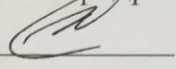


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»  
Магистерская программа «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

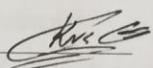
И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« 24 » 06 \_\_\_\_\_ 2019 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

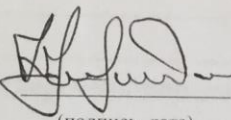
на тему: Оценка эффективности применения полимерной изоляции при эксплуатации цифровых подстанций

Исполнитель  
студент группы 742 ом

  
\_\_\_\_\_ (подпись, дата)

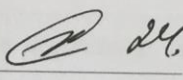
В.С.Кочешев

Руководитель  
канд.техн наук,  
профессор

  
\_\_\_\_\_ (подпись, дата)

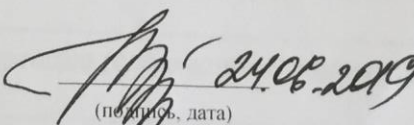
Ю.В. Мясоедов

Руководитель магистерской  
программы. профессор, доктор  
технических наук

  
\_\_\_\_\_ 24.06.2019  
(подпись, дата)

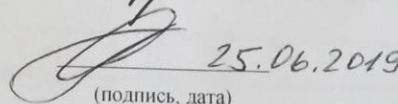
Н.В. Савина

Нормоконтроль  
старший преподаватель

  
\_\_\_\_\_ 24.06.2019  
(подпись, дата)

Н.С. Бодруг

Рецензент

  
\_\_\_\_\_ 25.06.2019  
(подпись, дата)

С.В. Лашков

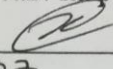
Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 07 » 03 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К магистерской диссертации студента Когешева Владимира  
Сергеевича 1.

Тема магистерской диссертации:

Оценка эффективности применения полимерной изоляции при  
эксплуатации шнуровых подстанций

(утверждено приказом от 06.03.19 № 531-74)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2019

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы по предпрот-  
ной границе

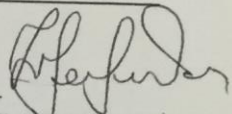
4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):


Оценка эффективности применения полимерной изоляции,  
анализ опыта эксплуатации

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-  
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) таблицы, рисунки

6. Консультанты по магистерской диссертации (с указанием относящихся к ним разде-  
лов) —

7. Дата выдачи задания 07.03.19

Руководитель магистерской диссертации: Масошев Ю.В. к.т.н. проф.   
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):  07.03.19  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная магистерской диссертации содержит 107 с., 29 рисунков, 25 таблиц, 40 источников.

ИЗОЛЯТОР, ПОЛИМЕРНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ, ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ.

В данной магистерской диссертации произведена оценка эффективности применения полимерной изоляции. Рассмотрена история разных поколений изоляции, конструкция исполнения полимерных изоляторов, основные дефекты и повреждений во время эксплуатации. Проанализировано применение полимерной изоляции на цифровых ПС. Проанализированы опыты эксплуатации в России и зарубежных странах. Представлены итоги испытаний полимерных изоляторов в разных странах. Рассмотрено возможность применения в местах с повышенной загрязнённостью. Сделан расчет экономических показателей.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Конструкция изоляторов	9
1.1 Традиционные типы Изоляторов	9
1.2 Опорные изоляторы	10
1.3 Подвесные изоляторы	13
1.4 Проходные изоляторы	14
1.5 Фарфоровые изоляторы	14
1.6 Стекланные изоляторы	15
1.7 Полимерные изоляторы	16
1.8 Полимерные изоляторы I Поколения	17
1.9 Полимерные изоляторы II Поколения	18
1.10 Полимерные изоляторы III Поколения	19
1.11 Конструкция полимерного Изолятора	22
1.12 Обозначение изоляторов	23
1.13 Форма ребер полимерного изолятора	26
2 Опыт эксплуатации	33
2.1 Применение полимерной изоляции на цифровых подстанциях	37
2.2 Основные типы дефектов изоляторов	38
2.3 Основные повреждения в ходе эксплуатации изоляторов	38
2.4 Типичные повреждения полимерных изоляторов	39
2.5 Лабораторные испытания, поврежденных в процессе эксплуатации изоляторов	41
2.6 Признаки повреждения изоляторов по результатам ИК и УФ контроля	42
2.7 Диагностика изоляторов в эксплуатации	49
2.8 Микроструктурный анализ поверхности полимерных Изоляторов	51

2.9 Особенности структуры поверхности после изготовления	52
2.10 Биологические загрязнения	55
2.11 Использование полимерных изоляторов в комбинации со стеклянными изоляторами	57
2.12 Эффект последовательного присоединения тарельчатых изоляторов	59
3 Испытание полимерных изоляторов в разных странах	71
3.1 Франция	71
3.2 Япония	73
3.3 Швеция	74
4 Опыт эксплуатации в разных странах	76
4.1 Опыт эксплуатации полимерных изоляторов в США	76
4.2 Применения полимерных изоляторов в Канаде	78
4.3 Опыт применения в России	79
4.4 Полимерные изоляционные конструкции за рубежом	84
5 Опыт эксплуатации RTV оболочек на фарфоровых и стеклянных изоляторах	88
6 Экономика. Контроль и эксплуатация полимерных Изоляторов	90
Заключение	101
Библиографический список	104

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПИ – полимерная изоляция;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ГОСТ – государственный стандарт;

ТЭЦ – тепловая электростанция;

ПС – подстанция;

РД – руководящий документ;

ЕЭС – единая энергетическая система;

ПС – подстанция;

ВЛ – воздушная линия электропередач;

ЛЭП – линия электропередачи;

ФСК – федеральная сетевая компания;

МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания;

РУ – распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

ЦПС – цифровая подстанция

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МЭК – международная электротехническая комиссия;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

СИГРЭ – Международный совет по системам высокого напряжения;

## ВВЕДЕНИЕ

В последнее время производство и применение полимерных изоляторов в электроустановках высокого напряжения во многих странах неуклонно расширяется. Поэтому необходимо, ознакомить специалистов, занимающихся строительством, проектированием, эксплуатацией, ремонтом, высоковольтных линий электропередачи и открытых распределительных устройств с кругом вопросов, касающихся характеристик, развития производства и рынков сбыта высоковольтных полимерных изоляторов. Данный круг вопросов характеризуется, наряду с достижениями, значительным числом серьезных нерешенных проблем. В связи с этим, изготовители, изоляторов практически не информируют заинтересованных специалистов о своих достижениях и недостатках, и сохраняют в секрете не только детали технологии конструкции изоляторов, но и опыт эксплуатации полимерных изоляторов.

Уровень внедрения полимерных изоляторов неуклонно растет во всем мире, но опыт их применения показывает не самый хороший результат. Производители, как отечественные, так и иностранные, провели качественную рекламу полимерных изоляторов во все сферы СМИ. Во всех видах источников отзывы и показатели только положительные, но на практике все обстоит совсем иначе.

Целями являются выявление эффективности применения полимерной изоляции и отражение опытных исследований как производителей, так и эксплуатирующих лиц.

Задачами являются:

- Изучение мирового опыта исследования полимерной изоляции;
- Рассмотрение эффективности применения полимерной изоляции;
- Отражение используемых методов исследования и основные планируемые результаты;
- Исследование областей возможного использования результатов проекта;
- Рассмотрение опыта эксплуатации полимерной изоляции различных классов напряжения;

- Сведение параметров отказов изоляции в России и за рубежом;
- Выделение предпочтительных областей применения изоляции по степени загрязненности атмосферы.



# 1 КОНСТРУКЦИЯ ИЗОЛЯТОРОВ

## 1.1 Традиционные типы изоляторов

На сегодняшний день в энергетике используется одновременно несколько видов изоляторов: полимерные, фарфоровые, стеклянные. Каждый вид имеет свои определённые достоинства и недостатки. В настоящее время больше всего оборудования и высоковольтных линий укомплектованы фарфоровыми изоляторами, но сейчас происходит переход на современные изделия: стеклянные и полимерные.

По материалу изготовления изоляторы разделяются на полимерные фарфоровые и стеклянные. Особенности каждого из типа изоляторов изложены в таблице 1 ниже:

Таблица 1 – Подразделение изоляторов по материалу

Полимерные изоляторы ПИ	Фарфоровые изоляторы ПФ	Стеклянные изоляторы ПС
		
<ul style="list-style-type: none"><li>* гидрофобность оболочки</li><li>* низкие цены</li><li>* не значительная масса.</li><li>* низкие расходы на транспортировку</li><li>* стойки к вандализму</li><li>* при транспортировке отсутствуют повреждения.</li><li>* сниженный уровень радиопомех</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>* значительный вес;</li><li>* не устойчивость к загрязнениям;</li><li>* низкая надежность;</li><li>* падение пробитых изоляторов;</li><li>* при сборке гирлянд имеются трудности;</li><li>* плохая ударопрочность.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>* уменьшение веса;</li><li>* надежность выше фарфоровых;</li><li>* снижение вероятности разрушения гирлянды при пробитии изолятора;</li><li>* контроль во эксплуатации.</li></ul>

По способу крепления:

- Опорные изоляторы;
- Подвесные изоляторы;
- Проходные изоляторы.

## 1.2 Опорные изоляторы

Опорные изоляторы нужны для крепления шин и токопроводов открытых и закрытых распределительных устройств и аппаратов. Делятся на штыревые (насаживают на крючки или штыри опорные), стержневые (прикрепляются болтами или винтами). Опорные изоляторы, предназначенные для работы в открытых распределительных устройствах, имеют частую ребристость для обеспечения необходимых разрядных качеств при дожде.

Проанализируем изоляторы по способу крепления: Штыревой изолятор ЛШП-10 (Рисунок 1) используется для крепления изоляции неизолированных и защищенных изоляцией проводов типа СИП – 3 на ВЛ электропередачи и РУ электростанций и подстанций переменного тока напряжением 6 – 20 кВ.

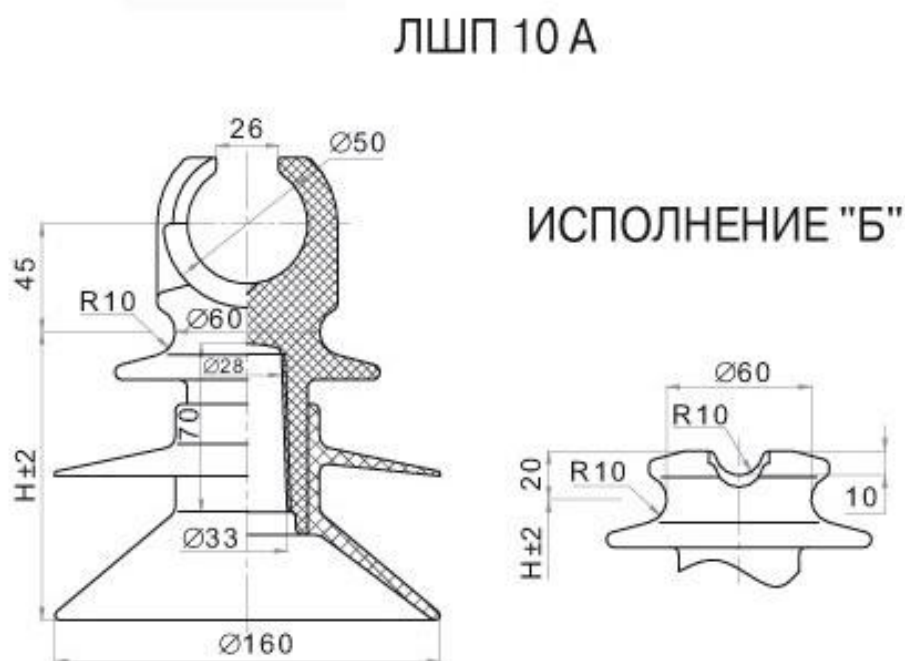


Рисунок 1 – Конструкция изолятора ЛШП-10 А

Изоляторы серии ОСК (опорный, стержневой, кремнийорганический), предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и распределительных устройствах (РУ) электрических станций и подстанций переменного тока напряжением 6 – 220кВ.

В сравнении с устаревшими изоляторами типа ИОСПК изоляторы отвечают более жестким требованиям нового ГОСТа по электрическим и механическим параметрам и характеристикам с учетом особенностей полимерных материалов и композиций.

Монолитный стержень в изоляторах ОСК (Рисунок 2) исключает возникновение внутренних разрядов и пробоя в отличие от труб, заполненных пеной, а также утечки тока по внутренней полости и по стенкам трубы в следствие выпадения конденсата, в отличии от полых труб. Фланцы изолятора выполнены цельнолитыми из высокопрочных алюминиевых сплавов. Отсутствие сварных швов во фланцах позволяет применять изоляторы в условиях крайнего Севера

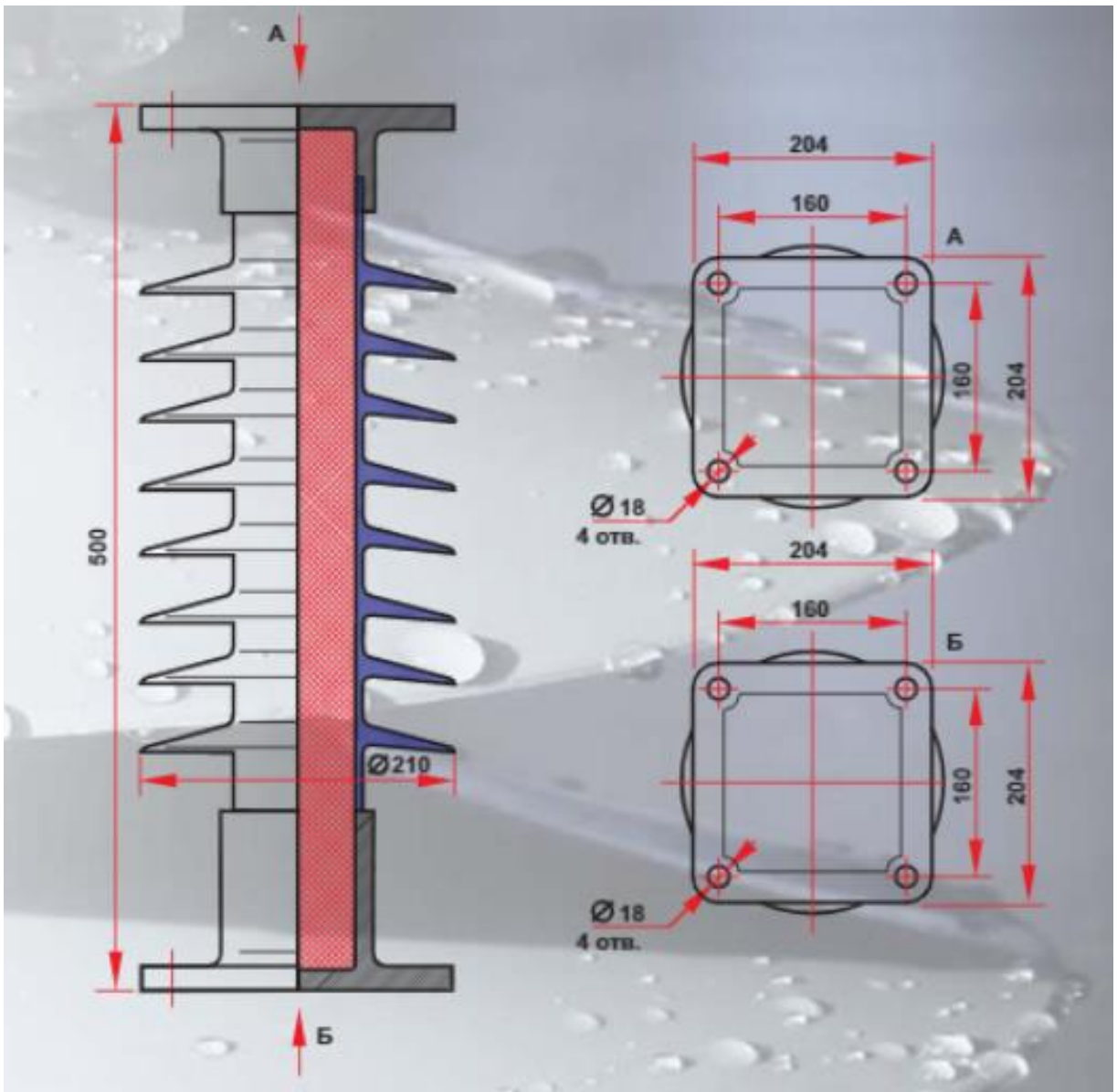







Рисунок 2 – Конструкция изолятора ОСК

Ниже представлена Таблица 2, в которой отображены основные виды стержневых и штыревых изоляторов.

Таблица 2 – Виды опорных изоляторов

ОПОРНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ					
ШТЫРЕВЫЕ			СТЕРЖНЕВЫЕ		
ФАРФОРОВЫЕ	СТЕКЛЯННЫЕ	ПОЛИМЕРНЫЕ	ФАРФОРОВЫЕ	СТЕКЛЯННЫЕ	ПОЛИМЕРНЫЕ
 <p>ШФ 10Г, ШФ 20Г, ШФ 20Г1</p>	 <p>ШС 10, ШС 20, ШТИЗ 10, ШТИЗ 20</p>	 <p>ШПУ-10, ШПУ-20, ШПУ-35, НП-18, ТП-20, ОНШП-10-20, ОНШП-20-10, ОНШП-35-10, ОНШП-35-20, ЛШП-10</p>	 <p>ИОР10-7,5-ШУХЛ, И4-80 УХЛ, Т2</p>	 <p>ИШОС-10-8 (С4-80 П), ИШОС-10-20, ИШОС-20-10</p>	 <p>ОСК 4-10, ОСК 6-10, ОСК 12,5-10, ОСК 8-35, ОСК 10-35, ОСК 12,5-35, ОСК 10-110, ОТК 20-110, СТАН-6-110, СТАН-10-110, ОНШП-10-20, ОНШП-20-10, ОНШП-35-20, ИОРП-10</p>

### 1.3 Подвесные изоляторы

Для 35 Кв и выше лучше всего подходят подвесные изоляторы. Особенности конструкции: чугунная шапка, изолирующая часть – фарфор или стекло, металлический стержень и цементная связка. В свою очередь подвесные полимерные изоляторы выполнены из стержня из стеклопластика, который защищён поперечной кремнийорганической оболочкой.

Например, изоляторы подвесные линейные полимерные ЛК предназначены для изоляции и крепления проводов воздушных линий электропередачи и в распределительных устройствах электростанций и подстанций переменного тока напряжением свыше 1000 В.

ЛК 70/10	ЛК 120/35	ЛК 120/110	ЛК 120/220

Рисунок 3 – Виды изоляторов серии ЛК

#### 1.4 Проходные изоляторы

Проходные изоляторы делают возможным прохождение токоведущих элементов линий электропередачи сквозь различные препятствия, подобные металлическим корпусам трансформаторов, стены КТП, КРУ, с изоляцией их от земли.

Таблица 3 – Подразделения проходных Изоляторов

ПРОХОДНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ		
с токопроводом	без токопровод	полимерные
<p>ИП-10/630, ИП-10/1000, ИП10/1600, ИПУ-10/630, ИПУ10/1000, ИПУ-10/1600, ИПУ10/2000, ИПУ-10/3150</p>	<p>ПМА 10 1УХЛ 2</p>	<p>ИППУ-35/400, ИППУ-35/630, ИППУ35/1000, ИППУ-35/1600, ИППУ-10/4000, ИППУ-20/2000, ИППУ-20/3150</p>

#### 1.5 Фарфоровые изоляторы

История изготовления изоляторов из фарфора. Впервые линии электропередач появились в 80-х годах 19 века[31]. Линии были расположены в городе.

Длинна занимала около двух километров, а устройство напоминало телеграфные линии[31].

Конструкции того времени применяются и в наши дни для линий малого напряжения, а первооткрывателем фарфоровых изоляторов стал завод «Изолятор», но дальнейшее применение данных технических решений становится не рентабельным[37].

Но уже в начале 19 века на первом плане появилась проблема проектирования высоковольтных изоляторов. Какие требования предъявлялись к изготовителям:

- Обеспечить максимальный путь утечки тока по всей поверхности изолятора
- Спроектировать изолятор так, чтобы обеспечить равномерное протекание полей

В то время в Германии в 1910 году же были проведены первые эксперименты на качественные изоляторы до 10 кВ на заводе Гермсдоф[24].

В 1915 году в России на заводе «Рижский» производились изоляторы по немецким технологиям на напряжение до 20 кВ. В начале 20-х годов изоляторы на 35 кВ производились Дулёвским и Ломоносовским фарфоровыми заводами, хотя их качество все так же оставалось низким[20].

В России на московском заводе «Изолятор» в 1923 году появилась собственная база для проведения испытаний изоляторов, в результате чего, уже в 1924 году стали массово производить качественные фарфоровые изоляторы, производство которых продолжается и в наши дни.

### **1.6 Стекланные изоляторы**

История изготовления изоляторов из стекла. Фарфоровые изоляторы стали сдавать свои позиции в связи с появлением на энергетическом рынке в 1970 году изоляторов из стекла[17]. Новый тип изоляторов был разработан вследствие сравнительного быстрого старения фарфора и, в последующем или совокупно, по-

явления микротрещин. Эти недостатки не наблюдаются в стеклянных изоляторах. Массовое внедрение стеклянных изоляторов в России началось с 2005 года с проектирования ШС-10Д Лыткаринским заводом по причинам:

- В России началась эпоха электротехнического стекла, в составе которого было мало щелочи типа С – 9, похожему на состав некогда применявшегося для высоковольтных Изоляторов во Франции;

- впервые была запущена автоматизированная линия немецкого производства;

- при варке стекла применялось принудительное перемешивание, что способствовало осветлению стекла.

В начале 2009 года был разработан стеклянный изолятор 20 кВ типа ШС – 20Д.

