada isolador foi conectada ao terra através de um fio condutor flexível, tendo um resistor de 1 k Ω ligado em série. Medindo-se a queda de tensão RMS no resistor em série, obtinha-se a corrente de fuga média através do respectivo

TABELA I
DESCRIÇÃO DOS ISOLADORES ESTUDADOS

Isolador	Material	Tipo	Distância de escoamento, mm	Envelhecimento
S1	Núcleo de resina e fibra com revestimento de silicone	Bastão compósito	410	Névoa salina
S2	Núcleo de resina e fibra com revestimento de silicone	Bastão compósito	485	Névoa salina
E1	Núcleo de resina e fibra com revestimento de EPDM	Bastão compósito	470	Névoa salina
PE	Polietileno	Pino	360	Névoa salina
EPC	Epóxi cicloalifático	Pilar	400	Névoa salina
EPCH	Epóxi cicloalifático hidrofóbico	Pilar	400	Névoa salina
S3	Núcleo de resina e fibra com revestimento de silicone	Pilar	615	Natural
E2	Núcleo de resina e fibra com revestimento de EPDM	Bastão compósito	560	Natural
H	Núcleo de porcelana com saias de silicone	Pilar	500	Natural

isolador. Nas medidas, foi utilizado um multímetro digital acoplado a um microcomputador. Em cada medida, os valores de tensão observados eram salvados no microcomputador a cada 1 segundo, durante 5 a 15 minutos.

2.3. Densidade equivalente de sal depositado (ESDD)

Os isoladores envelhecidos em campo, provenientes da COELCE, apresentam consideráveis quantidades de sal e poeira depositados na sua superfície. O depósito de sal pode ser medido através da lavagem do isolador em um volume conhecido de água deionizada, e medindo-se a condutividade da solução resultante. A concentração de sal nesta solução é então obtida, a partir de uma curva padrão de concentração versus condutividade de soluções de NaCl. A massa de sal é finalmente calculada a partir do volume e da concentração da solução, e da massa molar do NaCl:

$$M_{\text{sal}}^{\text{eq}} = c \cdot V \cdot \text{mol} \quad (1)$$

onde $M_{\text{sal}}^{\text{eq}}$ = massa equivalente de sal depositado;
 c = concentração de sal na água de lavagem, mol/litro;
 V = volume da água de lavagem, litro;
 mol = massa molar do NaCl, g/mol.

Dividindo-se o valor obtido através da eq.(1) pela área da qual foi retirado o depósito, A_{dep} , obtém-se a densidade equivalente de sal depositado, ou ESDD (das iniciais em inglês, "Equivalent Salt Deposit Density"):

$$\text{ESDD} = \frac{M_{\text{sal}}^{\text{eq}}}{A_{\text{dep}}} \quad (2)$$

No presente trabalho, foram feitas coletas de material depositado na região das saias e da haste dos isoladores, mas não das partes metálicas. A coleta em cada secção do isolador foi feita em separado, utilizando-se chumaços de algodão enrolados na ponta de uma pinça, e embebidos em água deionizada. Os chumaços impregnados com material coletado, eram então depositados em frascos com tampa, contendo volumes conhecidos de água deionizada. Em seguida, a solução obtida era deixada em repouso por 24 horas em ambiente termostaticado, e posteriormente homogeneizada, para que se pudesse medir sua condutividade.

2.4. Microscopia eletrônica de varredura (MEV)

Amostras de regiões superficiais de isoladores novos e envelhecidos foram cortadas em fatias com aproximadamente 10 x 5 mm, coladas em porta-amostras e recobertas com uma fina camada de ouro. Os espécimes assim preparados foram examinados em um microscópio eletrônico de varredura (Philips, mod. XL30) com o objetivo de detectar mudanças na morfologia superficial.

2.5. Medidas de ângulo de contato

O ângulo de contato de uma gota de água em repouso sobre a superfície de um isolador, definido de acordo com a Figura 1, foi utilizado como uma medida da hidrofobicidade do material. γ_{GS} , γ_{GL} e γ_{LS} são as tensões superficiais nas interfaces gás-sólido, gás-líquido e líquido-sólido, respectivamente [7].

Gotas de água com volume aproximado de 10 μL eram cuidadosamente depositadas sobre saias e hastes dos isoladores, com o auxílio de uma seringa hipodérmica. Em seguida, utilizando-se uma câmara digital (Olympus, mod. UZ2100) dotada de uma lente macro com aumento de 10X, eram tiradas fotografias de perfil das gotas. Os ângulos de contato eram calculados a partir das imagens digitais das gotas, com o auxílio de um software de geometria (Geometer's Sketchpad).

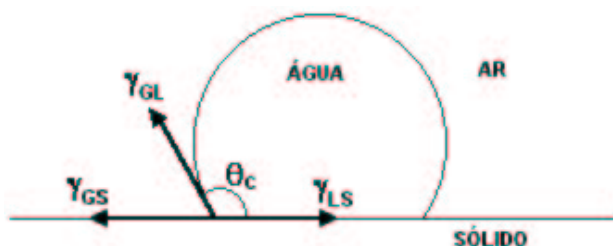


Figura 1 – Ângulo de contato de uma gota de água sobre a superfície de um isolador.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Inspeção visual

Os materiais poliméricos se diferenciam dos materiais cerâmicos por possuírem baixas energias de ligação química, sendo por isso mais susceptíveis à degradação. Portanto, após um ensaio em névoa salina, modificações na superfície dos isoladores são esperadas, devido à ocorrência de descargas corona. A severidade da degradação dependerá do nível de tensão elétrica imposta aos isoladores, salinidade da névoa, distância de escoamento, resistência ao trilhamento e à erosão dos materiais de revestimento, formato e orientação (horizontal ou vertical) do isolador.