### **1.7 Полимерные изоляторы**

История изготовления изоляторов из полимеров. История появления ПИ имела достаточно скачкообразное развитие как в России так и за рубежом[19].

Первым отрицательным эффектом являлся неправильный выбор самой оболочки: стали проектировать ПИ на эпоксидных смолах, максимальный срок службы которых был не выше 5 – 7 лет[10]. Такой маленький срок эксплуатации был из-за податливости материала к разрушению в следствие солнечной радиации и частичных разрядов на поверхности изолятора. Как итог: оболочка разрушалась.

Следующий этап проектирования ПИ уже на заре 70-х годов с участием Ленинградского НИИ постоянного тока и Московского ВЭИ. Производители начали использовать ПИ из кремнийорганического эластомерного состава (резин. Новый вид позволил увеличить срок службы до 6 – 8 лет[10].

Далее рассмотрим эволюцию полимерных изоляторов



## 1.8 Полимерные изоляторы I Поколения

Специфика создания изолятора полимерного I поколения была запатентована в 1987 году, использовалась технология называемая, «шашлычной», кремнийорганическая оболочка с техникой изготовления методом склеивания [29]. Изолятор собирался вручную [36], с помощью проклейки по ребрам. Ребра одевались на стеклопластиковый стержень и проклеивались.



Они обеспечивали оболочку защиты для стеклопластикового стержня и за счет этого создавалась длинна пути утечки тока. В полимерных изоляторах первого поколения основной причиной выхода из строя являлось наличие между ребрами границ раздела и за счет этого некачественная защита стержня причиной была разгерметизация оболочки из за которой изолятор подвержен медленному разрушению (попадания влаги после чего хрупкий излом). рассмотрим таблицу с основными Плюсами и минусами данного типа ПИ:

Таблица 4 – Плюсы и минусы ПИ первого поколения

Плюсы	Минусы
<ul style="list-style-type: none"><li>*Сниженный вес в сравнение со стеклянным и фарфоровым изолятором</li><li>*Надежность;</li><li>*Отсутствует необходимость сборки гирлянд;</li><li>*Гидрофобность;</li><li>*Устойчив к механическим нагрузкам</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>*Собирается вручную;</li><li>*В отличие от изоляторов гирлянд стеклянных большая строительная высота;</li><li>*На клеевом шве нарушается целостность</li></ul>

Очень выборочно ПИ первого поколения распространялись [36], но до конца 80-х годов накопилось большое число положительных отзывов, было проведено множество испытаний заводских и в эксплуатационных, что повлияло на

массовое внедрение ПИ на Пс и ВЛ. Нельзя не упомянуть, что основное производство ПИ 1 поколения производилась на заводе в городе. Славянске на Украине.

Распад СССР повлиял на потерю производителя являвшимся основными, это в свою очередь повлияло на активное создание различных организаций по изготовлению: ООО «Энергия 21», «Нижновтермаль», «Завод полимерных изоляторов», АО «СКТБ. Но так как минусу были ярко выражены, производители приступили к разработке более современного типа изоляторов.

### **1.9 Полимерные изоляторы II Поколения**

Этап развития данного поколения изоляторов не смог полностью отказаться от ручной сборки [40]. Так как между ребрами граница раздела все так же отсутствовала, герметизация узла, то есть вход в оконцеватель стержня, так же производился проклеиванием вручную компаундом. Бывали случаи когда стык оконцевателя разгерметизировался с защитной оболочкой, что являлось проникновением влаги.



Можно сделать вывод, что на этом этапе развития изоляторов основной упор сделали на изолятор цельнолитой с оболочкой из кремнеорганики. Иначе говоря, на данном этапе развития изоляторов, конструктивный упор был сделан на цельнолитой изолятор с кремнийорганической оболочкой и герметизацией проклеиванием узла оболочки с оконцевателем.

При эксплуатационном опыте все же появились минусы данного ПИ:

- 1 В отличие от гирлянд была большая строительная высота;
- 2 «Оконцеватель – стержень – оболочка». Не имели крепкой гермитизации в узле сопряжения.

### 1.10 Полимерные изоляторы III Поколения

Проанализировав минусы прошлых поколений, производители приступили к их максимальному устранению. Так был разработан цельнолитой изолятор третьего поколения с кремнийорганической оболочкой, наносившаяся под высоким давлением после чего сразу вулканизировалась на оконцевателе) так сказать технология без швов.

В данных изоляторах повысилась надежность за счет защиты проникновения влаги в самый слабый узел, вход стержня в оконцеватель. Вход перекрывался оболочкой, которая обладала высокой адгезией к стержню оконцевателю.



Рисунок 4 – Полимерный изолятор III поколения

При больших температурах вулканизируется кремнийорганическая смесь в прессформе под давлением на поверхностях стержня, которые предварительно обработаны праймером и отпрессованы на нем оконцеватели. Адгезию оболочки к стержню и металлу обеспечивают подбор праймера, давления, температуры. Автоматика обеспечивает стабильный процесс. Как описано выше вход стержня в оконцеватель осуществлялся проклеиванием компаундом с холодным отверждением, т.е. как это делали на изоляторах, с «шашлычной» технологией. Имели место быть случаи стык оконцевателя и защитной оболочки разгерметизировался,

что приводило к увлажнению стержня изнутри. Этим запускался процесс потери электрической и механической прочности изолятора, который протекал медленно и неизбежно. При опрессовывании оконцеватели во время сборки появилась возможность исключить неконтролируемое повреждение стержня из стеклопластика, что стало важной особенностью при изготовлении изоляторов третьего поколения. До того как на стержень наносилась кремнеорганическая оболочка производили опрессование оконцевателей, если происходило повреждение стержня оно контролировалось как визуально так и при помощи акустических аппаратов, это было не доступно в предыдущих поколениях[39].

Подводя итог отметим конструктивные отличия изоляторов III поколения (Рисунок. 4).

- Исключена возможность при опрессовании оконцевателей неконтролируемое повреждения стеклопластикового стержня во время сборки изолятора. До нанесения на стержень кремнеорганической оболочки производилось опрессовывание и если появлялось повреждение на стержне, оно контролировалось акустическими аппаратами и визуально, что было невозможно ранее;

- Заход на оконцеватель защитной оболочки, исключение клеевого шва из конструкции обеспечило надежную герметизацию в узле сопряжения. Благодаря использованию термодиффузионного оцинкования в наилучшую сторону повысилась антикоррозийная защита. Так же, III поколение изоляторов имеет и самые большие разрядные характеристики по отношению к другим изоляторам. Лучше всего это проявляется в изоляторах изготовленных для районов с высокой степенью загрязнения и грозовой активностью;

- III поколение изоляторов обладают следующими преимуществами: Высокая надежность, срок эксплуатации данных изоляторов вырос до 40 лет, так же небольшие габариты с уменьшением строительной высоты от 10 до 20%, без потери электрических характеристик;

- Так же выполнен полностью автоматический процесс адгезии оболочки к стержню и металлу, за счет грамотно подобранной температуре и давлению.

Что бы получить качественный опыт первой партии изоляторы использовали в районах с неблагоприятными климатическими условиями:

- Тюменская область;
- Туркмения;
- Якутия и т.д.

Проведя анализ полученных данных во время эксплуатации установили следующее:

- Отсутствие случаев пробоя в районах где были умеренные загрязнения;
- В 3-4 раза выше значение удельного поверхностного сопротивления чем у стеклянных в тех же условиях;
- Показатель влагоразрядности напряжения в два раза выше чем у стеклянных спустя 12 лет эксплуатации;
- Сохранялся высокий показатель электрической прочности при коммутационных и грозовых перенапряжениях.

Основные причины появления отказов работы полимерных изоляторов:

- Некачественное выполнение работы при создания изолятора на отдельных этапах, отсутствие контроля
- Стремление производителя получить большую выгоду. Из за чего, экономия на исследование, испытание, проверки и основное на материалах,.
- Подача неправильной механической нагрузки на изолятор в периоды испытания. Следствие изгиб стержня чрезмерный, после чего происходит разрыв оболочки при нагрузках больше номинальных.

Наработки во время эксплуатации полимерных изоляторов перешли минимальную черту, но не достигли своего предела:

Таблица 5 – Оценка надежности при эксплуатации полимерных изоляторов отечественного производства

Линии электро-передач	Уровень отказов, ср.годовой	Объем наработки изолят.лет	Случаи аварий-ные
ВЛ 35кВ	$2 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	2
ВЛ 110кВ	$1 \cdot 10^6$	$3 \cdot 10^6$	2
ВЛ 220кВ	$5 \cdot 10^{-6}$	$2 \cdot 10^5$	-
ВЛ 330кВ и выше	Малый объем наработок, расчетное значение показателя надежности не внушительное		

### 1.11 Конструкция полимерного Изолятора

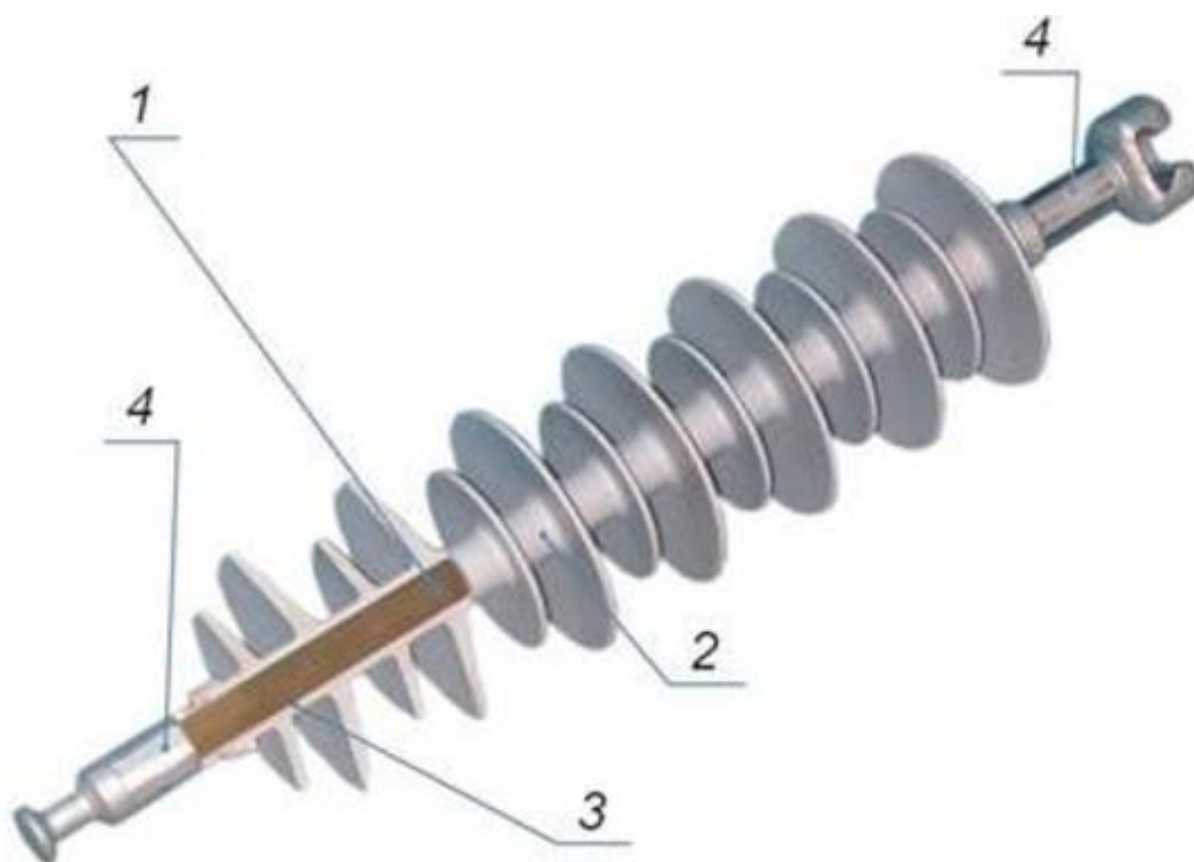


Рисунок 5 – Конструкция полимерного изолятора

- 1 – стержень(стеклопластиковый)
- 2 – оболочка защитная
- 3 – связующее вещество
- 4 – оконцеватели(металлические)

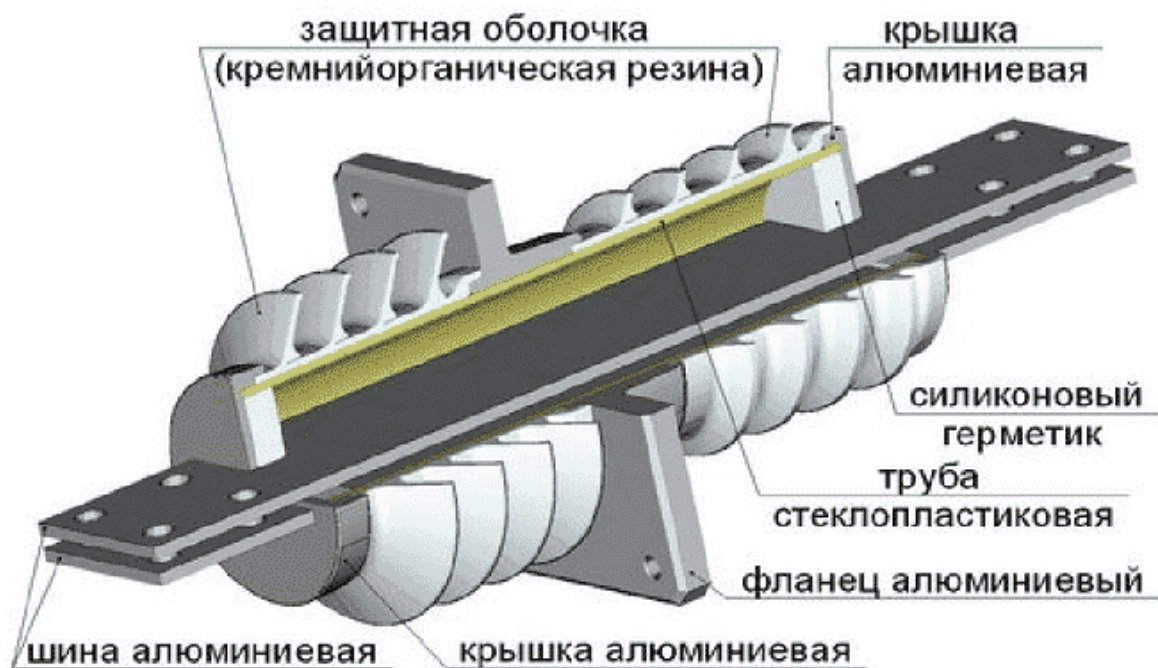


Рисунок 6 – Проходной изолятор

Конструкция изолятора проходного иная его задачи изолировать от стены токоведущую шину, обеспечивать протекание тока внутри изолятора (Рисунок 5, 6). На рисунке видно, как с двух сторон обжимается шина крышкой из алюминия для надежной фиксации снаружи. Внутреннее крепление осуществляется с помощью герметика, который так же предотвращает попадание загрязнений и веществ с агрессивными свойствами. Бывает устанавливают дополнительный лепесток, что бы было удобно прикреплять шины и провода, изображено на рисунке 6. От фланца до поверхности шины выполненная из кремний органической резины оболочка препятствует электрическим пробоям. Стеклопластиковая труба является изоляцией защищающей внутренние элементы от пробоя, которая располагается внутри ребристой рубашки. Больше информации можно взять из обозначения изоляторов.

### 1.12 Обозначения изоляторов

Маркировка всех изделий содержит подробную информацию о его материале, типе, и остальных характеристиках. Рассмотрим маркировку изолятора НСПКр 120 – 3/0,6 – Б.

Н указывает для чего предназначена модель, в нашем примере Н – натяжной.

Также есть: П – подвесной, Ф – фиксаторный, К – консольный.

С – указывает, что изолятор стержневой.

П – материал изоляции, у нас П – полимер.

К – покрытие снаружи, в этом случае К – кремнийорганическая резина.

р – индекс, показывающий, что оболочка цельнолитая ребристая.

120 – нормированное разрушающее усилие в кН.

3 – класс по напряжению, на котором используется.

0,6 – длина пути тока утечки, измеряется в метрах.

Б – обозначение вида зацепления



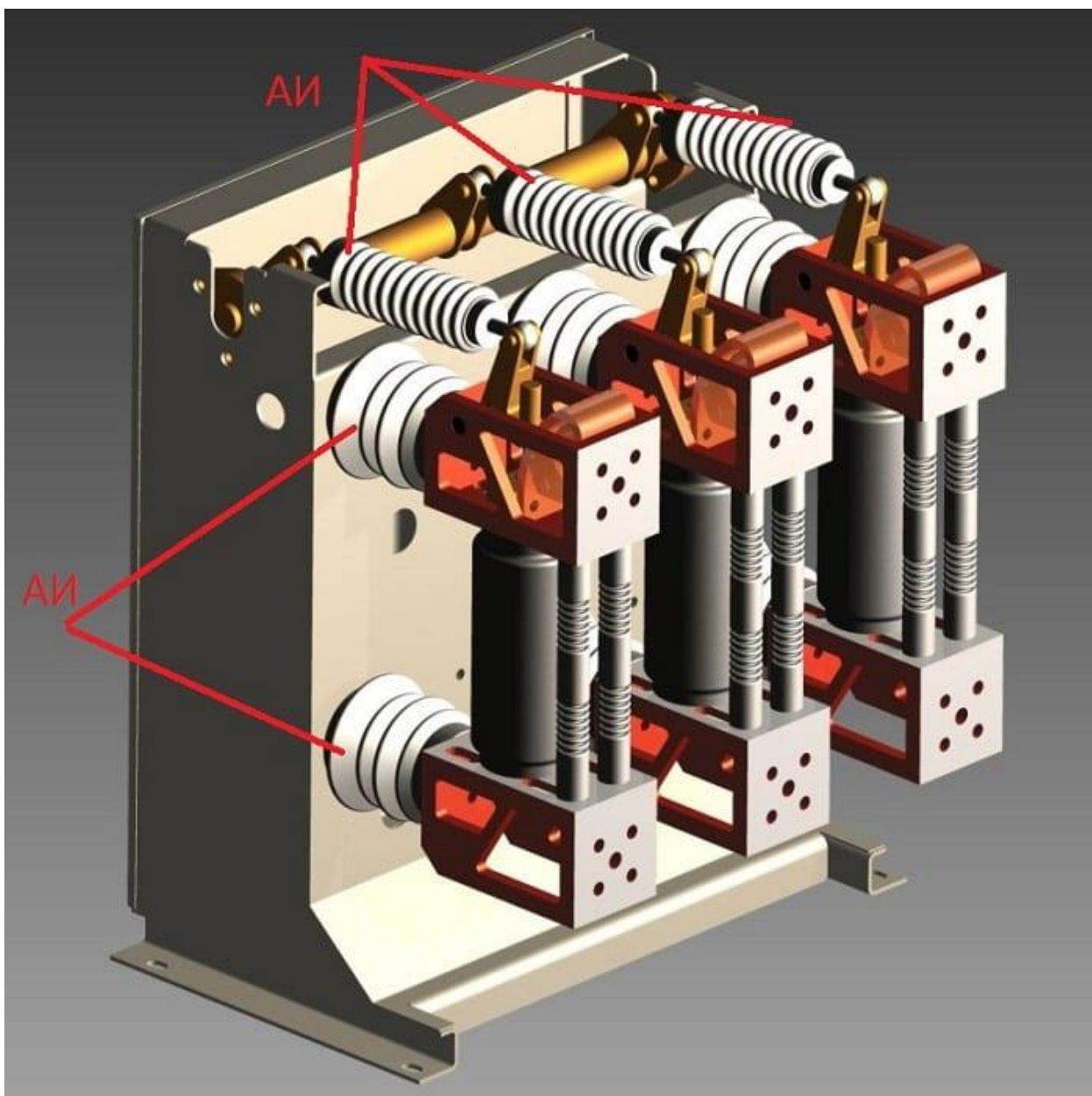


Рисунок 7 – Аппаратные изоляторы

Встречаются и так называемые Аппаратные изоляторы – их назначение схоже со стационарными, но применяют на аппаратах. Например, они нашли множественное применение в силовых установках, выпрямительных устройствах, приборах, КТП, устройствах высокого напряжения и других агрегатах. На рисунок 7 изображен пример использования, обозначен АИ.

### **1.13 Форма ребер полимерного изолятора**

Изначально считалось, что дождь влияет на электрическую прочность изолятора, а именно уменьшает ее. Таким образом, появилась привычная для нас форма фарфорового изолятора (с поднутрением и с капельницами). В 1980 заводом НПО «Изолятор» проводились исследования на влияние дождя на изолятор, которые показали почти незаметное его влияние при перенапряжениях. Дождь способствует самоочищению поверхности изолятора.

Следовательно, для увеличения электрической прочности Изоляторов при росе, тумане, дожде) вся поверхность Изоляторов должна быть доступна влаге. Обмыв всей поверхности Изоляторов обеспечивается при симметричной форме ребер с равным наклоном по отношению к поперечному сечению Изоляторов.

Таким образом, при применении полимерных Изоляторов удачно совмещаются электрические, технологические и экономические требования к изоляторам.

Плановая профилактика загрязнений:

- Степень загрязнения в соответствии с СТО 5694700729.240.058-2010 «Методические указания по составлению карт степеней загрязнения на территории расположения ВЛ и ОРУ ПС»;

- Уровень загрязнения изоляции;
- Замена изоляторов;
- Усиление изоляции;
- Механическая чистка, обмыв, нанесение гидрофобных покрытий.

Внеплановый эксплуатационный контроль должен проводиться при опасности перекрытия с учетом вероятности возникновения опасных условий загрязнения Опасные условия загрязнения:

- Ненормативные выбросы с пром.предприятий;
- Туман, пыльная буря;
- Пыль неместного происхождения;
- Миграция птиц;
- Вынос реагентов с автомагистрали.

Рекомендуемые области применения подвесных Изоляторов различной конфигурации представлены ниже в таблице 6:

Таблица 6 – Рекомендуемые области применения подвесных Изоляторов

Рекомендуемые области применения опорных Изоляторов различной конфигурации	
Конфигурация изолятора	Характеристика районов загрязнения
Ф. с обычными ребрами с капельницей	Районы с 1-й и 2-й С.З. при любых видах загрязнения
Ф. с ребрами переменного вылета с капельницами	Районы со 2-й и 3-й С.З. при любых видах загрязнения
Ф. с ребрами усложненной конфигурации	Районы с 3-й и 4-й С.З. при не цементирующихся загрязнениях
Полимерный с защитной оболочкой из кремнийорганической резины	Районы с 1-й С.З.
Полимерный с ребрами переменного вылета	Районы со 2-й и 3-й С.З. (иногда 4) при загрязнениях, не ускоряющих старения
Штыревые изоляторы	Районы с 1-й и 2-й С.З. при любых видах загрязнения

Ниже представлена структура контроля состояния изоляции в процессе эксплуатации на рисунке 8:



Рисунок 8 – Структура контроля состояния изоляции в процессе эксплуатации

Критериями для определения уровня загрязнения являются удельная поверхностная проводимость слоя загрязнения  $\chi_{пов}$  и удельная объемная проводимость  $\chi_{об}$  осадков, выпадающих из атмосферы. Определение уровня загрязнения должно производиться в соответствии с таблицей 7 по расчетным значениям  $\chi_{пов}$  и  $\chi_{об}$ , полученным в процессе проведения измерений.

Таблица 7 – Уровни загрязнения изоляции в зависимости от  $\chi_{пов}$  и  $\chi_{об}$ ,

Уровень загрязнения изоляции	$\chi_{пов}$ мкСм, при пылевидном загрязнении		
	при увлажнении с $\chi_{об}$		
	менее 0,5 мСм/см	0,5-4 мСм/см	4-8 мСм/см
1	до 2	до 1	-
2	2-5	1-2	до 1
3	5-10	2-5	1-2
4	10-15	5-10	2-5
5	15-20	10-15	5-10
6	20-30	15-25	10-20

Оценка опасности загрязнения изоляторов и принятие решения о сроках проведения профилактических мероприятий (испытания проводятся в районах с 2÷4 СЗ)

Для определения опасности загрязнения изоляторов и периодичности профилактических мероприятий (чистки, обмыва) необходимо установить уровень загрязнения (в соответствии с таблицей 7 и уровни изоляции (удельную длину пути утечки  $\lambda$ , см/кВ) гирлянд ВЛ и внешней изоляции электрооборудования и изоляторов ОРУ, подвергаемых чистке/обмыву.

Удельная длина пути утечки  $\lambda$  определяется по характеристикам изоляции ВЛ и ОРУ:

$$\lambda = \frac{L}{Uk} \quad (1)$$

где  $L$  – длина пути утечки, см;

$U$  – наибольшее эксплуатационное междуфазное напряжение, кВ;

$k$  – поправочный коэффициент, значения которого приведены в п.п.1.9.44-1.9.53 главы 1.9 ПУЭ-7.

Необходимость проведения чистки для каждого уровня загрязнения изоляции в зависимости от  $\lambda$  устанавливается в соответствии с таблицей 8. Практическое осуществление чистки должно быть выполнено при достижении наименьшего значения  $\chi_{пов}$ , регламентированного для каждого уровня загрязнения в таблице 7.

Таблица 8 – Проведение чистки изоляции для электроустановок с различной  $\lambda$

Уровень загрязнения в месте расположения электроустановки в соответствии с таблицей 3	Удельная расчетная длина пути утечки, $\lambda$ , см/кВ	Необходимость проведения чистки (+), без чистки (-)
1	до 1,90	+
	более 1,90	-
2	до 2,25	+
	более 2,25	-
3	до 2,60	+
	более 2,60	-
4	до 3,10	+
	более 3,10	-
5	до 3,50	+
	более 3,50	-
6	до 3,50	+
	более 3,50	-

Допускается удлинение срока службы между профилактическими мероприятиями, если до его истечения подтверждается, что в рамках соответствующего уровня загрязнения еще не достигнуто нижнее значение  $\chi_{пов}$  в соответствии с таблицей 7.

В Таблице 8 указано, при каких значениях  $\lambda$  должна производиться чистка (ручная). Также нужно учитывать некоторые аспекты: проводить чистку при

плановых ремонтах ОРУ, обмыв с третьей С.З., когда промывка струей воды не возможна или этот способ не дает нужного эффекта

Выводы:

Широкое распространение ПИ получили на устройствах 110 – 220 Кв во всех ведущих странах мира. Главным направлением было отражение всех положительных и отрицательных сторон применения полимерных изоляторов на высоковольтных устройствах и выявление уже независимого мнения о полимерах в целом. Уровень внедрения полимерных изоляторов во всех уголках мира неуклонно растет. Но наработанный опыт их применения демонстрирует отнюдь не самый хороший результат. Производители, как отечественные, так и иностранные, провели качественную рекламу полимерных изоляторов во все сферы СМИ. Во всех видах источников отзывы и показатели только положительные. Но практика показывает иные результаты. Основные причины появления отрицательного опыта применения ПИ:

- Недобросовестное выполнение работ на отдельных этапах создания изолятора, вследствие отсутствия должного контроля выполнения работ;
- Цель производителя-получение большей выгоды. Как следствие, экономия на материалах, исследованиях, проверках, испытаниях;
- При испытании на изолятор подают неправильно подобранные механические нагрузки. Как следствие при нагрузках больше номинальных, изолятор будет содержать чрезмерный изгиб стержня с последующим разрывом оболочки.

Завод НПО «Изолятор» проводились исследования на влияние дождя на изолятор, которые показали почти незаметное его влияние при перенапряжениях. Дождь способствует самоочищению поверхности изолятора. Важно, что для увеличения электрической прочности изоляторов (при росе, тумане, дожде) вся поверхность изоляторов должна быть доступна влаге. Обмыв всей поверхности изоляторов обеспечивается при симметричной форме ребер с равным наклоном по отношению к поперечному сечению изоляторов.

Есть вариант установки ПИ разных по диаметру вылетов ребер, но как показывает практика, оптимальным является одноэлементное создание ПИ. Также при

качественном подходе пропитки стекловолокна эпоксидным компаундом под вакуумом не удалось исправить недостатки использования стеклопластика, а именно низкие эрозиостойкость и трекинговость. По причине содержания углерода в эпоксидном компаунде, появляются углеродные дорожки при воздействии солнечной радиации и увлажненности.



## 2 ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Достаточно широкий опыт эксплуатации некерамических изоляторов первого поколения ( 1970 – 1985 гг. ) в целом был не очень благоприятным , наблюдались трек и эрозия защитной оболочки , хрупкий излом стеклопластикового стержня и другие повреждения. Это приводило во многих случаях как к перекрытиям изоляторов , так и к тяжелым авариям , в том числе с падением проводов на землю.

В результате произошедших повреждений и аварий многие производители перестали выпускать некерамические изоляторы или стали выпускать их только для распределительных электрических сетей сравнительно низкого напряжения. Однако некоторые фирмы пошли по пути улучшения конструкции изоляторов и технологии их изготовления. На основе этих работ в 1985 – 1990 гг. многие зарубежные производители освоили выпуск усовершенствованных композитных изоляторов второго (некоторые авторы считают – третьего) поколения.

Проводя опросы у эксплуатирующих организациях , по вопросам эксплуатации полимерных изоляторов, данные ответы были сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Причины по которым эксплуатирующие организации применяют полимерные изоляторы (%)

Причина	Австралия	Канада	Европа	Латинская Америка	Южная Африка	США	По всем странам
Поведение в условиях загрязнения	57	43	36	0	100	10	27
Антивандалные свойства	43	43	0	100	100	45	38
Удобство транспортирования	43	43	29	100	0	24	32
Хорошие мех. и весовые характеристики	29	0	21	0	0	24	20
Низкая стоимость	43	14	0	0	0	7	10
Внешний вид ( дизайн )	29	14	0	0	0	17	13
Прочее	43	14	29	50	100	17	25

В таблице 10 представлены данные, число полимерных изоляторов работающих в особых эксплуатационных условиях( в странах мира)

Таблица 10 – Число изоляторов, эксплуатировавшихся в особых условиях (по странам).

Условия эксплуатации	Австралия	Канада	Европа	Латинская Америка	Южная Африка	США	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Высота более 1000 м н.у.м.	0	864	664	0	0	4542	6070
Влажность воздуха более 85 %	340	80	652	3000	0	580	4652
Ультрафиолетовое излучение среднее	0	1307	1342	0	0	1558	4205
сильное	1961	364	676	3000	0	5996	12497
Морское загрязнение ,							
I	2393	0	779	0	0	520	3792
II	1096	237	546	50	0	102	2033
III	540	24	56	72	1200	22	1924
IV	18	27	151	0	0	3	199

1	2	3	4	5	6	7	8
Промышленное загрязнение, степень							
I	90	388	597	0	0	0	1284
II	1	318	396	17	20		5944
III	6	12		0	40		3705
IV	0	33		10	0		973

Таблица 11 – Число изоляторов, эксплуатировавшихся в особых условиях на различных классах напряжения

Условия эксплуатации	100-200 кВ	200-300 кВ	300-500 кВ	500 кВ и выше
1	2	3	4	5
Высота более 1000 м н.у.м.	2110	3095	3133	126
Влажность воздуха более 85 %	250	670	3652	80
Ультрафиолетовое излучение				
среднее	2739	13	149	1304
сильное	2768	3435	6168	126
Морское загрязнение, степень				
I	3363	0	429	0
II	1975	0	58	0
III	662	20	1242	0
IV	69	28	10	28

Продолжение Таблицы 11

1	2	3	4	5
Промышленное загрязнение , степень				
I	503	30	14	637
II	2050	1819	1757	318
III	1832	1433	440	0
IV	308	564	101	0

Из приведенных данных можно сделать следующие выводы.

В районах с морскими загрязнениями было установлено около 8 тыс. шт. изоляторов (5,8 %), в районах с промышленными загрязнениями – около 12 тыс. шт. изоляторов (8,7 %), а всего в загрязненных районах – 14,5 % всех изоляторов. По данным таблиц 10 и 11 в районах с I, II, III степенями загрязнения применено примерно по одинаковому количеству полимерных изоляторов (по 25 – 40 % от их общего числа в загрязненных районах) и только в районах с очень тяжелыми загрязнениями (IV степень) полимерные изоляторы применяют в значительно меньшем объеме (примерно 6 % от всех изоляторов, установленных в загрязненных районах). Можно также сделать вывод о том, что в районах с природными и промышленными загрязнениями объем внедрения полимерных изоляторов приблизительно одинаков.

### **2.1 Применение полимерной изоляции на цифровых подстанциях**

Высоковольтная полимерная изоляция в настоящее время интенсивно внедряется в энергосистемы практически всех стран мира. В России применение полимерных изоляторов получило важное специфическое направление, связанное с использованием на цифровых подстанциях опорных изоляторов всех классов напряжения до 220 кВ включительно. Причиной этого являются сложные климатические (главным образом, температурные) условия, вызывающие разрушение традиционно использовавшихся фарфоровых изоляторов, что уже при-

вело к многочисленным авариям на действующих подстанциях. Применение полимерных изоляторов на ЦПС вместо фарфоровых позволяет повысить надежность подстанций, однако требует учета специфических свойств полимерных материалов, проявляющихся при длительной эксплуатации.

## **2.2 Основные типы дефектов изоляторов**

Рассмотрим основные дефекты изоляторов в периоды эксплуатации и производства:

В ходе эксплуатации:

- Появление трека на поверхности (эрозия оболочки);
- Становление дендритов в стержне ПИ и треков на границе раздела «стержень – оболочка»;
- «Хрупкий излом»;
- Биологические загрязнения.

В ходе производства:

- Следы резца и рельеф поверхности формы;
- Следы прилипания к форме;
- Облой;
- Скорчинг;
- Сферические выступы.

## **2.3 Основные повреждения в ходе эксплуатации изоляторов**

Перед выбором полимерной изоляции, для начала необходимо выявить самые уязвимые места и так же проанализировать конструкцию. Основным слабым местом является герметичность оболочки со стержнем.

В данном разделе представлены результаты лабораторных испытаний подвесных стержневых полимерных изоляторов с частичными повреждениями после эксплуатации, а также результаты обследования полимерных изоляторов. Обсуждаются причины и характер повреждения изоляторов в эксплуатации и возможности диагностики поврежденных изоляторов методами инфракрасной и ультрафиолетовой дефектоскопии, так же разработан и представлен прибор дефектоскоп для дистанционной проверки полимерных изоляторов ДД – 610.

## 2.4 Типичные повреждения полимерных изоляторов

Диагностика любого оборудования должна начинаться с анализа особенностей его конструкции и выявления слабых мест. Слабыми местами конструкции полимерных изоляторов являются герметичность защитной оболочки в месте ее сопряжения с металлической арматурой, и граница раздела между оболочкой и стеклопластиковым стержнем. Согласно опыту эксплуатации, большинство повреждений и отказов полимерных изоляторов, так или иначе, связаны с нарушением герметичности защитной оболочки и проникновением влаги.

Можно выделить три характерных вида повреждения полимерных изоляторов, которые наблюдаются в эксплуатации (рисунки 9-11).

Первый вид повреждения – это образование трека на поверхности защитной оболочки и, как следствие, эрозия оболочки. Данное повреждение может возникать при эксплуатации изоляторов в районах с сильными загрязнениями, из-за воздействия поверхностных разрядов и частичных дужек в условиях увлажнения изоляторов. В районах с умеренными загрязнениями за период эксплуатации более 20 лет подобные повреждения изоляторов с кремнийорганической защитной оболочкой не наблюдались.



Рисунок 9 – Трек, эрозия защитной оболочки изолятора



Рисунок 10 – Образование дендритов, треков на границе раздела, внутренняя эрозия защитной оболочки



Рисунок 11 – Хрупкий излом изолятора

Второй вид повреждения – это образование дендритов в стеклопластиковом стержне и треков на границе раздела «стержень – оболочка». Зачастую это



сопровождается внутренней эрозией защитной оболочки вплоть до образования сквозных отверстий. Данное повреждение связано с проникновением влаги в изолятор. Первопричиной повреждения чаще всего является дефект конструкции изолятора, а именно: недостаточная герметичность границы раздела между оболочкой и металлической арматурой и плохая адгезия оболочки к стеклопластиковому стержню. Кроме того, нарушение герметичности может быть связано с повреждением (разрывами) оболочки при транспортировании изоляторов или монтаже. По опыту эксплуатации данный вид повреждения полимерных изоляторов является наиболее распространенным.

Третий вид повреждения – это так называемый «хрупкий излом». Как предполагается, «хрупкий излом» возникает в результате разрушения стекловолокон под действием кислот, которые образуются при частичных разрядах в изоляторе в присутствии влаги. Развитие данного повреждения, как и в предыдущем случае, связано с нарушением герметичности и проникновением влаги в изолятор. По опыту эксплуатации полимерных изоляторов в России известны только единичные случаи отказов изоляторов по причине «хрупкого излома».

Вывод: применение дорогостоящих изоляторов типа ЛКК – 70/110 не целесообразно.

С точки зрения диагностики полимерных изоляторов в эксплуатации наибольший интерес представляют дефекты изоляторов, связанные с нарушением герметичности и проникновением влаги в изолятор. Данные дефекты изоляторов рассматриваются ниже.

## **2.5 Лабораторные испытания, поврежденных в процессе эксплуатации изоляторов**

Испытывались полимерные изоляторы двух типов, демонтированные с линейных порталов 220 и 330 кВ (таблица 12). Часть изоляторов имели внешние признаки повреждений. Два изолятора на напряжение 220 кВ имели сквозные отверстия в оболочке в результате эрозии. Один изолятор на напряжение 330 кВ, состоящий из двух элементов, имел пробой нижнего элемента (демонтирован после короткого замыкания). Остальные изоляторы не имели внешних признаков

повреждения. Следует отметить, что все поврежденные изоляторы сохраняли работоспособность вплоть до того момента, как были демонтированы.

Таблица 12 – Испытание полимерных изоляторов

Номинальное напряжение, кВ	Тип изолятора, период эксплуатации	Испытуемые образцы	Внешние повреждения
220	ЛК 70/220 1999 – 2007г.г	1	Сквозные отверстия в оболочке
		2	
		3	Отсутствуют
330	ЛК 120/330 Декабрь 2005– июнь 2007 г.	1	Пробой нижнего элемента
		2	Отсутствуют

Программа испытаний включала:

- длительное приложение к изоляторам переменного напряжения промышленной частоты, равного номинальному напряжению; при этом проводился контроль состояния изоляторов методами инфракрасной и ультрафиолетовой дефектоскопии;

- последующие испытания для оценки остаточного ресурса изоляторов по электрической и механической прочности, в том числе: испытание переменным напряжением при естественном загрязнении и увлажнении изоляторов, испытание напряжениями грозовых импульсов, испытание механической силой на растяжение.

После испытаний изоляторы препарировались, и характер их внутренних повреждений определялся визуально.

## **2.6 Признаки повреждения изоляторов по результатам ИК и УФ контроля**

Отличительными признаками повреждения изоляторов являются: повышенный нагрев изоляционной части, а также коронные разряды, возникающие

на поверхности изоляторов. Данные признаки могут проявляться по-разному в зависимости от степени повреждения изолятора, условий доступа влаги в зону повреждения и степени ее увлажнения. При этом меняются место и размеры области повышенного нагрева, величина избыточной температуры и условия возникновения коронных разрядов (их наличие или отсутствие).

Начальная стадия повреждения (рисунок 12). В этом случае область повышенного нагрева изолятора находится непосредственно у оконцевателя (в зоне повреждения), размеры области составляют 10-15 см, избыточная температура – не более 20С. Коронные разряды на изоляторе отсутствуют.

Коронные разряды, которые видны на эпограмме (рисунок 12), возникают на оконцевателе изолятора. Безусловно, это также является недостатком его конструкции, однако к рассматриваемому повреждению изолятора из-за проникновения влаги это не имеет отношения. Более того, как будет показано далее, при сильном повреждении изолятора коронные разряды на оконцевателе могут исчезать. И это служит дополнительным браковочным признаком для выявления поврежденных изоляторов.

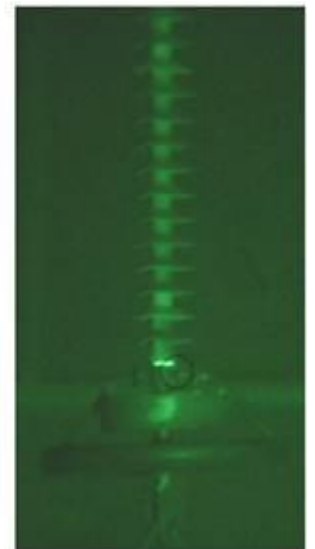
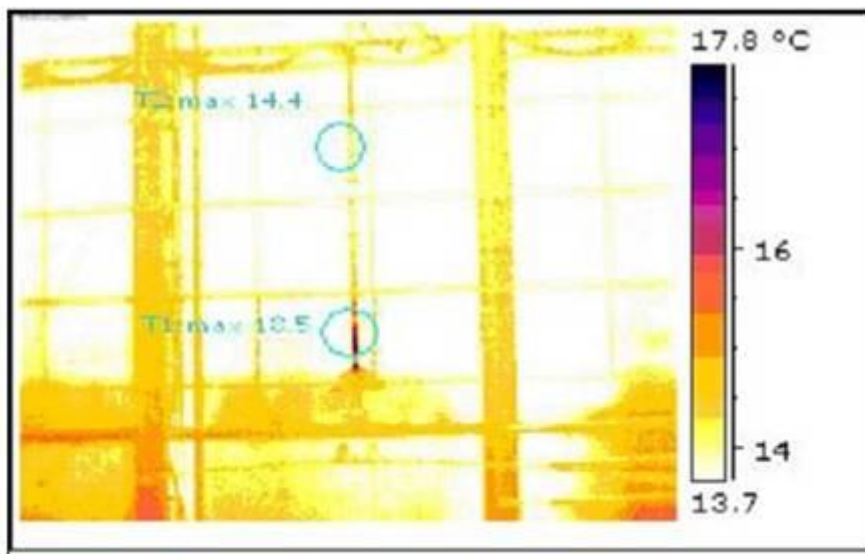
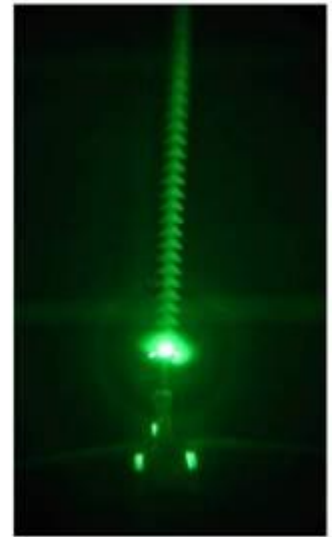
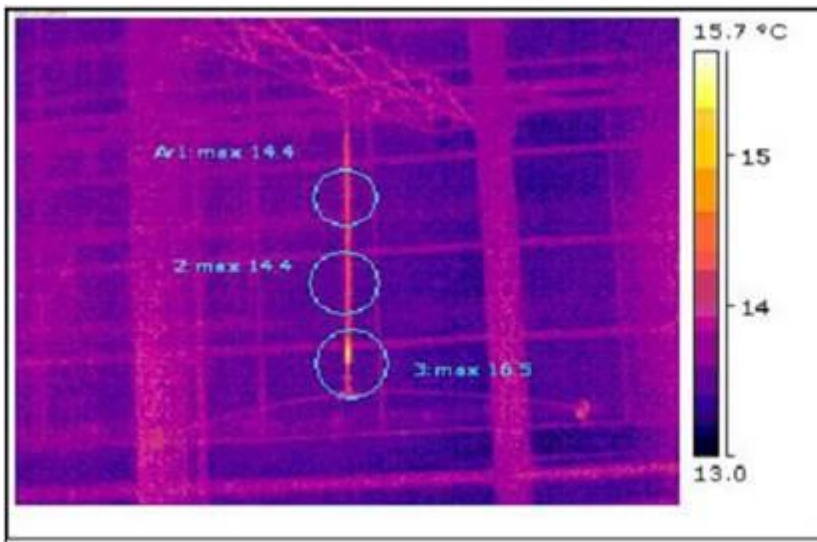


Рисунок 12 – Эопограмма

Сильная степень повреждения, но без сквозной эрозии оболочки и прямого доступа влаги в изолятор (рисунок 13). Как и в предыдущем случае, область повышенного нагрева изолятора находится непосредственно у оконцевателя, однако размеры области достигают уже 50 см, избыточная температура – 50С. Коронные разряды на изоляторе по-прежнему отсутствуют.