A TABELA II apresenta uma descrição do aspecto geral apresentado pelos isoladores envelhecidos. Em todos os casos ocorreu perda de brilho e descoloração. No caso dos isoladores de silicone envelhecidos em névoa salina, observou-se manchas escuras com formato de ramificações, distribuídas uniformemente por toda a superfície, resultantes de descargas corona. No caso do isolador de polietileno, observou-se leve erosão na forma de algumas poucas trilhas negras localizadas na base do pino.

No caso dos isoladores envelhecidos em campo, observou-se depósitos de areia fina em toda a superfície, além de um depósito branco, bastante aderente, constituído pelos produtos de oxidação da camada protetora de zinco que originalmente recobria as partes metálicas dos isoladores. Erosão localizada puntual foi observada em raros pontos do isolador S3. No topo do isolador híbrido, próximo ao ponto de energização, também foi observada erosão na forma de trilhas negras. O isolador E2, mais duro, apresentou apenas marcas leves de erosão, porém bastante numerosas, espalhadas por toda sua superfície. Finalmente, deve-se ressaltar o problema apresentado por todos os isoladores envelhecidos em campo, que é o da corrosão das partes metálicas, em virtude da destruição parcial ou total da camada de galvanização.

TABELA II

ASPECTO GERAL DE ISOLADORES ENVELHECIDOS

Isolador	Aspecto
S1	i) perda de brilho; ii) descoloração; iii) manchas escuras leves, com formato de ramificações, em todo o isolador.
S2	i) perda de brilho; ii) descoloração; iii) manchas escuras leves, com formato de ramificações, em todo o isolador.
E1	i) perda de brilho; ii) descoloração; iii) amarelecimento na região mais estreita do isolador (haste).
PE	i) perda de brilho; ii) descoloração; iii) erosão na forma de trilhas negras, na junção entre o pino e o isolador (ponto de aterramento).
EPC EPCH	i) perda de brilho; ii) descoloração; iii) leve carbonização superficial no pescoço (ponto de energização) e na base (ponto de aterramento) do isolador.
S3	i) perda de brilho; ii) descoloração; iii) depósito de areia fina em todo o isolador; iv) depósito branco, bastante aderente, em todo o isolador; v) ocorrência eventual de erosão, na haste do isolador; vi) corrosão em estado avançado na base metálica do isolador, com destruição total da camada de galvanização.
E2	i) perda de brilho; ii) descoloração; iii) depósito de areia fina em todo o isolador; iv) depósito branco, bastante aderente em todo o isolador; v) marcas leves de erosão, em todo o isolador; vi) corrosão moderada nos suportes metálicos do isolador, com destruição parcial da camada de galvanização
H	i) perda de brilho; ii) descoloração; iii) depósito de areia fina em todo o isolador; iv) depósito branco, bastante aderente, localizado no topo e lateral da saia externa do isolador; v) erosão na forma de trilhas negras, localizadas no topo da saia externa do isolador (região próxima ao ponto de energização); vi) corrosão moderada na base metálica do isolador, com destruição parcial da camada de galvanização.

3.2. ESDD

A Figura 2, apresentam as medidas de ESDD efetuadas em várias regiões dos isoladores envelhecidos em campo. No isolador S3 (Figura 2), se observa que o sal se acumula principalmente na região da haste e na parte inferior das saias. Isto ocorre devido à dificuldade de lavagem pela água da chuva, uma vez que este isolador é utilizado na posição vertical. Pelo mesmo motivo, no isolador híbrido (Figura 3), o sal se acumula principalmente nas regiões protegidas do isolador, isto é, nas regiões que ficam abaixo das saias.

No caso do isolador de EPDM (Figura 4), uma vez que este isolador é utilizado na posição horizontal, o sal se distribui mais uniformemente sobre as saias. Observa-se entretanto, que a região da haste apresenta níveis superiores de sal depositado. Provavelmente, a maior densidade de corrente na região da haste, provocaria maior geração de calor, produzindo secagem mais rápida de solução salina nestas regiões, e portanto maior acúmulo de sal.

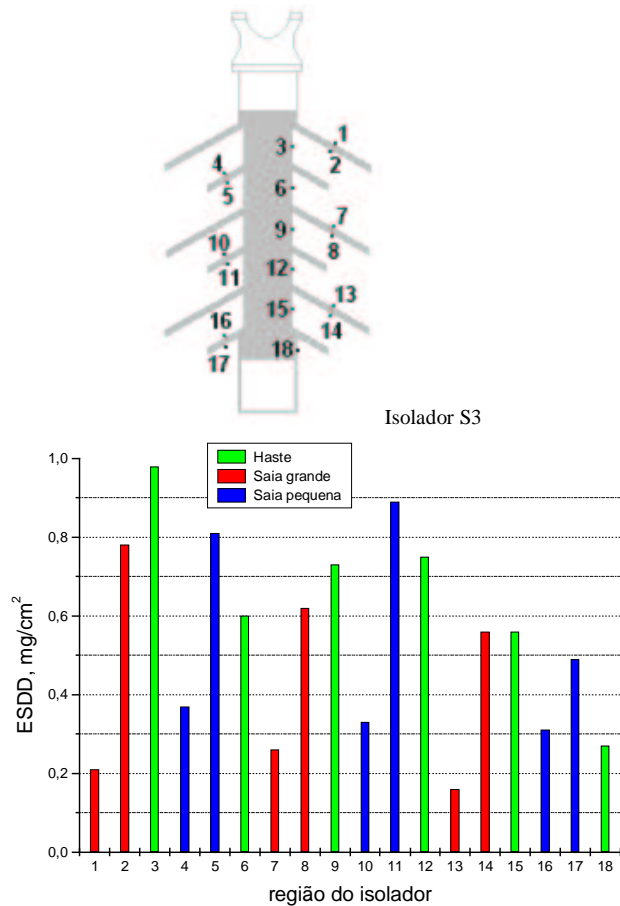


Figura 2 - Densidade equivalente de sal depositado, calculada para várias regiões do isolador de silicone envelhecido em campo (S3).