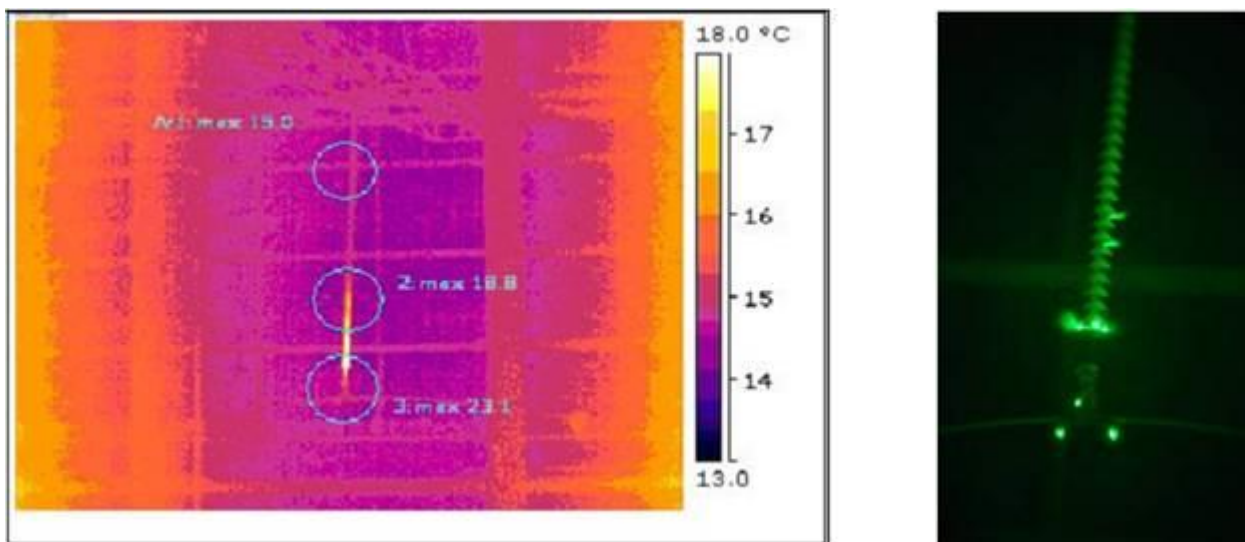


Рисунок 13 – Эопограмма

Сильная степень повреждения со сквозной эрозией оболочки и прямым доступом влаги в изолятор (рисунок 14). При данном повреждении условия нагрева и возникновения коронных разрядов на изоляторах могут меняться в зависимости от степени увлажнения поврежденной части изолятора за счет прямого доступа влаги.

В отсутствие увлажнения (изоляторы длительное время находились в сухом помещении, (рисунок 14) картина нагрева аналогична предыдущей. На поверхности изолятора могут возникать коронные разряды в местах сквозных отверстий в оболочке. Однако условия их возникновения не стабильны, и они могут отсутствовать в течение длительного времени.

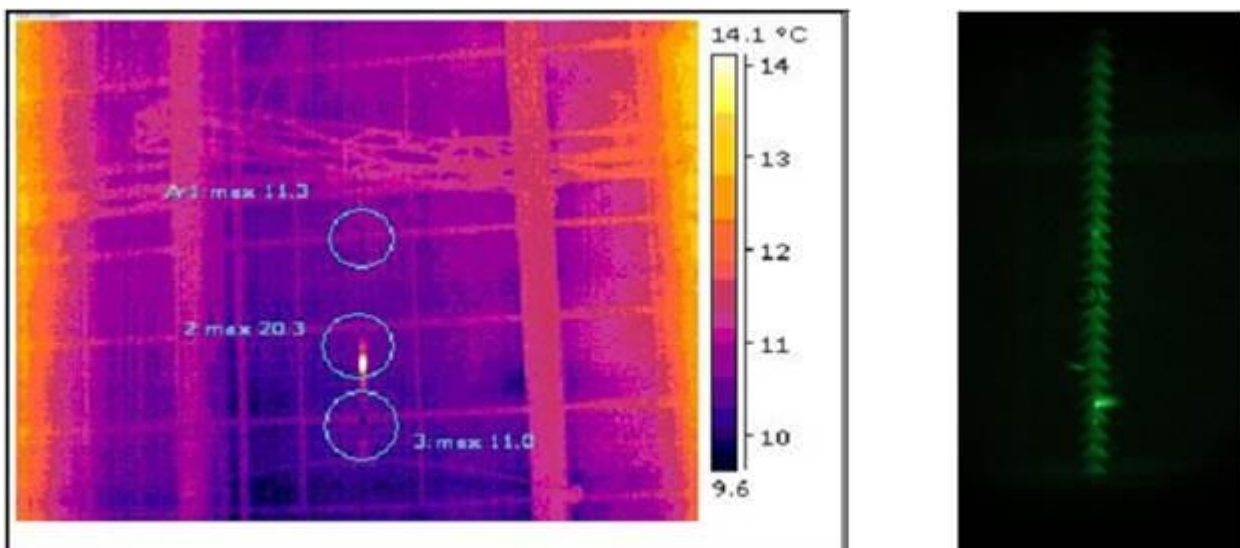


Рисунок 14 – Эопограмма

Область повышенного нагрева 10 – 15 см вблизи оконцевателя, избыточная температура – 2°C, коронные разряды на изоляторе отсутствуют.

Рисунок 12 – Изолятор ЛК70/220, образец 3.

Область повышенного нагрева 50 см вблизи оконцевателя, избыточная температура – 4-5°C, коронные разряды на изоляторе отсутствуют.

Рисунок 13 – Изолятор ЛК70/220, образец 1.

Область повышенного нагрева 40-50 см вблизи оконцевателя, избыточная температура – 4-8°C, коронные разряды на изоляторе не стабильны.

Рисунок 14 – Изолятор ЛК70/220, образец 2.

Область локального нагрева на расстоянии 40 см от оконцевателя, избыточная температура – 8 – 9°C, коронные разряды на изоляторе стабильны.

При сильном увлажнении (изолятор выдерживался в воде в течение 60 часов) картина нагрева изолятора и коронных разрядов меняется радикальным образом (рисунок 14). На участке повреждения изолятора непосредственно у оконцевателя нагрев отсутствует. Область повышенного нагрева находится на границе зоны повреждения, ее размер составляет ~15 см, избыточная температура достигает 90C. Наблюдаются стабильные коронные разряды в местах разрывов оболочки, а также на границе зоны повреждения, где сквозные отверстия в оболочке отсутствуют.



Характер повреждения изоляторов. Некоторые фрагменты изоляторов после препарирования, иллюстрирующие характер их повреждения, показаны на рисунках 15, 16.



Рисунок 15 – Изолятор ЛК70/220, образец 3.



Рисунок 16 – Изолятор ЛК70/220, образец 1.

Начальная стадия повреждения: незначительные повреждения стержня вблизи оконцевателя без образования треков по границе раздела, незначительная начальная эрозия защитной оболочки.

Сильная степень повреждения: образование дендритов и треков на длину более 50 см, значительная эрозия оболочки с образованием сквозных отверстий; возможно также образование дендритов и треков на длину ~100 см, с эрозией защитной оболочки, но без образования сквозных отверстий.

Характеристики электрической и механической прочности изоляторов, полученные в результате испытаний, представлены в таблице 13. Можно констатировать, что изоляторы даже с сильной степенью повреждения сохраняют достаточный ресурс по электрической и механической прочности и их характеристики близки к исходным характеристикам для новых изоляторов.

Существенное снижение электрической прочности было зафиксировано только при напряжении грозовых импульсов у изоляторов на номинальное напряжение 330 кВ с очень сильными повреждениями нижних элементов.

Некоторые фрагменты испытаний изоляторов напряжениями грозовых импульсов показаны на рисунке 17. Перекрытия изоляторов с начальной стадией повреждения происходили только по воздуху. Перекрытия изоляторов с сильной степенью повреждения происходили с частичным заглублением разряда в изолятор при отрицательной полярности напряжения.

Таблица 13 – Характеристики электрической и механической прочности изоляторов

Характеристика	Значение	
	ЛК 70/220	ЛК 120/330
Разрядное напряжение при естественном загрязнении и увлажнении, кВ	Не менее 220	Не менее 315
Разрядное напряжение грозового импульса, кВ	Не менее 1000	(+) 1250 (-) 670 (50%)
Механическая разрушающая сила на растяжение, кН	63 (93%)	Не менее 120



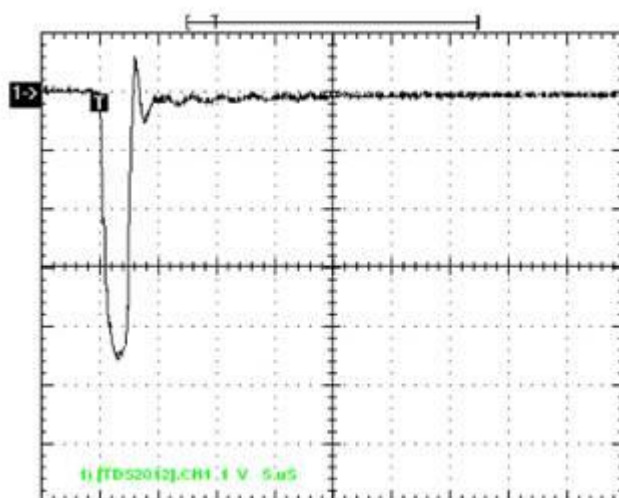


Рисунок 17 – Испытание напряжениями грозовых импульсов.

## 2.7 Диагностика изоляторов в эксплуатации

Проведено обследование полимерных изоляторов типа ЛК 70/220 на двух ВЛ 220 кВ (условно ВЛ №1 и ВЛ №2). Изоляторы находились в эксплуатации на указанных ВЛ в периоды с 1996 по 2007 год и с 1999 по 2007 год. В общей сложности были обследованы 1494 изолятора на 249 опорах. Обследование проводилось методами инфракрасной и ультрафиолетовой дефектоскопии. Для проведения ИК контроля использовались тепловизоры марки Flir ThermoCAM S65 и P60, для проведения УФ контроля – электронно-оптический дефектоскоп «Филин-6».

Оценка технического состояния изоляторов по результатам контроля основывалась на характерных признаках повреждения изоляторов, которые были установлены в ходе лабораторных испытаний. Все обнаруженные дефектные изоляторы были демонтированы с ВЛ. После этого был проведен внешний осмотр и препарирование изоляторов для подтверждения достоверности результатов диагностики.

В результате обследования на двух линиях обнаружены 62 дефектных изолятора с различной степенью повреждения, в том числе, 27 изоляторов с сильной степенью повреждения. Осмотр изоляторов после демонтажа с ВЛ полностью подтвердил достоверность диагностики.

Характерные термограммы поврежденных изоляторов показаны на рисунке 18

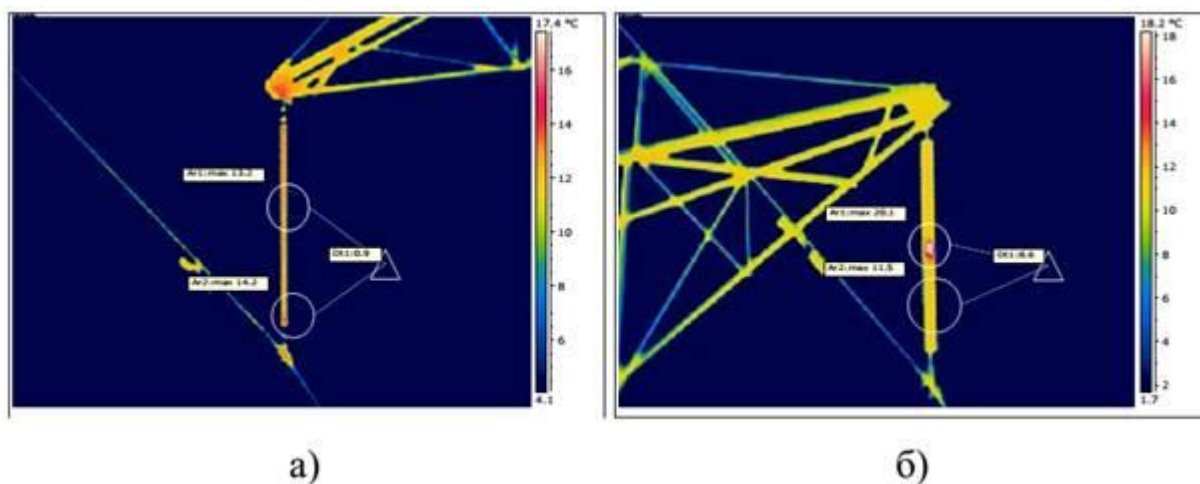


Рисунок 18 – Термограммы поврежденных изоляторов

Признаки дефектных изоляторов на обеих обследованных линиях были схожими. Вместе с тем, в силу разных условий (по температуре и влажности), при которых проводились данные обследования, имели место некоторые отличия по характеру нагрева и избыточной температуре.

ИК контроль: локальный нагрев в нижней части изолятора, избыточная температура 2 °С; УФ контроль: отсутствуют разряды на оконцевателе.

а) нагрев в нижней части изолятора, избыточная температура 0,9 °С;

б) локальный нагрев в средней части изолятора, избыточная температура 8,6 °С.

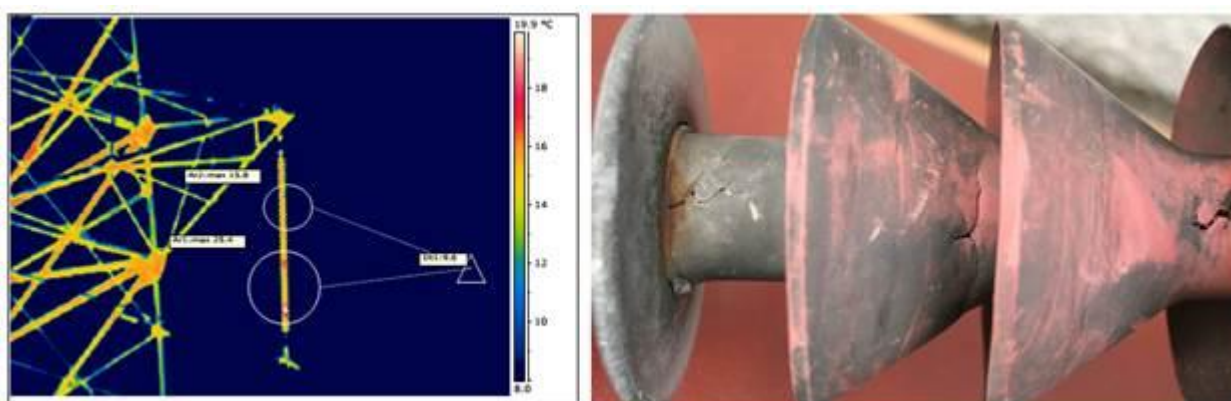


Рисунок 19 – Обследование ВЛ 220 КВ №2.

Локальный нагрев в средней части изолятора, избыточная температура 9,6 °С.

ВЛ №1. Как правило, наблюдался нагрев изоляторов в нижней части вблизи оконцевателя (рисунок 18), избыточная температура – (0,5 – 5,0)0С. При избыточной температуре свыше 3,00С на поверхности изоляторов как правило наблюдались коронные разряды. При меньших температурах коронные разряды чаще всего отсутствовали. В двух случаях ИК контроль не показал существенного нагрева изолятора, однако коронные разряды на поверхности изолятора при этом наблюдались. Изоляторы были определены как дефектные, что нашло подтверждение при последующем осмотре.

ВЛ №2. Наблюдался нагрев изоляторов как в нижней части у оконцевателя, так и в средней части на  $1/5 - 1/2$  изоляционной высоты (см. рисунок 19). При нагреве в нижней части избыточная температура составляла (0,4 – 1,5)0С. При локальных нагревах в средней части изолятора избыточная температура изменялась от 4 до 190С. К сожалению УФ контроль при данном обследовании не проводился. На всех изоляторах, у которых наблюдался локальный нагрев в средней части, при последующем осмотре были обнаружены сквозные отверстия в оболочке, как результат внутренней эрозии.

Выводы:

Повреждения полимерных изоляторов в эксплуатации, как правило, обусловлены нарушением герметичности защитной оболочки и проникновением влаги в изолятор. Это наиболее распространенный вид повреждения. Для диагностики полимерных изоляторов в эксплуатации рекомендуется применять в сочетании методы ИК и УФ контроля. При этом ИК контроль следует рассматривать, как основной метод, позволяющий выявлять дефектные изоляторы на начальной стадии повреждения. УФ контроль – как дополнительный метод, позволяющий выявлять дефектные изоляторы при сильной степени повреждения.

## **2.8 Микроструктурный анализ поверхности полимерных Изоляторов**

Микроскопическое исследование поверхности ПИ дает возможность оценить:

- качество изготовления;
- потенциальную опасность загрязнения при процессе эксплуатации.

Интенсивные попытки внедрения полимерной изоляции в настоящее время наблюдаются практически во всем мире. Полное отсутствие или замедленное накопление загрязнений на ПИ в первую очередь определяется техническим процессом производства и качеством применяемых покрытий. Важно знать, что при использовании силиконовых резин изолятор будет обладать способностью гидрофобизировать частицы, накапливающиеся на поверхности, в результате чего этот слой грязи не пропитывается влагой и относительно долгое время показывает характеристики чистой незагрязнённой поверхности. В таком случае, необходим микроскопический анализ поверхности ПИ не только при эксплуатации, но и во время производства. Но в настоящее время микроскопические исследования поверхности не включены в программы контроля качества Изоляторов, рекомендуемые МЭК или национальными стандартами России. Цель - привлечь внимание масс к возможности такого контроля, требующего определенных обоснованных затрат.

Это тип исследований в обязательном порядке проводится на «Арматурноизоляторном» заводе г.Лыткарино. Испытания позволяют выявить [16]:

- износ форм;
- возможные изменения состава резины;
- изменения технологического процесса.

## **2.9 Особенности структуры поверхности после изготовления**

Сама поверхности ПИ создается в специальных пресс-формах при вулканизации смесей при температуре примерно 190 градусов и давления около 10 МПа. Если на пресс-форме есть следы дефектов, то они непременно отпечатаются на уже готовом изделии после процесса вулканизации. Сейчас нет стандартов, строго регламентирующим полный ход действий при изготовлении изоляторов, чтобы на выходе при массовом производстве получать одинаково заданные характеристики на ПИ. Говоря о пресс-форме, то замена уже частично изношенной пресс формы обходится изготовителям очень дорого, а изнашиваются они сравнительно быстро при большом отпуске продукции. Поэтому к замене предприятия прибегают крайне редко – это халатное отношение привело к ряду

проблем и росту возмущения потребителей и отрицательного отечественного опыта.

*Следы резца и рельеф поверхности формы.*

После завершения отливания и вулканизации, изделие нужно обработать и отполировать, но таким образом, чтоб не оставались следы данной обработки, а именно концентрические бороздки. Выявить эти отклонения в работе можно с помощью микроскопического обследования. Как следствие, наличие перегибов может привести к задержке стекания влаги с поверхности и к образованию воздушных потоков в них, способствующих загрязнению поверхности изолятора.

Стоит обратить внимание на свойство силиконовой резины к диффузии низкомолекулярных составляющих, благодаря чему поверхность приобретает гидрофобность и характерную «жирность», липкость. При положении изолятора в вертикальном состоянии следует еще добавить малый наклон рёбер, способствующий накоплению пыли на верхней поверхности каждого ребра. Склонность к накоплению пыли следует учитывать при микроскопическом обследовании, отмывается данное загрязнение только ацетоном.

*Следы прилипания к форме.*

Не все производители учитывают факт эластичности конечного изделия. Число дефектов возрастает, если резиновая смесь прилипла к пресс-форме. Для ликвидации прилипания нужно использовать антиадгезивы и обрабатывать ими пресс-форму до процесса изготовления изделия. Но часто производители либо вообще их не используют, либо применяют дешевые не высокого качества заменители. Как показывает аналитика, случаи прилипания к пресс-форме возросли. Но внешним осмотром не всегда можно лицезреть факт «вырывания» изделия из формы. Но при микроскопическом анализе можно увидеть задиры, наблюдается даже разница цвета (у оси светлее). Кроме прилипания, производители работ не ответственно подходят к вопросу полного удаления воздуха в процессе вулканизации заготовки выявлено два вспучивания, достигающие в высоту 20 – 30 мкм.

Можно сделать вывод, что, так как заготовка не успела полностью закончить процесс вулканизации, то она приклеилась к пресс-форме, после чего была

успешным образом вырвана, что и привело к повреждению поверхности. Облой. Влияние качества пресс-формы проявляется также в выдавливании части материала в тонкий зазор между двумя сомкнутыми половинами пресс-формы. Накопление загрязнений, которые локализованы в области выступа, могут оказаться опасным. Ярко выражен процесс возникновения облоя на ПИ I поколения, так как изоляторы производились пореберной склейкой в следствие невозможного качественного анализа при применении ручной сборки. В настоящее время нет нормированного значения облоя, но видна тенденция стремления производителей минимизировать его значение несмотря на отсутствие в настоящее время нормированных требований к размеру облоя, изготовители стремятся свести его к минимуму. Этому препятствует естественный износ пресс-формы и всего оборудования, замена которого связана со значительными затратами. Размер облоя увеличивается из-за устаревания самой пресс-формы. При этом дефекте заготовку очень сложно достать, иногда это достижимо только после срезания прилипшей части ножом.

#### *Скорчинг.*

Явление недовулканизирования изделия происходит вследствие очень ранней вулканизации резиновой смеси и сопровождается образованием неровной поверхности изделия. При контактировании заготовки с сильно нагретым телом, изделие впоследствии может изогнуть[21]. На образцах присутствовали пылинки, залитые в материал при изготовлении. На поверхности образца локализован узор сеточкой, которая образуется по причине так называемого сжатого деформированного, помятого изделия.

#### *Сферические выступы.*

Часто на верхнем покрытии ПИ наблюдаются круглые больших диаметров до 50 мкм. Эти образования имеют прочную связь с поверхностью. Шарики образованы прямо на поверхности и не смылись. Прделана работа срезания вздутий ножом, шарики удаляются с поверхности, практически не оставляя следов механического воздействия ножом при осмотре визуальном, а при микроскопи-

ческом анализе видно, что эти срезы достаточно глубоки и целостность структуры, пусть не сильно, но нарушена. При изготовлении заготовок, видимо, процесс вулканизации прошел не должным образом, изделие прилипло и, в процессе его извлечения из пресс-формы, возник процесс оттягивания малого слоя поверхности ПИ, после чего образовались эти шарики. Выявим основные характеристики источников загрязнения и увлажнения[8]:



Рисунок 20 – Характеристики источников загрязнения и увлажнения.

## 2.10 Биологические загрязнения

Микроструктурный анализ дал возможность разобраться в их структурных особенностях. Пятно – плотное тело круглой формы диаметром до 20 мм, на краях тонкие расходящиеся, как корни, линии. Это – грибы, а отходящие ниточки – это так называемые мицелии, а тельце в центре состоит из близких по свойствам и по структуре нитей. При анализе были выявлены результаты, что изоляторы подверглись биологического воздействия со стороны микроскопических грибов *Exophiala*, *Aureobasidium*, *Torula*. Данные микроорганизмы развиваются

вначале на поверхности материала, выделяя органические кислоты, что приводит к разрушению материалов и проникновению грибов внутрь, нарушая целостность защитной оболочки. Нужно подчеркнуть, что грибковые загрязнения не сильно распространены в электросетях России. В настоящее время грибковые отложения ярко наблюдаются только на подстанциях Прибалтики. В то время как пораженные грибом изоляторы имеют практически первоначальные характеристики после 6-ти лет эксплуатации [6]

Последующие тестирования качества изделия, на поверхности которых наблюдается образование грибка, выполненные в России и зарубежных странах [86], показали, что биологические воздействия не приводят к нарушениям работы продукта и ухудшению его тех. характеристик, но данное утверждение было сделано производителями.

Причины повышенной биологической активности на поверхности ОПИ. Главная причина появления колонии грибов на ПИ влагопроницаемость защитной оболочки, а фиксируются грибы на поверхности вследствие выраженного рельефа ПИ плюс низкая теплопроводность кремнийорганической оболочки. Данные типы загрязнений отсутствуют на предшествующих изоляторах. Производители гарантируют минимальный уровень загрязняемости ПИ, в сравнении с фарфоровыми и стеклянными. Но статистический анализ показывает, что при минимальных нарушениях производства ПИ появляется большая вероятность образования внутренних загрязнений, что не наблюдается у предшественников ПИ. Разработка защитных покрытий, устойчивых к биологическим загрязнениям.

Но анализ информации, поступающей в результате накопленного опыта эксплуатации за рубежом и в РФ говорит об отсутствии влияния биологических загрязнений на эксплуатационные характеристики ПИ. Но важно то, что эти анализы предоставляют именно производители ПИ, не эксплуатационщики. Производители просто рекомендуют чаще проверять данные ПИ. Логический выход из данной ситуации - добавление в состав защитной оболочки веществ (фунгициды), исключающих возможность образования данных загрязнений. Поскольку



действие фунгицидных добавок на поверхности изолятора связано с выходом фунгицида на поверхность с последующим его вымыванием, количество содержащегося в резине фунгицида уменьшится. Анализы показали 20 лет максимальной защиты от грибов.

Выводы:

Изоляторы должны выбираться по принятым нормам, ТУ и РД, которые не разработаны для всех изготовителей. В России интерес к полимерным изоляторам возрастает по причине ЦПС и ВЛ на различные классы напряжения. Преимущественно интерес возникает на использование ПИ на 750 кв. Полное отсутствие или замедленное накопление загрязнений на ПИ в первую очередь определяется тех.процессом производства и качеством применяемых покрытий. В таком случае, необходим микроскопический анализ поверхности ПИ не только при эксплуатации, но и во время производства. В настоящее время микроскопические исследования поверхности не включены в программы контроля качества Изоляторов, рекомендуемые МЭК или национальными стандартами России. Цель – привлечь внимание масс к возможности такого контроля, требующего определенных обоснованных затрат.

### **2.11 Использование полимерных изоляторов в комбинации со стеклянными изоляторами**

Как отмечается в работе, надежность сегодняшнего поколения композитных изоляторов, изготовленных в соответствии с новейшими технологиями, включая жесткий контроль качества, сравнима, как иллюстрируют данные обследования (таблица 14), с надежностью керамических изоляторов.

При этом подчеркивается, что для достижения желаемого уровня надежности большое значение имеет обоснованность выбора конструкции изоляторов. Выбранные изоляторы по своим электрическим и механическим параметрам должны координироваться с реальными эксплуатационными нагрузками, сопровождаемыми в течение всего прогнозируемого срока службы. Большое внимание уделяется техническим решениям по выравниванию потенциала вдоль длины

изолятора и снижению максимальной напряженности электрического поля применением защитной арматуры.

Таблица 14 – Данные эксплуатации линейных изоляторов в сетях 6 кВ и выше в Китае

Изолятор	Суммарно по 2012 г.		От 2007 по 2012 г.г.	
	Установлено	Повреждено	Установлено	Повреждено
Фарфоровый	37,7%	0,059%	26,4%	0,04%
Полимерный	37,0%	0,068%	43,7%	0,04%
Стекланный	25,0%	0,020%	29,5%	0,01%
Фарфоровый длинно- стержневой	0,30%	0,044%	0,40%	0,02%

Однако на сегодня еще остается нерешенной проблема оценки остаточного срока службы изоляторов в режиме реального времени, что позволило бы своевременно выполнять ремонтные работы или провести замену критически поврежденных изоляторов. Несмотря на то, что в настоящее время апробированы различные способы и инструментарий по диагностике композитных изоляторов, все еще методы оценки остаточного срока безопасной работы изоляции не формализованы в виде рекомендации международного комитета по стандартизации.

Рассмотрим методы диагностики.

Исходя из практики обслуживания высоковольтной линий электропередачи, определены следующие способы диагностики состояния кремнийорганических изоляторов:

- визуальный осмотр и оценка гидрофобности;
- инфракрасная (ИК) термография;
- ультрафиолетовое (УФ) детектирование;
- измерение электрического поля.

Первый способ контроля проводится с подъемом на оборудование и определяет наличие грубых повреждений на поверхности конструкции, однако не выявляет так называемые скрытые дефекты под защитной оболочкой, например, науглероженные дорожки на стеклопластиковом стержне. Отмечается высокая эффективность ИК/УФ контролей, но вместе с тем интерпретация данных наблюдений не является однозначной, поскольку причины, вызывающие регистрируемые излучения, могут быть не связаны с отыскиваемым видом повреждения. Так фиксируемые сигналы могут быть обусловлены электрическими разрядами на поверхности загрязненного изолятора, поэтому ИК и УФ диагностики условно следует отнести к косвенным методам.

К прямому методу можно отнести измерение электрического поля вдоль изолятора – методика, которая заимствована из технологии диагностики керамических изоляторов и приспособлена для исследования композитных изоляторов. Путем сравнения картины распределения электрического поля контролируемого изолятора с эталонной характеристикой устанавливается место расположения и оценивается величина поврежденного участка изоляции, скрытого под резиновой оболочкой. Вследствие значительной трудоемкости, измерения такого вида выполняются выборочно на тех изоляторах, которые по данным визуальных и ИК/УФ наблюдений идентифицированы как проблемные.

Следует сказать о постоянном совершенствовании как инструментариев диагностики, так и методов интерпретации регистрируемых параметров в части повышения чувствительности приборов и расширения программных средств по идентификации характера и уровня повреждения. Обследование изоляции в различных энергокомпаниях осуществляется по собственной программе, но на основе выше перечисленных способов.

## **2.12 Эффект последовательного присоединения тарельчатых изоляторов**

Снижение напряженности электрического поля. Задача минимизации максимальной напряженности электрического поля некерамических изоляторов осуществлялась путем оптимизации конфигурации металлических наконечников и

применения экранной (защитной) арматуры уже на этапе разработки первых поколений полимерных изоляторов. В те ранние годы создания некерамических изоляторов было предложено в качестве последующих способов разгрузки электрической напряженности использование изоляторов тарельчатого типа, присоединяемых последовательно к полимерному изолятору с потенциальной и заземленной стороны. Впоследствии выполненные численные исследования электрического поля изолирующих подвесок показали состоятельность комбинирования изоляторов длинностержневых и тарельчатых конструкций.

Пример расчета, выполненного для моделей изоляции для линий 110 кВ с одинаковой общей строительной высоты, равной стандартному полимерному изолятору FXBW3 – 110/70, приведено в таблице.15. В качестве оригинала модели тарельчатого изолятора был взят стандартный стеклянный изолятор FC-100/70,

n – количество этих изоляторов.

Таблица.15 – Результаты расчетов поля изоляции 110 кВ с равной строительной высотой

n- число FC-100/70	0	1	2	0+экран	1+экран
Разность потенциалов на полимерном изоляторе, %	100	71,3	56	100	71,3
Максимальная напряженность поля, кВ/мм	1,2	0,54	0,34	0,39	0,23
Разность потенциалов на 20% длине ПИ от высоковольтного электрода, %	58,2	40,0	43,7	45,8	0,38

Как можно видеть из таблице 15, при равенстве общей высоты изоляции, наличие одного стеклянного изолятора со стороны провода приводит к снижению максимальной напряженности поля в два раза. Также проведением сравнительных испытаний методом предварительных загрязнений было установлено,

что дополнение тарельчатыми изоляторами практически не сказывается на удельные влагоразрядные напряжения комбинированной изоляции. Сообщается, что, основываясь на результатах исследований, в 2008 году изоляция линий 110 кВ Shabao протяженностью 14,115 км была дополнительно усилена стеклянными изоляторами и экранной арматурой (рисунок 21). Таким образом удалось заметно повысить грозоупорность линии и стабилизировать процессы электрического старения полимерной изоляции.



Рисунок 21 – Полимерный изолятор с экраном и стеклянным изолятором

По данным исследований авторов для сверхвысокой ВЛ 1000 кВ оптимальное количество тарельчатых изоляторов в изолирующей подвеске может составлять до 9 шт, при этом достигаются проектные требования по критическим напряжениям и для полимерной изоляции, и для выравнивающей арматуры по короне, которые остаются по конструктивным параметрам в приемлемых параметрах. При этом наибольшее напряжение на тарельчатом изоляторе не будет превышать допустимого значения.

Индикация электрического старения.

Теперь более подробно рассмотрим роль последовательно присоединяемых тарельчатых изоляторов в качестве индикатора электрического старения основной изоляции полимерного изолятора. Такая возможность вытекает из следующих общих соображений: при образовании электрических разрядов в полимерном изоляторе, в том числе, под защитной оболочкой, согласно уравнению непрерывности тока:

$$\operatorname{div} j = - \frac{d\rho}{dt} \quad (2)$$

где  $j$ —вектор плотности тока;

$\rho$ —удельная плотность заряда,

Следует ожидать разряды на поверхности тарельчатых изоляторов с интенсивностью, пропорциональной интенсивности внутренних разрядов. То есть внутренние электрические процессы должны отобразиться в форме разрядов на тарельчатых изоляторах.

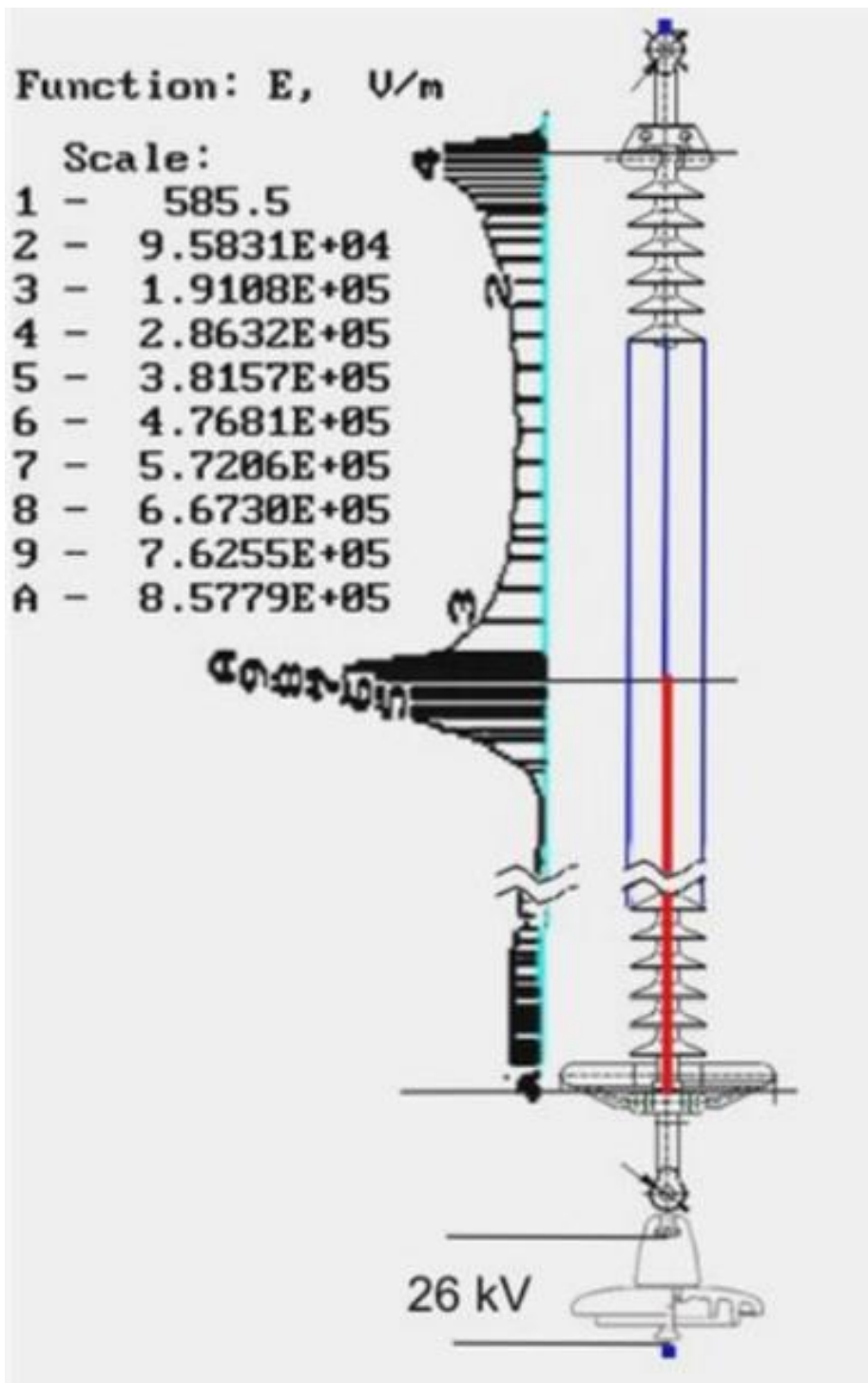


Рисунок 22 – Электрическое поле комбинированной изоляционной подвески 330кВ

В рамках общего подхода численного интегрирования уравнения Лапласа методом конечных элементов путем замены тонкослойных протяженных подоб-

ластей (состояние поврежденной и увлажненной поверхности стержня) бестолщинными поверхностями, были выполнены расчеты электрических полей линейных изоляционных конструкции на класс напряжения 35 кВ и выше.

Были рассмотрены три модели подвески, основу которой составлял полимерный изолятор класса 330 кВ типа ЛК 70/330 со строительной длиной  $l=2880$  мм:

Полимерный изолятор ЛК 70/330 с последовательно присоединенным к нему со стороны траверсы стандартным изолятором из закаленного стекла ПС120Б (ПС120Б+ЛК 70/330);

Полимерный изолятор ЛК 70/330 с последовательно соединенным со стороны провода изолятором ПС120Б (ЛК 70/330+ПС120Б).

Для определенности принимались следующие гипотезы потери электрической прочности полимерного изолятора вдоль границы стержень – оболочка: разгерметизация со стороны оконцевателя, увлажнение, искажение электрического поля в сторону усиления, образование частичных разрядов и прораствание проводящих дорожек. Последующее увлажнение, увеличение напряженности поля  $E_m$  на острие поврежденного участка, увеличение  $E_m$  до критических величин, пробой или перекрытие неповрежденного участка, что в конечном итоге, приведет к полной потере изоляционных свойств изолятора; нарушение адгезионного слоя, как следствие теплового старения (например, в результате воздействия силовой дуги), конденсация влаги в пограничной области и снижение поверхностного сопротивления вдоль границы, в том числе, образование проводящих следов от частичных разрядов. Такой процесс может протекать более-менее равномерно по всей длине изолятора и со временем привести к электрическому отказу.



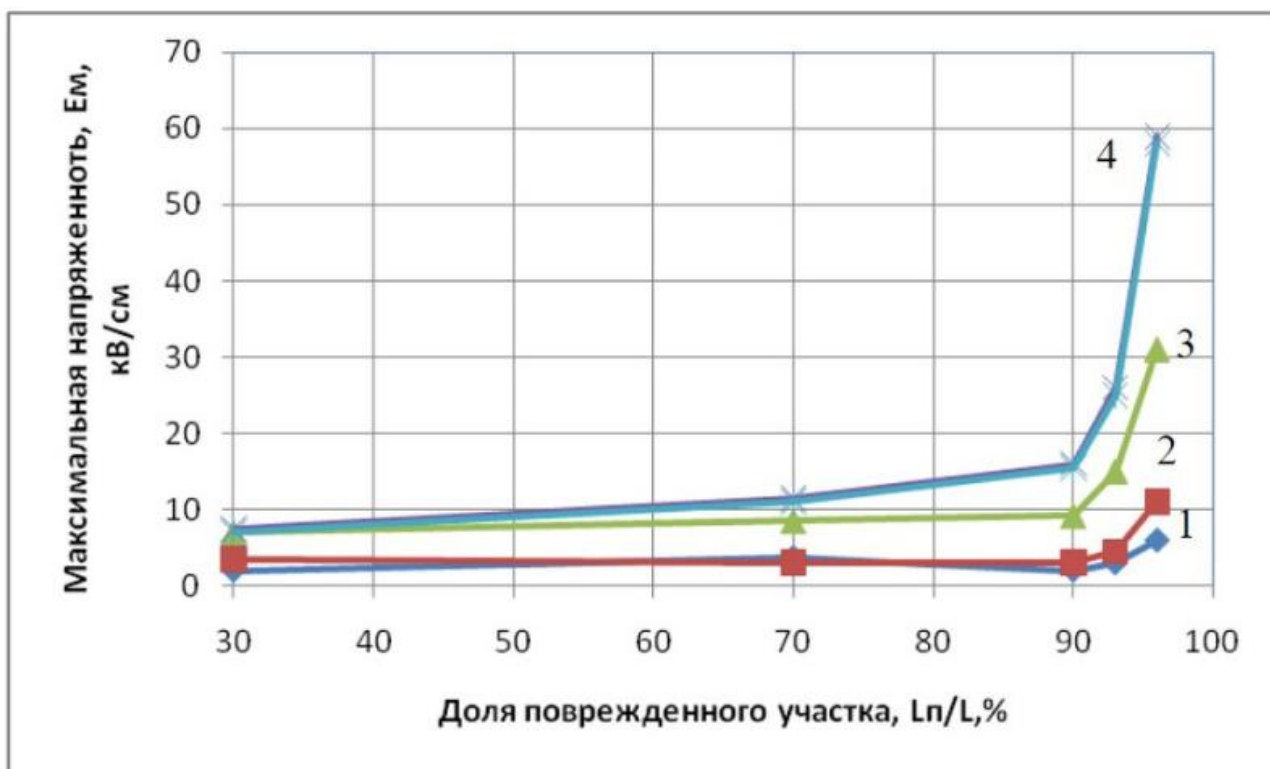


Рисунок 23 – Зависимость  $E_m$  в полимерном изоляторе от длины поврежденного участка при поверхностной проходимости  $lgx(Cм)$

Первую гипотезу ухудшения изоляции условно можно отнести к динамически развивающемуся процессу, вторую – к квазистатическому старению, и для решаемой задачи второй случай можно рассматривать как возможный установившийся этап развития первого случая.

Были рассмотрены два направления прорастания поврежденной области: со стороны высоковольтного потенциала и со стороны низковольтного потенциала. Основные результаты расчетов приведены на рис. 23 и 24.