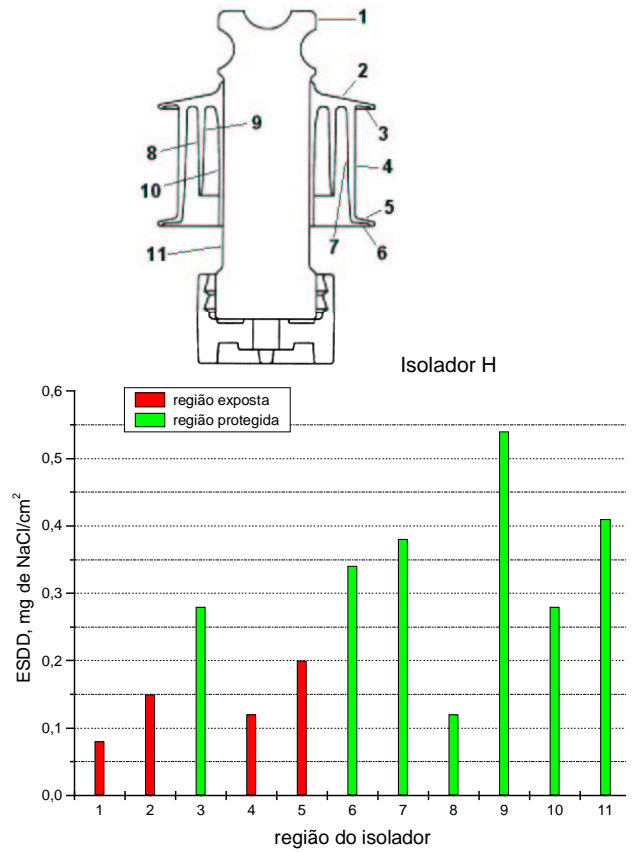


Figura 3 - Densidade equivalente de sal depositado, calculada para várias regiões do isolador híbrido envelhecido em campo (H).

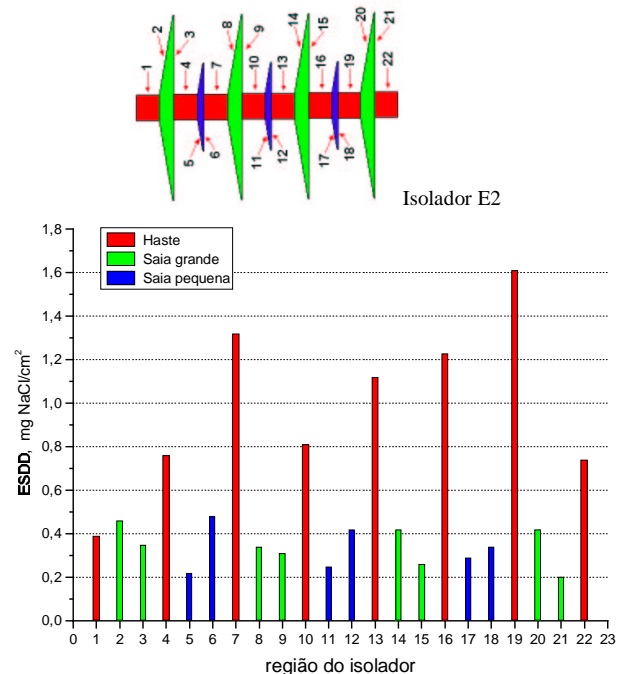


Figura 4 - Densidade equivalente de sal depositado, calculada para várias regiões do isolador de EPDM envelhecido em campo (E2).

3.3 Microscopia eletrônica de varredura

A Figura 5 mostra fotomicrografias obtidas a partir de microscopia eletrônica de varredura, da superfície de isoladores novos e envelhecidos em névoa salina. Todas as imagens tinham uma ampliação original de 2000X. As fotos 5(a) e 5(b) mostram que o envelhecimento do isolador de silicone S1 provoca microerosão superficial na forma de buracos espalhados uniformemente por toda a superfície do material. O mesmo processo de microerosão ocorre com o EPDM, como mostra as fotos 5(e) e 5(f). No caso do isolador de silicone S2 (fotos 5(c) e 5(d)), o envelhecimento provoca desgaste do material, aumentando a rugosidade superficial, mas não há formação de buracos. No caso do isolador de polietileno as fotos 5(g) e 5(h) mostram que o envelhecimento provoca apenas ligeiro desgaste do material.

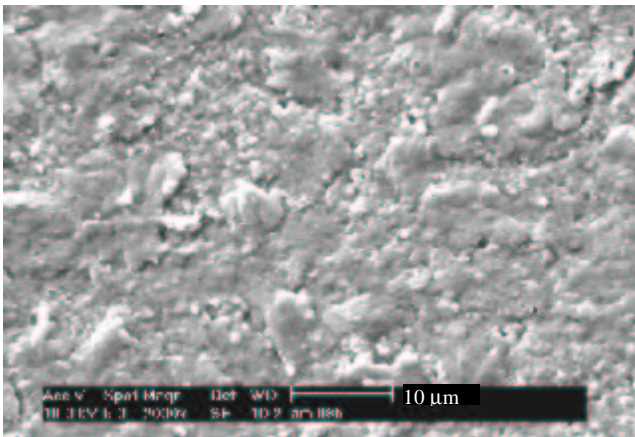
As fotos 5(i) e 5(k) mostram as superfícies dos isoladores de epóxi novos. Após envelhecimento em névoa salina, podem ser observadas partículas de carga

mineral aflorando na superfície de ambas as amostras (fotos 5(j) e 5(l)). Portanto, o envelhecimento dos isoladores de epóxi provoca na superfície, uma lixiviação da resina, deixando expostas partículas de carga mineral.

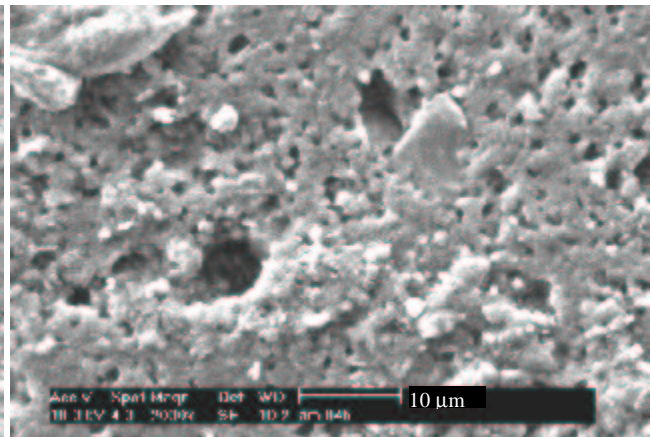
A Figura 6 mostra as fotomicrografias obtidas da superfície dos isoladores envelhecidos em campo. Comparando-se a foto 6(a) com a foto 5(d) da figura 2, que correspondem respectivamente às amostras S3 e S2, do mesmo fabricante, observa-se que no caso da amostra envelhecida em campo (S3), o desgaste na superfície do material é mais brando.

No caso do silicone retirado do isolador híbrido (foto 6(b)), o corpo-de-prova foi retirado da região do topo, onde eram observadas as marcas de erosão descritas na TABELA II. Nesta região, além do desgaste, podem ser observados buracos na superfície do silicone, provocados por descargas corona.

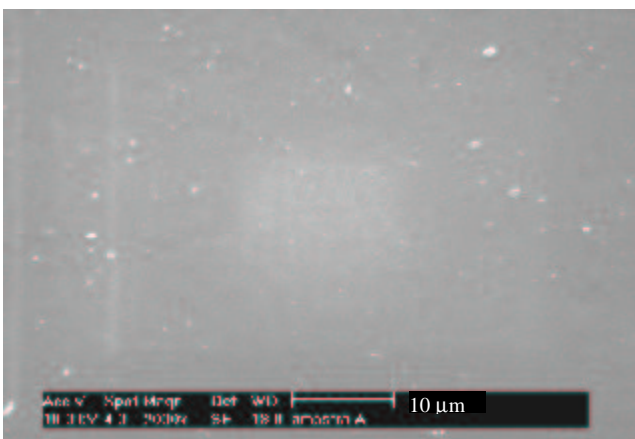
Finalmente, a foto 6(c) mostra a ocorrência de desgaste e formação de buracos na superfície do isolador E2.



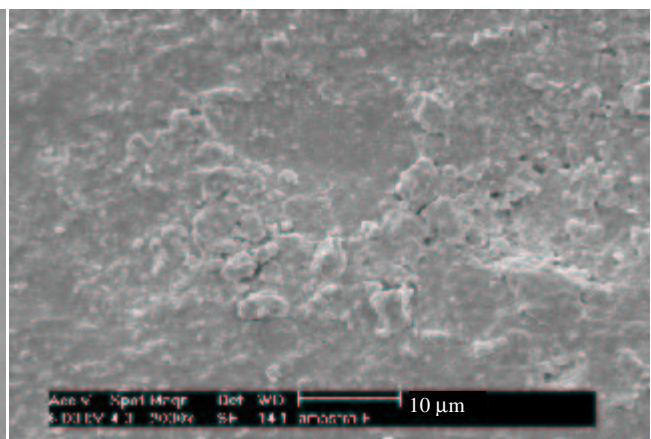
(a)



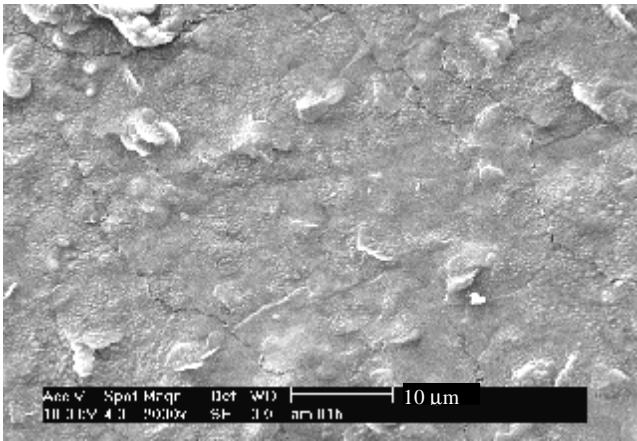
(b)



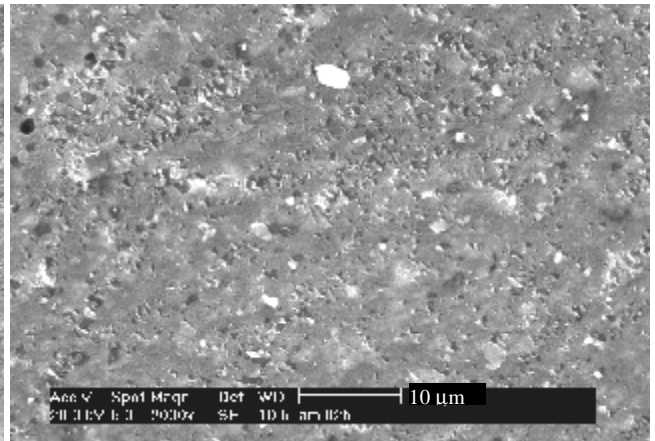
(c)



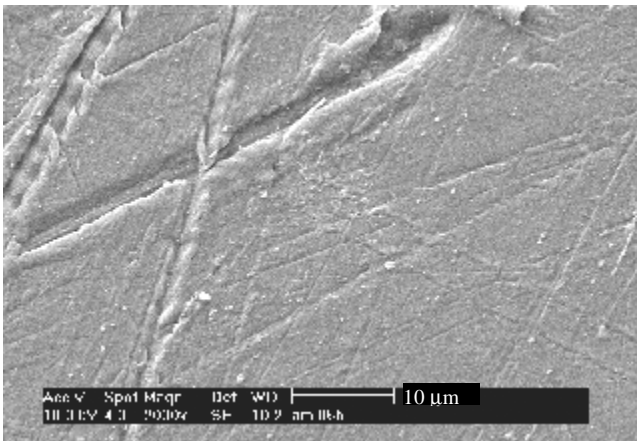
(d)