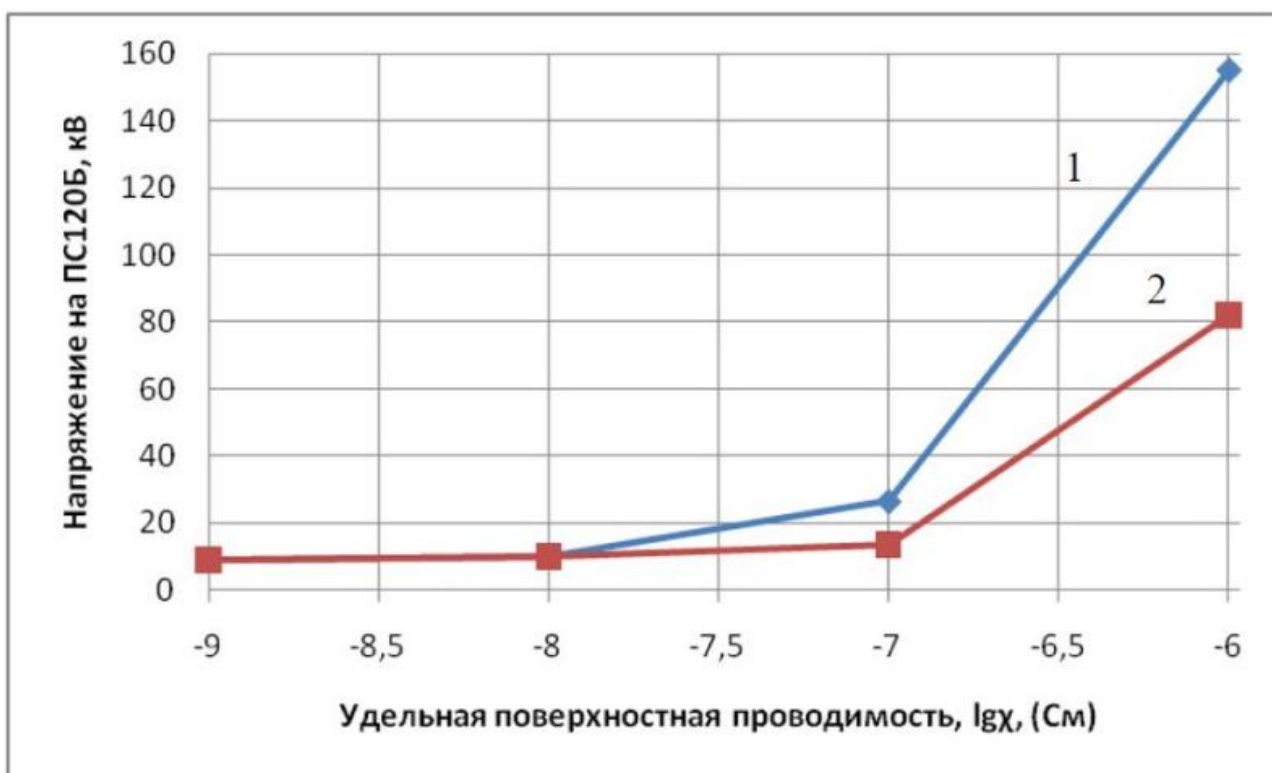


Рисунок 24 – Расчетное напряжение на тарельчатом изоляторе подвески: 1 – ЛК 70/330+ПС120Б; 2 – ПС120Б+ЛК 70/330

Из рисунка 23 хорошо видно, что эффект вытеснения электрического поля становится наглядным, если удельная поверхностная проводимость вдоль границы «стержень-оболочка» превысит  $(10^{-8} \div 10^{-7})$  См, особенно, когда длина поврежденного участка  $L_n$  приближается к некоторой критической величине, примерно равной 80-90 % всей изоляционной длины изолятора  $L$ . Характерно, что максимальная напряженность  $E_m$  при проводимости  $lg\chi \geq 10^{-6}$  См изменяется очень слабо, при этом отмечается нарастание поля по всей длине изолятора.

Как показывают расчеты, напряженность поля на внешней стороне защитной оболочки в 1,5 – 1,6 крат больше, чем на ее внутренней стороне. Так как внутренняя прочность изоляции выше прочности воздуха, то при некоторой глубине повреждения стержня на внешней стороне защитной оболочки могут иметь место поверхностные разряды. Очевидно, интенсивность как внешних, так и

внутренних частичных разрядов можно оценивать по величине максимально возможных низкочастотных активных составляющих токов утечки по поврежденной поверхности изолятора:

$$I_{\text{ут.м}} = \pi dx E_{\text{м}} \quad (3)$$

где  $d$  – диаметр стеклопластикового стержня;

$E_{\text{м}}$  – удельная поверхностная проводимость.

Можно убедиться, что при величине  $lgx \cong 10^{-7}$  См, при которой заметно увеличение максимальной напряженности поля  $E_{\text{м}}$  (см. рисунок 23), токи утечки не превышают единиц миллиампер, поэтому частичное шунтирование поверхностными разрядами неповрежденного отрезка изолятора еще не может инициировать перекрытие всего изолятора. Полная потеря электрической прочности полимерного изолятора, скорее всего, возможна при последующем увеличении проводимости на два порядка, при которой, токи в искровых каналах могут достигать сотни миллиампер.

Было установлено, что для рассматриваемых изолирующих подвесок в исходном состоянии последовательно присоединенные тарельчатые изоляторы не вносят значительных изменений в картину напряженности электрического поля вдоль полимерного изолятора. Вместе с тем, по мере ухудшения изоляции и приближения поврежденного участка к противоположному электроду, увеличивается разность потенциалов между электродами тарельчатого изолятора. Величина перераспределяемого напряжения на тарельчатом изоляторе зависит от места расположения этого изолятора и от принятого направления прорастания поврежденной области. Очевидно, если принять, что процесс старения идет одновременно по всей длине стержня,  $L_{\text{п}} \rightarrow L$ , тогда разность потенциалов на тарельчатом изоляторе определится только от места его расположения и усредненной величины проводимости (рисунок 24).

При  $L_p \rightarrow L$  (см. рисунок 24), напряжение на стеклянном изоляторе, если он установлен со стороны провода, может возрасти до уровня интенсивного коронирования при  $10^{-7}$  См. При последующем ухудшении изолирующих свойств полимерного изолятора напряжение на тарельчатом изоляторе может приблизиться практически до разрядных напряжений для тарельчатого изолятора, соответственно усилится интенсивность коронирования изолятора. Очевидно, частичные электрические разряды по поверхности тарелки изолятора продолжатся до тех пор, пока не наступит условие перехода от локального перекрытия к полному перекрытию или пробоем изолирующей подвески.



Рисунок 25 – Фотография коронирующего изолятора ПС120Б

Эффект свечения тарельчатого изолятора при рабочем напряжении иллюстрирует фотография макета подвески ЛК 70/330+ПС120Б (рисунок 25). Фотография выполнена в затемненном зале, но без каких бы то ни было светоусиливающих устройств. В приведенном здесь опыте внутреннее повреждение полимерного изолятора имитировалось нанесением на поверхность стеклопластикового стержня по всей длине водного раствора соли KCl, измеренная удельная поверхностная проводимость колебалась в пределах  $(10^{-7} \div 10^{-6})$  См. В ходе опытов с моделями изоляторов с внутренними повреждениями, при которых относительно просто было заметить на расстоянии около 40 метров коронирование тарельчатого изолятора, выраженных признаков разрядов на поверхности полимерного изолятора заметить не удавалось ни в случае с тарельчатым изолятором, ни без него.

Представляется очевидным, что наличие в изолирующей подвеске тарельчатого изолятора также существенно упрощает диагностику полимерного изолятора посредством анализа электрического поля. В этом случае окажется достаточно измерить падение напряжения на тарельчатом изоляторе и сопоставлять с заранее нормированными критическими значениями.

#### Выводы и рекомендации

Последовательно присоединенные изоляторы тарельчатого типа служат не только в качестве дополнительного элемента для снижения напряженности поля полимерного изолятора, но и индикатором электрического старения изолирующей подвески.

Ухудшение электрической изоляции полимерного изолятора отображается в виде:

- увеличения напряжения на изоляторе тарельчатого типа;
- коронного излучения, что значительно облегчает диагностику существующими средствами.

Рекомендуется с целью упрощения индикации полимерных изоляторов с пониженной внутренней электрической прочностью применять последовательно присоединяемые к ним тарельчатые изоляторы из закаленного стекла. В районах

с сильными загрязнениями желательно использовать тарельчатые изоляторы с гидрофобным покрытием из кремнийорганических эластомеров холодного отверждения, нашедших широкое применение.

Предпочтительнее тарельчатый изолятор устанавливать со стороны токопровода, при этом ожидается более высокая чувствительность контроля полимерных изоляторов, повышение импульсной прочности подвески

## 3 ИСПЫТАНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ В РАЗНЫХ СТРАНАХ

### 3.1 Франция

Длительные испытания проводились на стенде Martiges в 50 метров от Средиземного моря французского побережья.

Исследовались изоляторы с тремя материалами оболочки: EPDM и две модификации кремнийорганической резины (силикона). Параллельно с испытанием на стенде изоляторы испытывались в 2х испытательных камерах на ускоренное старение (EdF , Sediver). Через каждые 1000 часов испытаний в камерах и через каждые 6 - 10 месяцев естественного загрязнения изоляторы демонтировались и определялись их электрические характеристики и физико-химические параметры оболочек. Исследования показали (на основе сопоставления изоляторов, состаренных на стенде и в камерах) , что коэффициент ускорения старения в лабораторных условиях при принятой методике (24х часовые циклы при непрерывно приложенном напряжении и чередовании в каждом цикле дождя , нагрева до 50 С, влажности воздуха более 95 %, соленого тумана 7 кг/м<sup>3</sup>, солнечной радиации интенсивностью 1000 Вт/м<sup>2</sup>) оказался равным 15.

Было выявлено значительно более высокое увеличение твердости и шероховатости поверхности у силиконов по сравнению с EPDM (район установки изоляторов характеризуется очень большой солнечной активностью - 300 дней в году). Для всех оболочек отмечено необратимое увеличение отношения содержания кислорода к содержанию углерода, большее у EPDM, чем у силиконов. Такое поверхностное окисление материалов в конечном счете способствует снижению гидрофобности поверхности защитной оболочки. Во время испытаний все изоляторы значительно ухудшили свою гидрофобность в результате действия частичных дужек, влажности , солнечной радиации и т.д. Для EPDM после испытаний наблюдалось очень медленное и неполное восстановление гидрофобности даже после нескольких недель по окончании испытаний. Напротив силиконы восстанавливали основную часть своей первоначальной гидрофобности

уже через неделю, даже в тех случаях, когда она была существенно утрачена при испытаниях. После длительного прекращения воздействий, способствующих старению, все силиконовые изоляторы полностью восстановили свою первоначальную гидрофобность.

В целом испытания на стенде Martiges не обнаружили существенного старения ни изоляторов с оболочкой из EPDM, ни изоляторов с кремнийорганическими оболочками (кроме слабой эрозии), что авторы доклада объясняют хорошей стойкостью к старению полимерных изоляторов нового поколения. Некоторые признаки старения на стенде и в камерах выявили только тонкие физико-химические методы исследований – сканирование электронным микроскопом, измерение шероховатости и твердости защитных оболочек, фотоэлектронная и инфракрасная спектроскопия, определение класса гидрофобности.

Были зарегистрированы токи утечки существенно большие на EPDM, чем на силиконе (и на стенде, и в камерах). При этом на всех полимерных изоляторах токи утечки были намного ниже, чем на эталонной гирлянде стеклянных изоляторов. Испытания в камере показали, что при соленостях 7 и 80 кг/м<sup>3</sup> удельные разрядные напряжения новых и состаренных полимерных изоляторов примерно равны и намного (до 1,5 раз) выше, чем у керамических изоляторов. Примерно одинаковые удельные разрядные характеристики в соленом тумане имеют новые и состаренные на стенде и в камерах изоляторы с оболочками из EPDM и кремнийорганической резины. Тем не менее после длительного нахождения в условиях интенсивного естественного загрязнения (район расположения стенда Martiges соответствует III степени загрязнения по стандарту МЭК 815) полимерные (EPDM, силиконы) изоляторы существенно (более чем в 2 раза) снизили свои влагоразрядные характеристики (в чистом тумане) по сравнению со своим первоначальным состоянием (у силиконовых изоляторов разрядные напряжения на 10 – 20 % выше, чем у EPDM). При этом эквивалентная плотность солевого отложения ESDD после длительного пребывания в естественных условиях у изо-



ляторов из EPDM и силикона была примерно одинаковой. Удельная поверхностная проводимость слоя загрязнения у естественно загрязненных изоляторов из EPDM составила 2 – 3 мкСм, а у кремнийорганических изоляторов 0,6-1,3 мкСм

### **3.2 Япония**

Исследования на стенде изоляторов с оболочками из кремнийорганической резины и EVA . Ежемесячно производился демонтаж изоляторов со стендов и определение на них ESDD. Средняя величина ESDD по результатам примерно 102 измерений ( 1987 – 1995 гг. ) оказалась практически одинаковой на фарфоровых , кремнийорганических и этилен-винилацетатных изоляторах и составила около 0,01 мг/см<sup>2</sup>. Регулярное измерение тока утечки выявило , что у силиконовых изоляторов они оказались более низкими и наблюдались реже , чем на фарфоровых изоляторах , тогда как изоляторы с оболочками из EVA были по этому показателю практически сопоставимы с фарфоровыми изоляторами.

Существенного старения (трекинга или эрозии) и перекрытий полимерных изоляторов на стенде (удельная длина пути утечки около 2 см/кВ) не наблюдалось , хотя на поверхности силиконовых изоляторов (в большей степени , чем у изоляторов с оболочкой из EVA) появились большие белые участки (“ мелование“ ). Вся остальная поверхность изоляторов , в том числе кремнийорганических , оказалась покрытой достаточно толстым сплошным , практически равномерным слоем загрязнения.

Японские ученые разработали новый метод искусственного загрязнения полимерных изоляторов , позволяющий хорошо воспроизвести загрязняемость полимерных изоляторов в естественных условиях. Обычные методы искусственного загрязнения , применяемые для традиционных изоляторов по стандарту МЭК 507 ( погружение и обливание ) , на новых полимерных изоляторах не позволяют получить равномерный сплошной слой загрязнения , наблюдаемый в естественных условиях. Были отвергнуты пескоструйные методы обработки поверхности изоляторов и методы добавления смачивающих агентов. Новый метод искусственного загрязнения полимерных изоляторов включает в себя следующие

щие этапы: набрызгивание мельчайших капель воды на гидрофобную поверхность изолятора, по возможности равномерное напыление порошка “Топоко” на поверхность изолятора через сито, естественная сушка изолятора, смыв отложившегося порошка струёй воды, погружение изолятора в суспензию загрязняющего вещества, вынимание изолятора из суспензии и сушка. На изоляторах, искусственно загрязненных по предложенной методике, было исследовано влияние на разрядные напряжения полимерных изоляторов таких факторов, как плотность тумана, время после загрязнения до испытания, плотность солевого отложения, плотность нерастворимого загрязнения. Авторы японского доклада на СИГРЭ полагают, что результаты проведенных ими исследований смогут внести вклад в стандартизацию метода испытаний полимерных изоляторов при искусственном загрязнении

### **3.3 Швеция**

На стенде под напряжением 132 кВ исследовались изоляторы нового поколения с примерно одинаковой длиной пути утечки ( $370 + 10\%$ ) см и удельной длиной пути утечки 1,5 – 1,7 см/кВ. Непрерывно измерялись токи утечки по поверхности изоляторов и регистрировались погодные условия, оценивалось состояние их поверхности, включая гидрофобность, которая определялась по методике STRI. Для физико-химического анализа состояния поверхности изоляторов использовалась электронная, инфракрасная и сканирующая спектроскопия. Район испытания изоляторов находится в 10 км от морского побережья в сельскохозяйственном регионе Швеции. Растворимая часть загрязнения на изоляторах - поваренная соль, приносимая с моря, в особенности при сильных ветрах со стороны моря ( $8 - 10$  м/с)

Все изоляторы с оболочкой из кремнийорганической резины вели себя на стенде удовлетворительно, 2 изолятора с оболочкой из EPDM были перекрыты при морских солевых штормах и демонтированы. Гидрофобность кремнийорганических изоляторов была очень высокой. Все изоляторы с оболочками из EPDM в значительной степени потеряли свою гидрофобность после длительного пре-

бывания на стенде , а некоторые из них стали полностью гидрофильными. Однако лучший из изоляторов из EPDM восстановил свою гидрофобность почти полностью и имел очень малые токи утечки. Изоляторы из КО - резины оказались менее гидрофобны на нижней части ребер и на стержне, а из EPDM более гидрофобны на нижней стороне ребер и полностью гидрофильны на их верхней поверхности. Таким образом выявлено, что на степень гидрофобности влияет не только материал изоляторов , но и их конфигурация.

## 4 ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ В РАЗНЫХ СТРАНАХ

### 4.1 Опыт эксплуатации полимерных изоляторов в США

Североамериканский опыт применения полимерных изоляторов является в мире наиболее длительным и обширным

Применение композитных изоляторов в США регламентировано национальным американским стандартом, а нормы и методы их испытаний национальным стандартом. В настоящее время в США полимерные изоляторы составляют около 20 % от всех вновь устанавливаемых изоляторов. Они особенно хорошо проявили себя в районах с сильными ураганами и в районах с сильными загрязнениями. Однако в эксплуатации в США наблюдается и заметное ухудшение свойств поверхности некерамических изоляторов. По данным EPRI причиной 64 % всех отказов некерамических изоляторов в эксплуатации является ухудшение их характеристик в результате старения поверхности (в 17 % случаев отказы происходят из-за снижения механической прочности изоляторов, в 18 % – электрической, 1 % – вследствие расстрелов).

Основные причины старения некерамических изоляторов в эксплуатации по американским данным – солнечная радиация, перепады температуры, влияние загрязнений и влажности. В настоящее время в нескольких исследовательских центрах США ведутся исследования по воспроизведению механизма старения полимерных изоляторов в лабораторных условиях. По данным эксплуатационных наблюдений энергокомпаний США ухудшения начинаются с обесцвечивания и появления шероховатости поверхности, далее происходит ускорение накопления загрязнения, развивается корона и поверхностные разряды. Вследствие этого может произойти эрозия, повреждения и пробой защитной оболочки изоляторов.

Опыт эксплуатации в США дает основание рассчитывать на расширение успешной эксплуатации полимерных изоляторов в загрязненных районах без

применения профилактических эксплуатационных мероприятий, хотя определенные сомнения остаются. Рекомендовано осматривать полимерные изоляторы с периодичностью один раз в год (это достаточно ввиду медленности процесса старения) и повредившиеся изоляторы заменять.

Отмечено, что значительно улучшаются характеристики полимерных изоляторов при использовании экранной арматуры. Наблюдения на ВЛ ночью показали, что при увлажнениях на поверхности некерамических изоляторов всегда имеют место частичные разряды, которые наряду с солнечной радиацией являются основной причиной постепенного ухудшения характеристик полимерных изоляторов.

Опыт эксплуатации в SRP и других энергокомпаниях США показал, что УФ излучение в сочетании с высокой температурой и в присутствии влаги может оказаться решающим фактором для срока службы полимерных изоляторов, эксплуатирующихся в районах с “пустынным” климатом, характерным для SRP. В этих условиях кремнийорганическая резина проявила себя лучше, чем EPDM. В соответствии со стандартом стержни изоляторов SRP использует только на эпоксидной или винилэфирной основе, оболочка должна быть изготовлена из кремнийорганической резины (100 % силикона до введения наполнителя) и прочно связана со стержнем. Оконцеватели, применяемые SRP, должны изготавливаться в соответствии с нормой ASTM A 153 и закрепляться на изоляторе методом обжатия с обеспечением равномерной передачи нагрузки на поверхность стержня. При этом не допускается какое-либо разрушение стержня внутри оконцевателя, кроме того должно быть обеспечено стабильное уплотнение, предотвращающее попадание влаги внутрь оконцевателя.

Также опыт показал, что на защитном покрытии из EPR, достаточно быстро происходят значительные разрушения под одновременным действием электрических нагрузок (особенно при отсутствии защитной арматуры), ультрафиолетового облучения и солевого загрязнения. Опыт эксплуатации в FPL под-

весных полимерных изоляторов и ускоренные испытания на старение, проводившиеся FPL, показали, что кремнийорганические изоляторы лучше других полимерных изоляторов пригодны для региона, эксплуатируемого FPL.

В настоящее время в FPL разрабатываются новые решения конструктивного выполнения ВЛ, использующие уникальные свойства опорных полимерных изоляторов – высокую прочность на изгиб, способность поглощать ударные и вибрационные нагрузки, обеспечивать необходимый прогиб под механической нагрузкой. Ведется разработка комбинированной методики механических испытаний опорных полимерных изоляторов. Всё это должно позволить получить необходимые экологические и экономические выгоды без снижения надежности энергосистемы.

Вследствие широкого внедрения в эксплуатацию в США некерамических изоляторов необычайно обширна американская научно-техническая литература, посвященная различным аспектам исследований характеристик этих изоляторов.

#### **4.2 Применения полимерных изоляторов в Канаде**

ОНТ – одно из крупнейших энергопредприятий Северной Америки. Полимерные композитные изоляторы в распределительных сетях среднего напряжения здесь применяются уже много лет. Одна из причин их сравнительно широкого применения – замена фарфоровых штыревых изоляторов, часто пробивавшихся на ВЛ при коммутациях. Уже в течение 6 лет полимерные композитные изоляторы довольно широко применяются на действующих и строящихся ВЛ 115 – 230 кВ, ранее на ВЛ этого класса напряжения полимерные изоляторы применялись только на отдельных опорах. В ближайшее время полимерные изоляторы предполагается установить в опытную эксплуатацию на ВЛ 500 кВ в неопасных по загрязнению и климатическим воздействиям районах. Основные причины применения композитных изоляторов в ОНТ: компактизация ВЛ, необходимость втискивания новых ВЛ в уже имеющиеся коридоры, а также борьба с вандализмом.