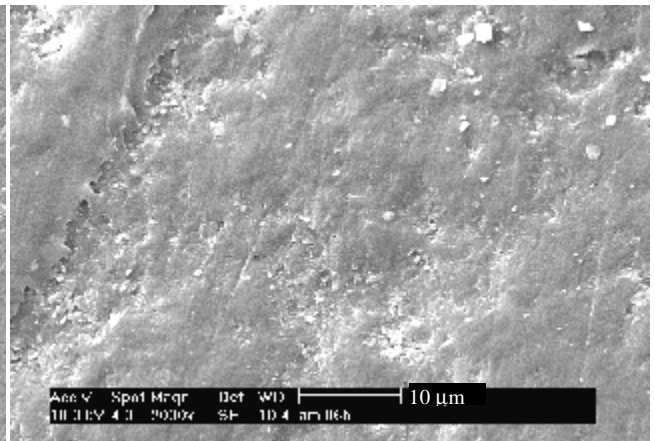
(e)



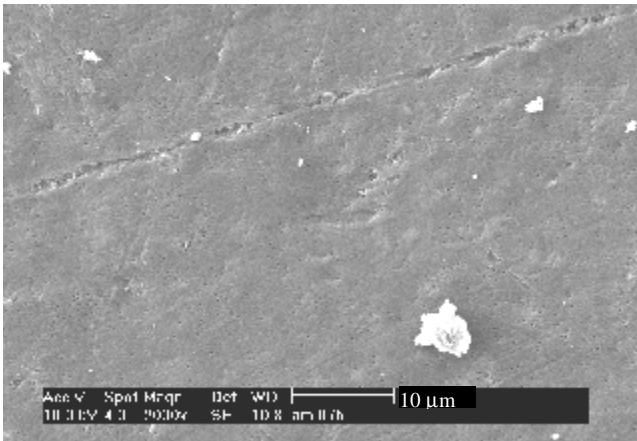
(f)



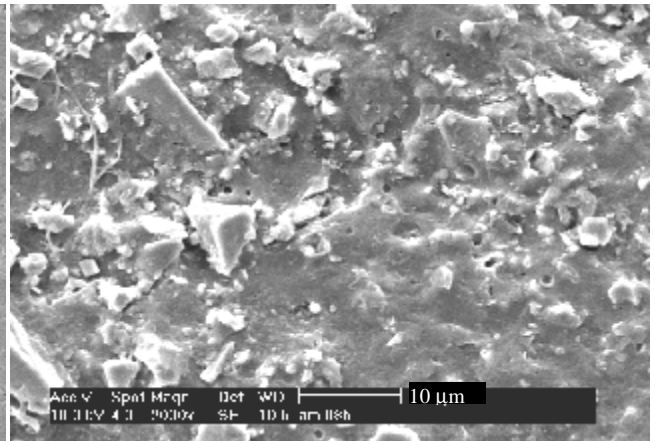
(g)



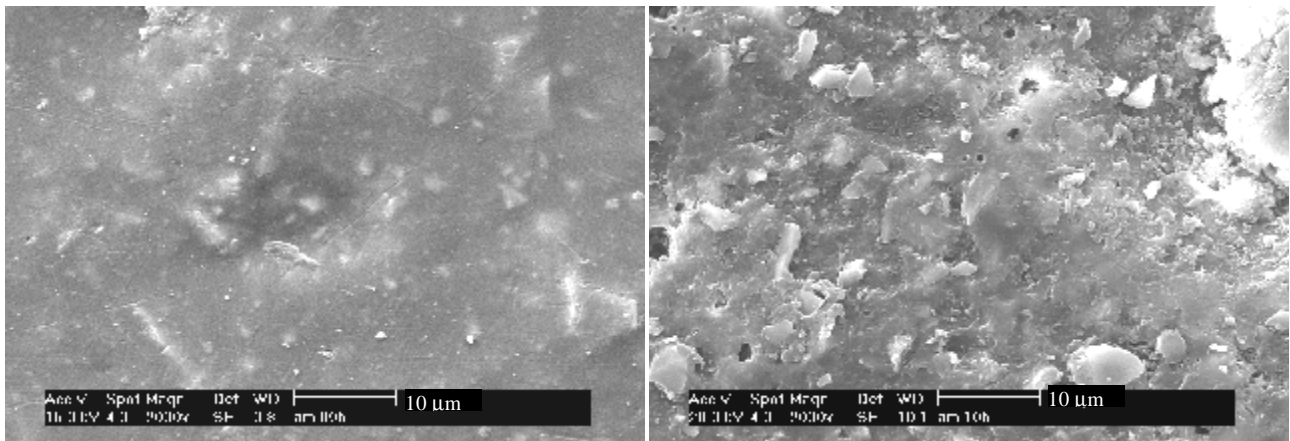
(h)



(i)



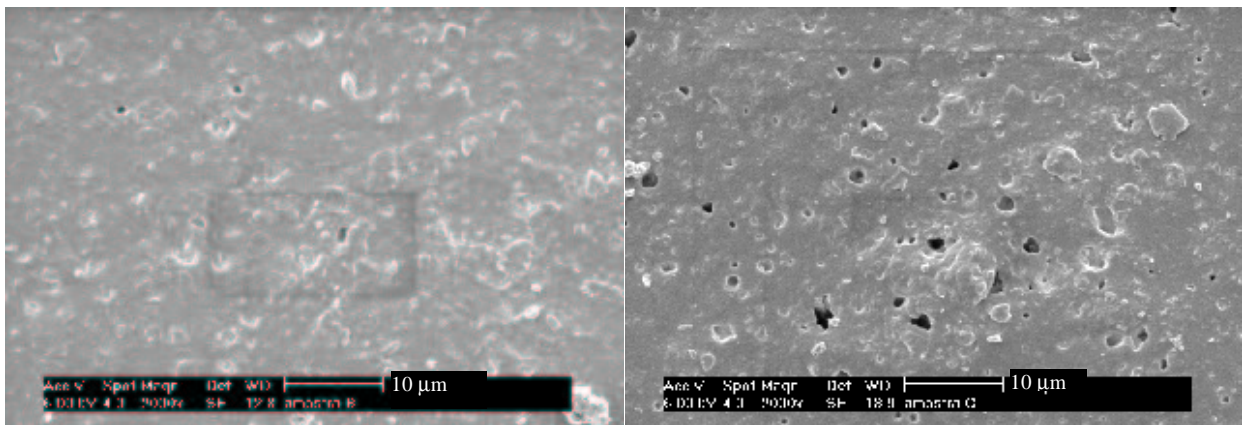
(j)



(k)

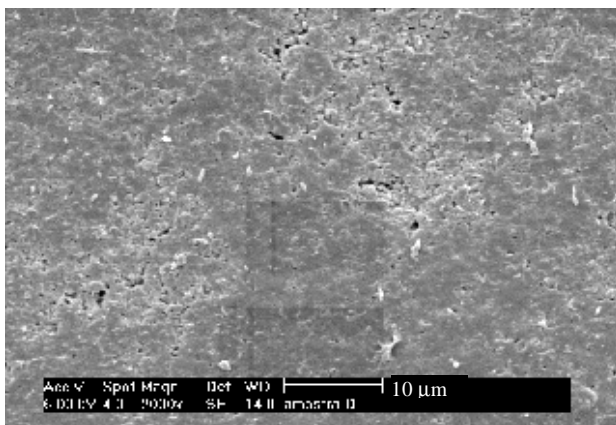
(l)

Figura 5 - Fotos da superfície de isoladores novos e envelhecidos em névoa salina, obtidas por microscopia eletrônica de varredura. (a) e (b) silicone S1 novo e envelhecido, respectivamente; (c) e (d) silicone S2 novo e envelhecido, respectivamente; (e) e (f) EPDM E1 novo e envelhecido, respectivamente; (g) e (h) polietileno novo e envelhecido, respectivamente; (i) e (j) epóxi EPC novo e envelhecido, respectivamente; (k) e (l) epóxi EPCH novo e envelhecido, respectivamente.



(a)

(b)



(c)

Figura 6 - Fotos da superfície de isoladores envelhecidos em campo, obtidas por microscopia eletrônica de varredura. (a) silicone S3; (b) saia de silicone do isolador H; (c) EPDM E2.

TABELA III

RESULTADOS DE MEDIDAS DE ÂNGULO DE CONTATO (GRAUS). AS INICIAIS FC INDICAM A FORMAÇÃO DE FILMES CONTÍNUOS DE ÁGUA NA SUPERFÍCIE, QUANDO OS ISOLADORES ERAM MERGULHADOS EM ÁGUA; FSC INDICA A FORMAÇÃO DE FILMES SEMI-CONTÍNUOS.

Isolador	Novo (haste)	Névoa salina		Campo	
		haste	saia	haste	saia
S1	106 ± 3	102 ± 12	112 ± 6	---	---
S2	105 ± 6	105 ± 5	94 ± 5	---	---
E1	102 ± 4	70 ± 6	---	---	---
EPC	100 ± 5	66 ± 10 (FC)	66 ± 9 (FC)	---	---
EPCH	96 ± 4	76 ± 25 (FSC)	80 ± 13 (FSC)	---	---
PE	83 ± 9	74 ± 2	77 ± 9	---	---
S3	---	---	---	102 ± 8	112 ± 12
H	---	---	---	---	108 ± 11
E2	---	---	---	78 ± 19 (FC)	77 ± 15 (FC)

3.3 Medidas de ângulo de contato

A TABELA III apresenta os resultados das medidas de ângulo de contato em isoladores novos e em isoladores envelhecidos. Todas as medidas em isoladores envelhecidos, foram feitas após períodos superiores a 1 mês, depois de encerrado o ensaio de envelhecimento, a fim de permitir a recuperação completa da hidrofobicidade. Desta forma, os ângulos de contato obtidos refletem a capacidade do material de recuperar sua hidrofobicidade. Uma diminuição no ângulo de contato do material envelhecido com relação ao material novo, significa que o material não recuperou, ou recuperou parcialmente sua hidrofobicidade, ao passo que se o ângulo for igual ao do material novo, significa que o material recuperou totalmente sua hidrofobicidade. A não recuperação ou a recuperação parcial da hidrofobicidade, será denominada daqui em diante apenas como perda de hidrofobicidade.

Pela TABELA III observa-se que, de uma forma geral, o envelhecimento leva à diminuição do ângulo de contato e aumento no desvio padrão da medida.

No envelhecimento em névoa salina, os isoladores de silicone recuperaram praticamente toda hidrofobicidade, mas os de EPDM, epóxi e polietileno, tiveram perda considerável de hidrofobicidade. A fim de observar o comportamento dos materiais quando completamente molhados, os isoladores eram mergulhados em um tanque cheio de água. O isolador de epóxi *comum* (EPC) molhava-se completamente quando mergulhados em água, ao passo que o isolador de epóxi *hidrofóbico* (EPCH) apresentava regiões que se molhavam e regiões que repeliam água. O mesmo comportamento não era apresentado pelos isoladores de polietileno que, embora apresentando baixos ângulos de contato, não produziam filme contínuo algum quando eram mergulhados em água. Ao que parece, o fato de não possuir carga mineral na sua formulação, permite ao polietileno evitar a formação de um filme contínuo de água, embora tendo baixos ângulos de contato. No caso dos isoladores de

epóxi, o afloramento de partículas de carga mineral na superfície, devido à lixiviação da resina, permitiria a formação de filmes contínuos de água.