Хотя в целом район, эксплуатируемый ОНТ, характеризуется слабым уровнем загрязнения, композитные изоляторы применяются энергопредприятием и в

районах с повышенными промышленными загрязнениями, в особенности на подстанциях вблизи посыпаемых зимой солью автодорог, где в зимних условиях обмыв изоляторов водой практически невозможен.

В последние 6 – 7 лет в Канаде стали применять полимерные изоляторы и с точки зрения экономической выгоды. В настоящее время стоимость подвешного полимерного изолятора 115 кВ в Канаде практически равна стоимости семи стандартных фарфоровых изоляторов, а затраты на монтаж полимерных изоляторов значительно ниже, чем в случае применения фарфоровых изоляторов. Отмечается, что у нового поколения полимерных изоляторов за 6 – 10 лет эксплуатации практически не наблюдались признаки старения, в то время как у более старых изоляторов были повреждения на границе стержень – оболочка, наблюдалось коронирование и растрескивание ребер. Подчеркивается, что новые изоляторы целиком отливаются методом инъекции. В ОНТ внедрен стандарт на подвесные полимерные изоляторы напряжением до 230 кВ. Приведен пример реконструкции крупной подстанции 230 кВ для улучшения работы её изоляции при зимнем тумане и гололеде (при 0 С). В этих условиях здесь очень часто происходили перекрытия изоляции, загрязненной солью с автодорог. В настоящее время все подвесные и натяжные гирлянды на подстанции заменены на композитные полимерные изоляторы, кремнийорганическое защитное покрытие нанесено на все вводы выключателей и трансформаторов, покрышки измерительных трансформаторов и разрядников, а также на большое число опорных изоляторов. Часть опорных изоляторов подстанции покрыта полупроводящей глазурью. В настоящее время в зимних условиях модернизированная изоляция подстанции работает надежно, хотя срок её эксплуатации ещё очень мал.

#### **4.3 Опыт применения в России**

На тяговых подстанциях Северной дороги происходила массовая замена травмоопасных фарфоровых опорных изоляторов-разъединителей на полимерные.

Стеклопластик в силиконовой оболочке позволяет продлить срок службы оборудования и обеспечить необходимую степень защиты персонала. На подстанциях Архангельской, Буйской и Ярославской дистанций электроснабжения установили почти 300 полимерных изоляторов, а Вологодской, инициировавшей проект, – около 900.

По словам ведущего инженера инфраструктуры Ольге Галушко «Опыт Вологодской дистанции признан эффективным и принят к тиражированию. В дальнейшем мы намерены включить в проект все тяговые подстанции магистрали».

Как сообщили «Гудку» в Центральной дирекции инфраструктуры, проблема модернизации разъединителей РЛНД-35 актуальна для тяговых подстанций сети.

Эти разъединители разработаны 40 лет назад с использованием фарфоровых опорных изоляторов. Но практика показала, что фарфор в данном случае не лучший материал. Под действием нагрузок и внешней среды в нём появляются трещины, что приводит к разрушению изолятора.

«В 90% случаев фарфор разрушается в момент оперирования разъединителем, возникает короткое замыкание, и если поблизости находится человек, то он может пострадать от удара электротоком или от падения острых осколков фарфора с высоты».

Случаи разрушения опорных изоляторов на железных дорогах и в общепромышленной электроэнергетике происходили неоднократно, поэтому разъединители на фарфоровых изоляторах по праву считаются одним из самых травмоопасных видов оборудования.

К началу 2012 года почти половина разъединителей на тяговых подстанциях Вологодского региона СЖД требовала замены из-за старения опорной изоляции. На это потребовалось бы много времени и средств. Специалисты подстанций предложили продлить срок службы разъединителей путём замены старых изоляторов на современные из полимерных материалов.



Стеклопластик в оболочке из силикона превосходит керамику по всем основным показателям и позволяет создавать изоляторы, пригодные к эксплуатации во всех климатических зонах, устойчивые к загрязнению и ультрафиолетовому излучению. Как показал опыт Северной и ряда других дорог, используя полимерные изоляторы, можно «отодвинуть» срок замены разъединителя лет на двадцать, что даёт серьёзный экономический эффект, поскольку комплект полимерных изоляторов для модернизации действующего разъединителя вдвое дешевле нового разъединителя.

За два года полимерными изоляторами в Вологодской дистанции электроснабжения было оснащено около 300 разъединителей распределительных устройств напряжением 110 кВ и 27,5 кВ. Экономический эффект составил более 6 млн руб.

В дистанции уверены, что сэкономить удастся и на текущем ремонте разъединителей с надёжной полимерной изоляцией за счёт увеличения межремонтных сроков с четырёх до шести лет и, соответственно, сокращения трудозатрат в 1,5 раза.

Вот что говорят по поводу полимерных изоляторов работники предприятия:

Александр Фролов – главный инженер Вологодской дистанции электроснабжения «Полимерные изоляторы, как мы убедились, и эксплуатировать гораздо выгоднее, ведь они не требуют частых осмотров, позволяют уменьшить количество отказов технических средств и повысить безопасность движения поездов. К тому же выглядят новые изоляторы гораздо эстетичнее фарфоровых аналогов. Цветовая гамма включает несколько вариантов – серые, жёлтые, зелёные и красные».

Алексей Кузнецов – замначальника службы электрификации и электроснабжения Северной дирекции инфраструктуры «Мы предложили специалистам НПО «Изолятор» окрашивать свою продукцию в цвета фаз питающего напряжения для лучшей визуализации, ведь персоналу подстанций приходилось отключать оборудование и вручную красить металлические фланцы изоляторов, но

краска быстро выцветала и трескалась». С внедрением новых полимерных материалов необходимость в этой работе отпала. Фазы отлично видны эксплуатационникам и ремонтникам.(рисунок 26)

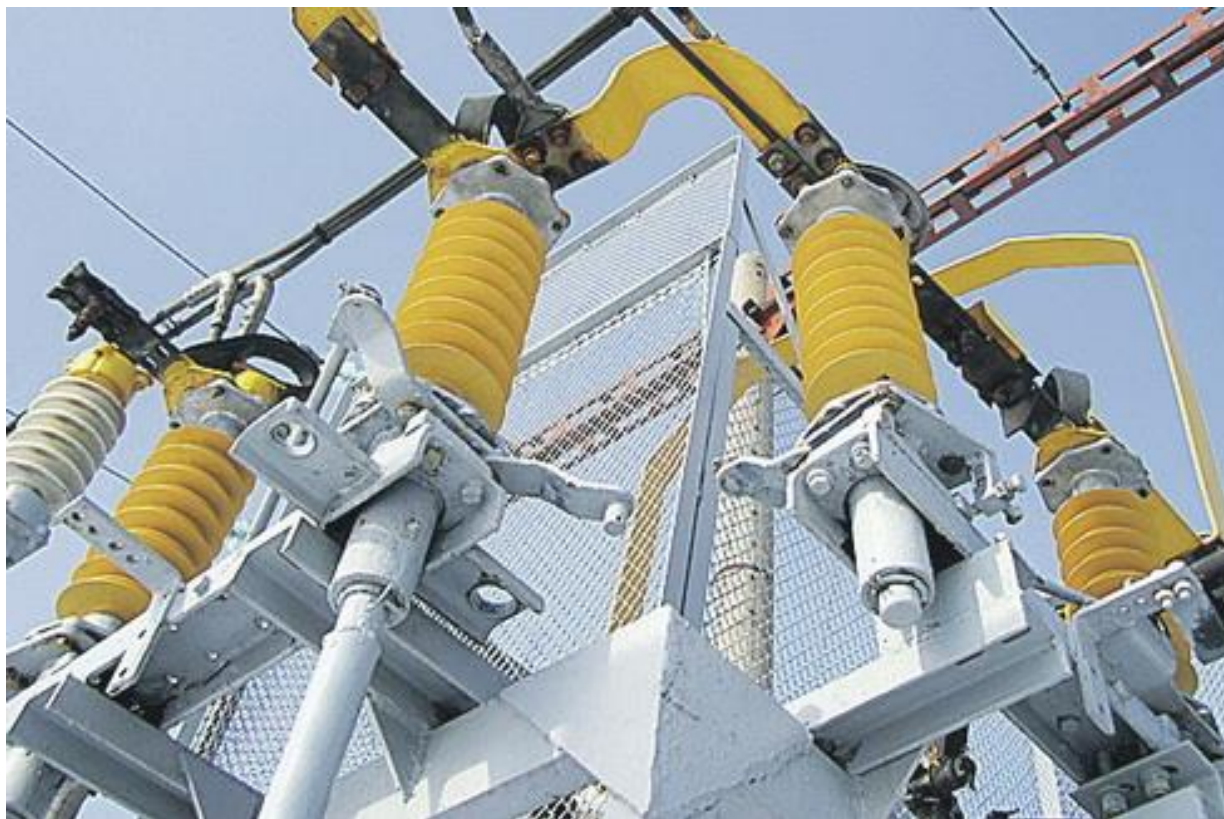


Рисунок 26 – Разъединители с полимерной изоляцией

По мнению специалистов ЗАО «НПО «Изолятор», уже прошли те времена, когда поведение полимерных изоляторов в эксплуатации можно было назвать непредсказуемым. Опыт эксплуатации полимерных изоляторов хорошо изучен за 40 лет их применения, но, в основном – за рубежом. Результаты этого опыта представлены в специализированном журнале по изоляторам «INMR» и в публикациях CIGRE. Нам же наиболее интересен российский опыт эксплуатации полимерных изоляторов, который позволил бы нам сделать вывод о предсказуемости поведения полимерных изоляторов в эксплуатации.

Последний известный опрос потребителей полимерных изоляторов был проведен в ОАО «Холдинг «МРСК» в 2009 г. Анализ опыта эксплуатации поли-

мерных изоляторов в распределительных сетях, охватывающий 22 года эксплуатации в 7 филиалах Холдинга, был представлен на конференции по полимерным изоляторам, проходившей в Петербургском Энергетическом институте повышения квалификации в 2010 году.

Рамки комментария не позволяют развернуто осветить результаты этого анализа, но основные выводы следующие – сегодня в МРСК эксплуатируются изоляторы трех различных конструкций:

- С полиолефиновой защитной оболочкой;
- С кремнийорганической защитной оболочкой шашлычного типа;
- С кремнийорганической цельнолитой защитной оболочкой.

Анализ четко выявил надежность, как каждого типа изоляторов, так и надежность изоляторов каждого производителя в отдельности.

Самое большое количество отказов у ответивших на анкеты потребителей имеют полиолефиновые изоляторы (интенсивность отказов  $8,4 \times 10^{-4}$  1/год), эти изоляторы запрещены к применению в ОАО «ФСК». Кремнийорганические шашлычные изоляторы в среднем имеют интенсивность отказов  $3,2 \times 10^{-5}$  1/год с разницей по 10 различным производителям в 8 раз. Последнее поколение цельнолитых кремнийорганических изоляторов не имеет отказов на протяжении 11 лет эксплуатации ни у одного из шести производителей. На момент составления отчета интенсивность отказов цельнолитых кремнийорганических изоляторов составляла значение менее  $9,0 \times 10^{-6}$  1/год.

Также, анализ четко выявил то, что различным конструкциям изоляторов присущи различные виды отказов, обусловленных конкретными недостатками конструкции.

Конечно, надежность зависит не только от конструкции, но и от системы качества производителя, и это хорошо видно, когда сравниваешь надежность изоляторов одного типа, но различных производителей, у которых она может отличаться в десятки раз.

По поводу изоляторов ЗАО НПО «Изолятор» можно сказать, что за 13 лет было выпущено более 1,5 млн изоляторов. За это время не зафиксировано ни одного отказа. Так что, по мнению специалистов, ни о какой непредсказуемости поведения изоляторов в эксплуатации речи быть не может, просто необходимо знать, что не все производители следят за качеством выпускаемой продукции.

#### 4.4 Полимерные изоляционные конструкции за рубежом

Наиболее интересной для рассмотрения и получения максимальной информации являются опытные данные для оценки сроков службы и работоспособности ПИ 110 Кв в Средней Азии. Выбор пал именно на эту территорию по причине повышенной солнечной радиации, большой дельтой суточных температур, низким атмосферным давлением в горах и наличие промышленных загрязнений.

Эксперименты проводились в 90-х годах и продолжались 6 лет. Единственное замечание для всех ПИ из кремнийорганической оболочки- потемнение поверхности ребер. Высокая гидрофобность была на протяжении всего периода. Все данные отражены в Таблицах 16 и 17 ниже. В Туркменистане на ВЛ 110 «Ясханская» осмотры показали, что на ЛПИ ЛК 70/110 наблюдался налет черного цвета на нижних ребрах, а в общем-пыль из песка.

Таблица 16 – Влагоразрядные характеристики ЛК 70/110

Энергосистема, ПЭС и ВЛ	Тип изолятора	Срок эксплуатации (мес), время демонтажа	Влагоразрядное напряжение, средн	Поверхностная проводимость, мкСм	Удельная плотность загрязнения $q$ , мг/см <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6
"Головная ГЭС Перепадная"	ЛК 70/110	15, весна	162,45	-	-

1	2	3	4	5	6
"Головная ГЭСПерепад- ная"	ЛК 70/110	15,осень	97,675	2,58	-
Минэнерго УзССР Л-2- Б-2	7*ПМ- 4,5	40,осень	101	9	1,7
Минэнерго УзССР Л-2- Б-2	ЛК 70/110	43,осень	88,69	3,3575	-

Результат – выявлены значительные преимущества[15]:

- Влагоразрядные показатели выше в 2 раза по сравнению с традиционными изоляторами;
- Загрязняемость ниже в 4 раза, качественная самоочищаемость, вес в 10 раз меньше традиционных;
- При стрельбе неразрушаемость (антивандальность);
- значительно меньшие трудозатраты при замене Изоляторов ВЛ.

В 1965 году в США стали внедряться ПИ из эпоксидных смол, «шашлычного» типа в 1975, а широкое распространение наблюдалось с 80х. Рост внедрения ПИ был выше, нежели у типовых изоляторов, а причина – малый вес[6-8].

Но срок эксплуатации как раньше, так и в наши дни меньше, чем у Фарфоровых и Стекланных (17 против 30 лет).

Поэтому основополагающее направление развития ПИ – увеличение надежности их работы. Преимущества и недостатки применяемых типов изоляторов приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Преимущества и недостатки изоляторов по данным EPRI США

Тип изолятора		
Фарфоровый	Качество, простота замены, долгое время эксплуатации	Вес, вандалность
Стекланный с повышенным содерж. Щелочей	Долгое время эксплуатации, качество, повреждения видны, простота замены	Вес, вандалность, хрупок
Полимерный	Вес, антивандалность	Зависимость срока службы от состава, сложность замены, скрытые дефекты

Если подходит несколько типов изоляторов, то основополагающим фактором будет надежность. Для засушливых районов с повышенной загрязненностью больше подходит применение ПИ, а для устройств, локализованных в районах с повышенной влажностью не рекомендовано их использование[5].

Также важным направлением является разработка качественного, быстрого и недорогого метода определения неисправности работы именно нужного ПИ[8].

При внешнем осмотре на фарфоровых изоляторах видны трещины, как и на стеклянных, а внутренние несовершенства, нарушения выявляются в процессе специальными измерениями в процессе производства и эксплуатации. А дефекты ПИ определить непросто и осложнено дорогостоящими методиками. На ВЛ 500 Кв в США используют лишь стеклянные изоляторы, фарфоровые в сетях 230 Кв, полимерные с напряжением до 160 кВ[40].

**Выводы:**

Рассмотрен и проанализирован опыт зарубежных стран. Наиболее интересной для рассмотрения и получения максимальной информации являются опытные данные для оценки сроков службы и работоспособности ПИ на цифровых подстанциях 110 Кв в Средней Азии[9]. Выбор пал именно на эту территорию по причине повышенной солнечной радиации, большой дельтой суточных

температур, низким атмосферным давлением в горах и наличие промышленных загрязнений. В Туркменистане на ВЛ 110 «Ясханская» осмотры показали, что на ЛПИ ЛК 70/110 наблюдался налет черного цвета на нижних ребрах, а в общем-пыль из песка. На оборудование ЦПС и ВЛ 500 Кв в США используют лишь стеклянные изоляторы, фарфоровые в сетях 230 Кв, полимерные с напряжением до 160 кВ[40]. Замена изоляторов происходит вручную, а применение стеклянных изоляторов более предпочтительнее, хоть по весу они и больше ПИ. Опыт применения Тихоокеанской компанией ПИ на цифровых подстанциях и линиях электропередач оказался неудачным.

## 5 ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ RTV ОБОЛОЧЕК НА ФАРФОРОВЫХ И СТЕКЛЯННЫХ ИЗОЛЯТОРАХ

На данный момент за рубежом идет заметная конкуренция между ПИ и изоляторов с RTV – покрытиями[32]. Выше был описан отрицательный опыт использования ПИ на класс напряжения 500 Кв и тем более в близи океанов. В таких условиях загрязнения предпочтительнее всего использовать изоляторы с RTV – покрытиями[32].

Первые всплески массового внедрения стеклянных изоляторов с RTV – покрытиями начались в 1996 году на двух ВЛ 220Кв в Катаре. Установленное число изоляторов – 30000 штук. Максимальный коэффициент их использования наблюдается в Азии в районах с сильными природными загрязнениями, Америка находится на втором месте по их использованию.

Ниже представлена таблица 18 с материалами СИГРЭ, в которой отражен опыт эксплуатации изоляторов с RTV – покрытиями. Стоит упомянуть, что нередко бывали случаи неправильно подобранного изоляторы, к примеру с малой длиной пути утечки или некачественного покрытия, что приводило к накоплению отрицательной статистике.

Таблица 18 – Опыт применения RTV - оболочек в США

Эксплуатирующая организация	Загрязнение	Класс напряжения, Кв	Длительность эксплуатации, г.
PG and E, Калифорния	Туман с океана	12-230	20
ConEd, Калифорния	Соль и грязь с дорог	69-345	7
Idaho Power Айдахо	Удобрения из фосфора	13,8-138	9
FP Corp, Флорида	Фосфатная промышленность	115	4



Вывод:

Подытоживая все вышесказанное, хочется отметить важный аспект: изоляторы из традиционных материалов (стекло, фарфор) с тонким кремнийорганическим защитным RTV покрытием становится все более популярным и востребованным, так как конструкции данных изоляторов позволяют решить основные проблемы использования изоляторов, рассмотренных выше. Но исследования этого вопроса еще не закончено.

## 6 ЭКОНОМИКА. КОНТРОЛЬ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ

Именно благодаря полимерным изоляторам, появилась возможность проектирования новых объектов. Применение полимерной изоляции взамен стеклянной и фарфоровой обеспечивает заметное сокращение стоимости, трудоемкости и сроков строительства.

Эргономичность рынка изоляторов зависит от перспектив энергетического развития в стране, так как основной процент использования ПИ приходится именно на вновь сооружаемые подстанции и линии электропередач.

Динамика строительства высоковольтных объектов на ближайшее десятилетие зависит от:

- Около 50% всех действующих объектов уже выработали свой ресурс;
- До сих пор ощущается нехватка сетей электроэнергии, большое количество регионов в РВ не снабжено электричеством.

Полимерные изоляторы были спроектированы и только начали вводиться еще в 70-х гг., но максимальный пик популярности использования в России начался с середины 90-х гг.

В мире сейчас идёт массовое внедрение полимеров. По материалам доклада на Всемирном конгрессе СИГРЕ/МЭК (г. Ванкувер, Канада) доля полимеров с 23% в 90-е годы выросла в настоящее время до 42% (в России примерно 30%)

## Мировой уровень распределения изоляции

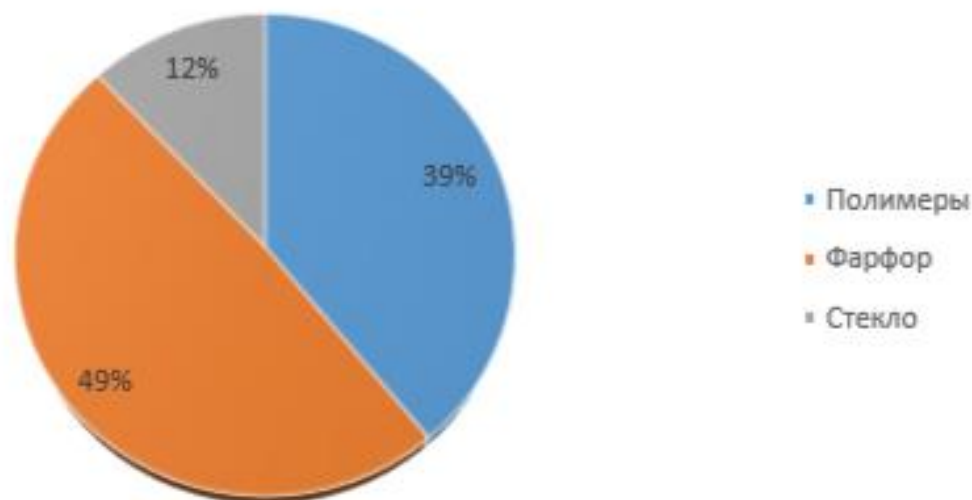


Рисунок 27 – Мировой уровень распределения изоляции

Изначально полимерные изоляторы стоили больше фарфоровых и стеклянных, но вследствие сравнительно недавнего падения цен на них и их дальнейшую эксплуатацию, рынок потребителей начал расти.