Os isoladores de silicone envelhecidos em campo (S3 e H) apresentaram ângulos de contato similares aos dos silicones novos, indicando recuperação total da hidrofobicidade. Em contrapartida, o isolador de EPDM envelhecido em campo (E2), apresentou hidrofobicidade reduzida, e quando mergulhado em água, era completamente umectado, isto é, formava-se um filme contínuo de água por toda sua superfície. É interessante notar entretanto, que o ângulo de contato medido para esta amostra era similar ao observado para os isoladores de polietileno que, no entanto, não eram umectados pela água.

3.4 Medidas de corrente de fuga

Durante o ensaio em névoa salina, foram feitas periodicamente, medidas de corrente de fuga, de forma a monitorar o comportamento dos isoladores. Para medir a corrente em um determinado período do envelhecimento, era feito o registro da corrente (RMS) durante um intervalo de tempo não inferior a 1 minuto, usualmente entre 5 e 15 minutos. Os dados eram salvados em microcomputador a uma taxa de aquisição de 1 registro por segundo. A Figura 7 mostra o comportamento típico da corrente RMS em três períodos diferentes do envelhecimento. Nos períodos iniciais a corrente RMS era constante no tempo mas, posteriormente, com a ocorrência de descargas parciais, passava a variar intermitentemente. A partir do momento em que a corrente se tornava intermitente, tomava-se a média dos 5 maiores picos para representar a corrente de fuga em um dado período do envelhecimento.

A Figura 8 apresenta os resultados obtidos para os dois isoladores de epóxi. O envelhecimento destas amostras foi efetuado em duas etapas. Na primeira etapa, os dois isoladores foram envelhecidos por 500 horas, e depois foram desenergizados, mas mantidos na câmara de névoa. Após 24 dias sem energização foram novamente

energizados, iniciando-se a segunda etapa do envelhecimento. Um fato que chama a atenção nestes resultados é que os dois isoladores exibiram baixa corrente de fuga durante um período de tempo extraordinariamente longo. No caso do epóxi cicloalifático comum (EPC), este período gira em torno de 300 horas, enquanto que no caso do epóxi cicloalifático hidrofóbico (EPCH), este período gira em torno de 500 horas. Entretanto, após este período de inatividade, a corrente cresce muito rapidamente, a ponto de provocar descarga disruptiva após aproximadamente 400 horas e 620 horas, para o EPC e EPCH, respectivamente. Este aumento súbito na corrente de fuga, pode estar relacionado à remoção superficial da resina, deixando expostas as partículas de carga mineral, permitindo a formação de filmes contínuos de água na superfície. Cada isolador provocou ainda mais duas descargas disruptivas, após as quais foi dado por encerrado o ensaio.

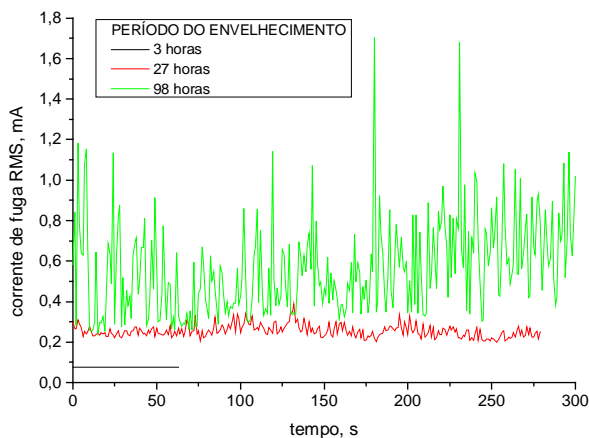


Figura 7 – Comportamento típico da corrente de fuga, em três períodos diferentes do envelhecimento (3, 27 e 98 horas).

Na Figura 9 são mostrados os resultados obtidos para o isolador de polietileno. A corrente de fuga no isolador aumenta desde o início do ensaio, mas se mantém em níveis abaixo de 1,5 mA até o final do ensaio, e nenhuma descarga disruptiva ocorreu.

A Figura 10 mostra os resultados obtidos para os isoladores de silicone e EPDM. A corrente de pico no isolador S2, se mantém em níveis baixos até 100 horas aproximadamente, mas depois aumenta e se mantém em níveis um pouco acima aos dos isoladores S1 e E1.

A TABELA III apresenta um sumário dos dados obtidos a partir das medidas de corrente de fuga, juntamente com as distâncias de escoamento específicas (L/E) para cada isolador. O menor pico de corrente foi apresentado pelo isolador de polietileno (1,4 mA), mesmo este tendo a menor distância de escoamento específica. Por outro lado, picos de corrente bastante altos, de até 89 mA, foram apresentados pelos isoladores de epóxi, os quais também sofreram descarga disruptiva antes de 1000 horas. Os isoladores de silicone e EPDM apresentaram picos de corrente intermediários aos do epóxi e polietileno. Entretanto, devemos levar em consideração que os

isoladores de silicone e EPDM foram montados na posição horizontal, tornando-os mais suscetíveis ao envelhecimento.

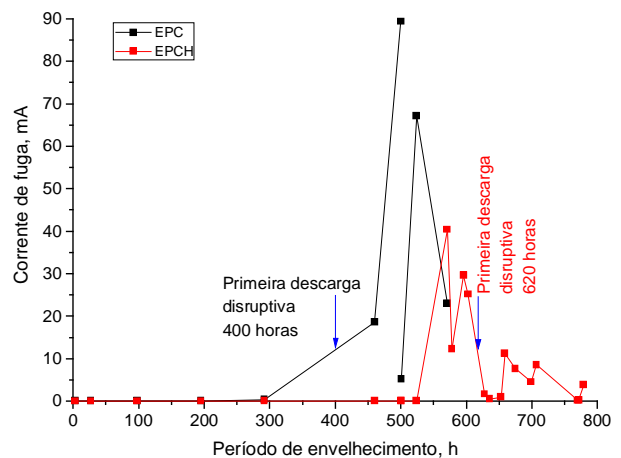


Figura 8 – Corrente de fuga versus período do envelhecimento, isoladores de epóxi

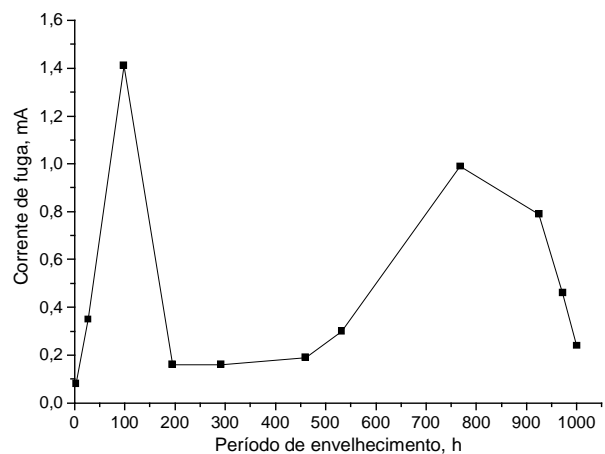


Figura 9 – Corrente de fuga versus período do envelhecimento, isolador de polietileno.

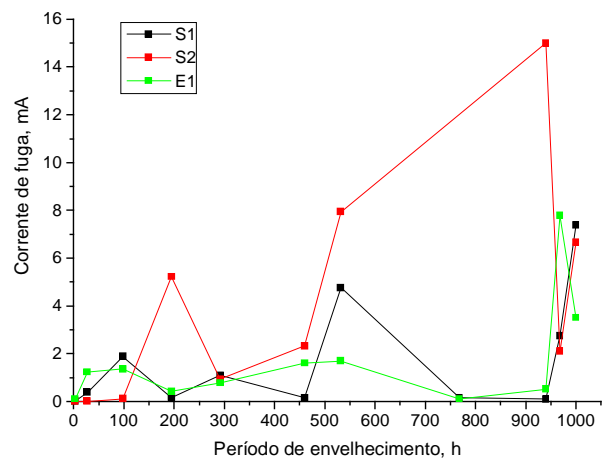


Figura 10 – Corrente de fuga versus período do envelhecimento, isoladores de silicone e isolador de EPDM.

TABELA IV
DADOS OBTIDOS A PARTIR DAS MEDIDAS DE CORRENTE DE FUGA, DURANTE ENVELHECIMENTO
DOS ISOLADORES. L/E É A DISTÂNCIA DE ESCOAMENTO ESPECÍFICA

Isolador	L/E, mm/kV	Tempo para elevação inicial da corrente, h	Corrente de fuga máxima, mA	Tempo para descarga disruptiva, h
S1	31,5	0	7,4	Não houve
S2	37,3	100	15	Não houve
E1	36,1	0	7,8	Não houve
PE	27,7	0	1,4	Não houve
EPC	30,8	300	89	400
EPCH	30,8	500	40	620

4. CONCLUSÕES

- Envelhecimento em névoa salina por 1000 horas não provoca envelhecimento acentuado em isoladores de silicone, EPDM e polietileno. Isoladores de epóxi sofreram processo de lixiviação superficial e tornaram-se hidrofílicos.
- Após envelhecimento em névoa salina, silicone recupera totalmente a hidrofobicidade. EPDM e polietileno perdem parcialmente a hidrofobicidade.
- Correntes de fuga medidas durante o envelhecimento em névoa salina foram baixas, no caso dos isoladores de silicone, EPDM e polietileno. Os dois tipos de isoladores de epóxi sofreram descarga disruptiva.
- Isoladores envelhecidos em campo apresentam grande quantidade de sal acumulado, principalmente na região da haste e nas regiões mais escondidas.
- Isoladores de silicone envelhecidos em campo a mais de um ano, se encontram ainda em bom estado, apresentando apenas alguma erosão localizada. A hidrofobicidade se conservou.
- Isolador de EPDM envelhecido em campo a mais de um ano, não apresenta degradação severa, mas tornou-se hidrofílico.

5. Referências bibliográficas

- [1] R. Gorur, "Aging", Insulator News & Market Report, Vol.8, pp. 70-72, 2000.
- [2] R. Bärsch, H. Jahn, J. Lambrecht and F. Schmuck, "Test Methods for Polymeric Insulating Materials for Outdoor HV Insulation", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol.6, pp.668-675, 1999.
- [3] S. A. Sebo and T. Zhao, "Utilization of Fog Chambers for Non-ceramic Outdoor Insulator Evaluation", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol.6, pp.676-687, 1999.
- [4] H. Zhang and R. Hackam, "Surface Resistance and Hydrophobicity of HTV Silicone Rubber in the Presence of Salt-fog", in Proc. 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, pp.355-359.
- [5] A. Kohli, W. Zhu, S. A. Akbar, S. A. Sebo, J. D. Sakich and T. Zhao, "Characterization of Polymeric Housings Materials of Non-ceramic Insulators after Aging Tests", in Proc. 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, pp.343-346.
- [6] R. S. Gorur, E. A. Cherney and R. Hackam, "A Comparative Study of Polymer Insulating Materials Under Salt-fog Conditions", IEEE Transactions on Electrical Insulation, vol.EI-21, pp.175-182, 1986.
- [7] Seog-Hyeon Kim, E. A. Cherney and R. Hackam, "Hydrophobic Behavior of Insulators Coated with RTV Silicone Rubber", IEEE Transactions on Electrical Insulation, vol.27, pp.610-622, 1992.