В настоящее время полимерный изолятор (например, производства «Энергия-21») для 110 кВ стоит на 20 – 25% дешевле стоимости гирлянды стеклянных изоляторов. Чем выше класс изолятора по напряжению, тем больше разница в стоимости в пользу полимерных изоляторов.



Рисунок 28 – Диаграмма зависимости стоимости изолятора от класса напряжения

Рассмотрим факторы за счет которых достигается экономический эффект. Низкие затраты на транспортировку, погрузо-разгрузочные работы за счет малого веса и меньших габаритных размеров по сравнению с традиционными изоляторами.

Проанализировав расчет услуг на обслуживание полимерных изоляторов, а именно затраты на транспортировку и погрузо-разгрузочные работы, получилась формула (4):

$$P1=L \cdot t1 + t2, \tag{4}$$

Где P1 – затраты на транспортировку, погрузо-разгрузочные работы

L – условный диапазон доставки до место назначения

t1 – цена на услугу транспортировки

t2 – цена на услугу погрузо-разгрузочных работ

Таблица 18 – Расчет услуг на обслуживание

Полимерные изоляторы	Фарфоровые изоляторы
Пусть $L=25$ км $t_1=300$ руб/км $t_2=3000$ руб $P_1=25*300+3000=10500$ руб	Пусть $L=25$ км $t_1=450$ руб/км $t_2=5000$ руб $P_1=25*450+5000=16250$ руб
Выгода по сравнению с фарфоровыми изоляторами составляет 5750 руб	

Низкие затраты при монтаже

Таблица 19 – Расчет услуг на монтаж

Полимерные изоляторы	Фарфоровые изоляторы
Пусть $n=10$ $R_{п}=3700$ $P_2=10*3700=37000$ руб	Пусть $n=10$ $R_{ф}=6000$ $P_2=10*6000=60000$ руб
Выгода по сравнению с фарфоровыми изоляторами составляет 23000 руб	

- Изоляторы устойчивы к механическим повреждениям при транспортировке, а значит, полностью отсутствует бой;
- Возможность применения в труднодоступных районах (болотистых и горных местностях);
- Грязестойкость. Более высокие разрядные характеристики в загрязненном и увлажненном состоянии за счет высокой гидрофобности поверхности;
- Низкие расходы на очистку изоляции за счет меньшей загрязняемости, чем у традиционных изоляторов (в большинстве случаев очистки полимерных Изоляторов не требуется в течение всего срока службы);
- Отсутствие необходимости в регламентных работах (герметизация армирующих цементных швов для фарфоровых изоляторов);
- Низкие расходы на ремонт и замену изоляторов (за счет высокой надежности, стойкости к механическим и природным стрессам и актам вандализма).

Таблица 20 – Расчет услуг на ремонт

Полимерные изоляторы	Фарфоровые изоляторы
Пусть n=1 Pp.п=3000 P2=1*3000=3000 руб	Пусть n=1 Pp.ф=4300 P2=1*4300=4300 руб
Выгода по сравнению с фарфоровыми изоляторами составляет 1300 руб	

- Энергосбережение за счет более низких токов утечки (на 1 – 2 порядка) по поверхности загрязненных изоляторов, чем у традиционных, стеклянных и фарфоровых изоляторов;

- В ряде случаев цена полимерных изоляторов ниже цены фарфоровых и стеклянных изоляторов (для линейных подвесных изоляторов).

Оценка рисков использования полимерных изоляторов

Показателем надежности изоляторов является вероятность их надежной безотказной работы  $Q$ , определяемая по формуле (5) :

$$Q = 1 - q \quad (5)$$

где  $q$  – среднегодовой уровень отказов, т.е. количество отказавших изоляторов в течение одного года, отнесенное к количеству проверенных изоляторов в течение года. Оценка технического состояния производится путем длительных наблюдений за отказами и сбора данных об отказах изоляторов на ВЛ отдельно для каждой линии электропередачи или ее участка с учетом типа гирлянды, типа изолятора, времени его установки. По этим данным производится статистическая обработка потока отказов изоляторов на ВЛ. Расчеты производятся по формуле (6):

$$F(t) = \frac{n_j}{N} \quad (6)$$

где  $F(t)$  – вероятность отказов изоляторов к определенному моменту времени, отн. ед.;  $n_j$ , – количество отказавших изоляторов от начала эксплуатации к моменту времени  $t$ ;  $N$  – общее количество установленных однотипных изоляторов в однотипных гирляндах на одной ВЛ или ее участке.

От предприятия НПО «Изолятор» была запрошена статистика отказов полимерных изоляторов, представленная ниже в таблице 21.

Таблица 21 – Статистика отказов ПИ

Вид и материал оболочки	Количество, эксплуатируемых изоляторов	Максимальный срок эксплуатации, лет	Количество отказов, шт	Среднегодовой уровень отказов в ОАО «Холдинг МРСК»
Цельнолитые	14237	11	0	1,40E-05
Цельнолитые	4991	5	0	7,08E-05
Цельнолитые	1356	9	0	9,2E-05
Цельнолитые	2134	6	0	1,59E-04
Цельнолитые	903	3	0	4,02E-04
Шашлычные	2951	5	0	1,11E-04
Шашлычные	469	15	0	1,42E-04
Шашлычные	151	6	0	1,10E-03
Шашлычные	14243	12	3	3,06E-05
Шашлычные	14005	22	19	9,46E-05
Шашлычные	6293	13	12	2,78E-04
Шашлычные	2484	22	4	1,87E-04
Шашлычные	3157	3	6	8,39E-04
Полиолефиновые	32131	16	48	1,25E-04
Полиолефиновые	3617	17	326	5,60E-03

Рассчитаем вероятность отказов полимерных изоляторов в таблице 22:

Таблица 22 – Вероятность отказов ПИ

Предприятие	Количество, эксплуатируемых изоляторов	Количество отказов, шт.	F(t)
Л1	14237	0	0
Л2	4991	0	0
Л3	1356	0	0
Л4	2134	0	0
Л5	903	0	0
Ш1	2951	0	0
Ш2	469	0	0
Ш3	151	0	0
Ш4	14243	3	0,0002103
Ш5	14005	19	0,001356658
Ш6	6293	12	0,001906881
Ш7	2484	4	0,001610306
Ш8	3157	6	0,001900538
П1	32131	48	0,001493884
П2	3617	326	0,090129942

Таким образом, вероятность отказов полимерных Изоляторов такова:

Максимальное значение вероятности отказов у предприятия П2 ( $F(t)=0.0901$ ), а это примерно 9% от общего количества используемых полилеофиновых Изоляторов.

Проведем оценку рисков по данным среднегодового уровня отказов по формуле (7):

$$W(t)=\sum A_i * p_i(t) \tag{7}$$



Где  $A_i$  – выгода нахождения в  $i$ -ом состоянии

$p_i(t)$  – вероятность нахождения в  $i$ -ом состоянии в зависимости от времени

если  $W(t)$ :  $W(t) < 0$  убыток;  $W(t) > 0$  выгода

Таблица 23 – Анализ среднегодового уровня отказов

Предприятие	Среднегодовой уровень отказов в ОАО «Холдинг МРСК»	P
Л1	0,000014	0,000672
Л2	0,0000708	0,0033984
Л3	0,0000929	0,0044592
Л4	0,0000159	0,0007632
Л5	0,0000402	0,0019296
Ш1	0,000111	0,005328
Ш2	0,000142	0,006816
Ш3	0,0011	0,0528
Ш4	0,0000306	0,0014688
Ш5	0,0000946	0,0045408
Ш6	0,000278	0,013344
Ш7	0,000187	0,008976
Ш8	0,000839	0,040272
П1	0,000125	0,006
П2	0,0056	0,2688

Анализируя данные производителей предприятий от Л1...П2 (таблицы 21-23), наблюдается тенденция увеличения вероятности отказов полимерных Изоляторов с ростом предлагаемого максимального срока эксплуатации вне зависимости от количества эксплуатируемых Изоляторов.

Начиная с 1994 года в России было произведено и реализовано примерно 1 млн. полимерных Изоляторов разных типов и назначения (для ВЛ, для ж/д, для применения на ПС). Причем за последние 5 лет было продано около 700 тысяч Изоляторов. Рассмотрим таблицу 24 – 25 и рисунок 29.

Таблица 24 – Экономический анализ реализации Изоляторов в России по годам

Год	Фарфор	Стекло	Полимер
1990	69%	30%	0
1995	63%	28%	7%
2000	61%	25%	16%
2005	51%	21%	28%
2010	48%	11%	41%
2015	43%	9%	44%

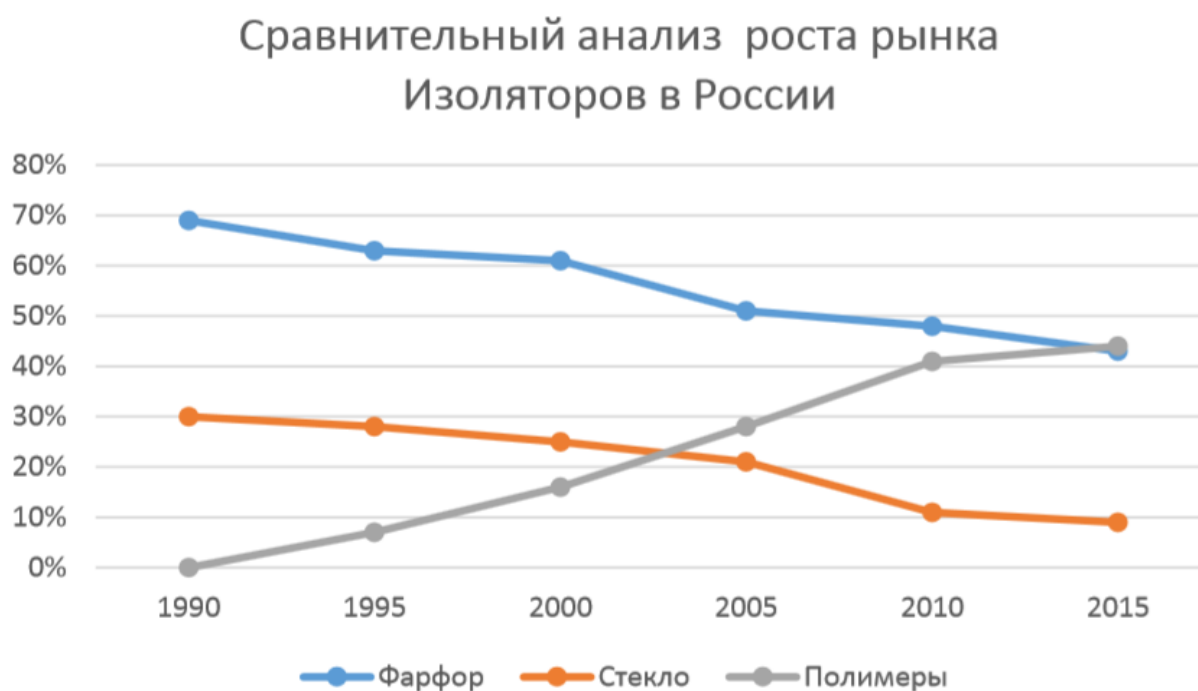


Рисунок 29 – Сравнительный анализ роста рынка изоляторов в России

Таблица 25 – Прирост реализованных Изоляторов в целом в России

Год	Количество реализованных Изоляторов всеми производителями в России, тыс. шт	Прирост, %
2005	176	25%
2006	221	26%
2008	292	32%
2010	388	33%
2012	512	32%
2014	872	31%
2016	1125	29%

Перед ФСК сейчас остро стоит цель возвысить количественную долю заказов, приходящуюся на полимерные изоляторы (на объектах ПАО «ФСК ЕЭС» раньше она составляет всего лишь 1,8%).

Причины малой доли заказов полимерных Изоляторов ПАО «ФСК ЕЭС». Накопленный отрицательный опыт применения, выпущенных в 90-е годы, дал о себе знать. Определение бракованных изделий без вмешательства какой-либо дополнительной техники не реально. В то время как брак среди стеклянных или фарфоровых виден невооруженным взглядом.

Важная особенность ПИ при его перекрытии он быстро восстанавливает свои энергетические показатели, что существенно усложняет потом найти пробитый, уже испорченный ПИ. В связи с этим руководство ФСК ЕЭС приняло решение о некотором ограничении применения полимерных изоляторов – сегодня они используются только на оборудование до 220 кВ.

Цель подобного ограничения, как говорят представители предприятия – накопление опыта в этой сфере. На самом деле, на высшие классы у ФСК накоплено слишком много отрицательного опыта.

Только подстанция 750 кВ «Ленинградская» проводила опыты по внедрению полимерных изоляторов. Уже через месяц использования было побито 3 изолятора. После чего было принято решение и дальше использовать стеклянные изоляторы.

Причиной пробития ПИ на ПС 750Кв «Ленинградская» являлась некачественное производство ПИ.

Пока же на магистральных линиях ФСК ЕЭС, будут применяться главным образом стеклянные изоляторы, но ситуация может резко измениться в следствие нахождения способа определения нахождения непригодного к работе ПИ с земли.

Так же применение полимерной изоляции ограничено Стандартом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.11.14 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ»: «Выбор количества, типа и материала (стекло, фарфор, полимеры) Изоляторов производится в соответствии с требованиями глав 1.9 и 2.5 ПУЭ, СТО 56947007-29.240.059-2010 с учётом климатических условий (температуры и увлажнения), условий загрязнения, опыта эксплуатации существующих ВЛ.

На устройствах 220 кВ и выше рекомендуется применять, как правило, стеклянные изоляторы со сниженным уровнем радиопомех; на 35-220 кВ – стеклянные или полимерные изоляторы, цельнолитые с кремнийорганической защитной оболочкой, оснащённые индикатором перекрытия. На 110-330 кВ с применением высотных опор рекомендуется применять длинностержневые фарфоровые или стеклянные изоляторы. Для напряжения до 500 кВ включительно тип изолирующих подвесок необходимо выбирать, исходя из результатов технико-экономического сравнения вариантов. На линиях, проходящих в особо сложных для эксплуатации условиях (горы, болота, районы Крайнего Севера и прочее следует применять стеклянные изоляторы. Применение полимерных консольных изолирующих траверс допускается на линиях электропередачи 35-220 кВ, проходящих в стеснённых условиях».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изоляция – чрезвычайно важный элемент в составе устройств электропередачи. Составляя очень малую долю в стоимости (около 3%), она на 90% обеспечивает надежность. Поэтому к вопросам выбора типа изоляции, ее надежности и долговечности эксплуатация энергосистем проявляет особое внимание, так в случае неправильного выбора ответственность по поддержанию требуемой надежности возложена на эксплуатирующие энергосистемы.

Несмотря на все вышперечисленные факторы, за счет которых достигается экономический эффект, полимерные изоляторы не являются ведущим направлением в развитии энергопередачи. Рост внедрения полимерных изоляторов не достигнут из-за:

- Малого опыта использования полимерных изоляторов;
- Отпечатка отрицательного опыта применения полимерных изоляторов «шашлычной технологии»;
- Снижение продвижения в 2011 году по причине введения «Положения о технической политике ПАО «ФСК ЕЭС», где в разделе 2.3. «ЛЭП» изложено: « На ВЛ 220Кв следует применять полимерные изоляторы цельнолитые с кремнийорганической оболочкой и наличием индикатора пробоя»;
- Только в конце 2014 был утвержден СТО 56947007-29.240.55.192 , позволяющий применение полимерной изоляции без индикатора пробоя.

Как следствие, по причине высоких экономических показателей, но малого опыта эксплуатации полимерной изоляции и отрицательного начального опыта, мы не можем не отметить стремления предприятий развития этого направления. Можно сделать вывод, что полимерная изоляция находится на грани широкого распространения в России в том числе при проектировании цифровых подстанций.

В работе отражены основные аспекты:

- Изучение мирового опыта исследования полимерной изоляции;
- Рассмотрение эффективности применения полимерной изоляции;

- Отражение используемых методов исследования и основные планируемые результаты;
- Исследование областей возможного использования результатов проекта;
- Рассмотрение опыта эксплуатации полимерной изоляции на различных классах напряжения;
- Сведение параметров отказов изоляции в России и за рубежом;
- Выделение предпочтительных областей применения изоляционных подвесок нового поколения как по номинальному напряжению, так и по степени загрязненности атмосферы.

В мире идёт массовое внедрение полимеров. По материалам доклада на Всемирном конгрессе СИГРЕ/МЭК (г. Ванкувер, Канада) доля полимеров с 23% в 90-е годы выросла в настоящее время до 42% (в России примерно 30%)

Полимерные изоляторы III Поколения отличаются высокой надежностью и небольшой габаритной и строительной высотой (уменьшение на 10-20 процентов). При этом электрические характеристики изоляторов не ухудшились.

Коренного изменения расстановки сил в пользу полимерных изоляторов в ближайшее время, видимо, не произойдет. Есть традиция, есть опыт эксплуатации стеклянных изоляторов, которые работают 40 – 50 лет, и вполне возможно, что они будут работать без отказов не год и не два. Пока что энергетики с опаской смотрят на массовое применение полимерных изоляторов на напряжением от 220 кВ и выше. И для их опасений есть основания.

Если традиционные стеклянные изоляторы до сих пор показывали себя наилучшим образом, у потребителей нет необходимости обращаться к другим видам изоляторов, надежность которых изучена недостаточно. Основания для выбора в пользу полимерных изоляторов появляются в том случае, когда местные обстоятельства складываются в пользу применения именно полимерных изоляторов. Популярность полимерных Изоляторов может вырасти и в том случае, если их цена будет ниже, чем у стеклянных, при аналогичной или даже более высокой надежности. Пока что стоимость полимерного и стеклянного изолятора примерно одинакова.

Анализируя данные, полученные от производителей предприятий П1...П2, наблюдается тенденция увеличения вероятности отказов полимерных Изоляторов с ростом предлагаемого максимального срока эксплуатации вне зависимости от количества эксплуатируемых.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Лебедев С.М., Волохин В.А., Шмаков Б.В., Матин П.А. Разработка технологии изготовления высоковольтной изоляции из поликарбонатных смол// Изв. ТПУ. – 2006. Т. 309, №2 – С. 121-126
- 2 Волохин В.А., Гефле О.С., Лебедев С.М. Влияние остаточных механических напряжений на процесс дендритообразования в полимерной изоляции// Пластические массы. – 2007. – № 7. – С. 19 – 22
- 3 Волохин В.А., Гефле О. С., Лебедев С. М. Влияние направления течения расплава на процесс дендритообразования в полимерной изоляции// Прикладная механика и техническая физика. – 2009. – т. 50, № 1. – С. 85–94
- 4 Злаказов А. Б., директор по развитию полимерных технологий GIG Polymer «Новое поколение полимерных изоляторов: снижение аварийности»/ Научно-практическая конференция по теме «Развитие полимерной изоляции. Настоящее и будущее» 07.11.2016
- 5 Гутман Игорь, почетный профессор, руководитель отдела маркетинга, STRI Развитие полимерной изоляции сегодня: опыт эксплуатации, новые тенденции, пересмотр существующих стандартов»; Научно-практическая конференция по теме «Развитие полимерной изоляции. Настоящее и будущее» 07.11.2016
- 6 Нормы и методы лабораторных испытаний подвесных стержневых полимерных изоляторов 6 – 750 кВ ( проект ), 1994
- 7 Изоляторы полимерные стержневые для воздушных линий электропередачи напряжением 110 – 750 кВ. Программа и методика приемочных испытаний опытных образцов. Типовая ПМ – 1 , 1985
- 8 Методические указания по определению трекинго-эрозионной стойкости полимерных конструкций для работы в районах с сильным загрязнением , 1988
- 9 Гутман И.Ю. , Соломоник Е.А. Усовершенствование конструкции и опыт эксплуатации полимерных изоляторов. Энергохозяйство за рубежом , 1987 , № 4 , 15 – 20



10 Гутман И.Ю. , Кравченко В.А., Соломоник Е.А. Исследования и опыт эксплуатации подвесных полимерных изоляторов. Электрические станции , 1995, № 12, 56 – 64

11 ГОСТ 16504-81. Испытания и контроль качества продукции. Основные требования и определения

12 ГОСТ 1516.2- 76. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции

13 ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции

14 ГОСТ 10390-86. Электрооборудование на напряжение свыше 3 кВ. Методы испытаний внешней изоляции в загрязненном состоянии

15 Косарев Б.И., Шевандин М.А., Коннова Е.И. Вероятностный метод сравнительной оценки условий электробезопасности в тяговых сетях //Вестник ВНИИЖТа. 1997, № 7 – с. 37-39

16 Ким Ен Дар, Г. В. Сиченко, В. Л. Калмыков. Исследование электрического поля полимерных изоляторов с внутренним электрическим дефектом.//Залізничний транспорт України – 2007 – № 5 – С. 61 – 63

17 Ким Е.Д, Калмыков В.Л., Розов В.А., Демидов О.А. Стекланный изолятор как индикатор внутреннего электрического состояния полимерного изолятора/Енергетика та електрифікація. – 2009. – № 4. – С. 29 – 33.

18 ГОСТ 11.007-85 Правила определения оценок и доверительных границ для параметров распределения Вейбулла. М.: Статистика, 1985. – 34 с

19 Ш.Гутман И.Ю., Соломонин Е.А., Тиходеев Н.Н. Полимерные изоляторы для воздушных линий электропередачи // Энергохозяйство за рубежом. 1982, № 4 – с. 21 – 25

20 Электрические изоляторы / Н.С.Костюков, Н.В.Минаков, В.А.Князев и др.; под ред. А.С.Костюкова. М.: Энергоатомиздат, 1984. – 296 с

21 Маслов В.В. Влагостойкость электрической изоляции. М.: Энергия, 1973. – 208 с

- 22 Контроль полимерных изоляторов /Я.А.Зельвянский, Н.Н.Сколотнев, Е.В. Васин, В.А.Солод // Электрическая и тепловозная тяга. 1980, № 1-е. 35 – 36
- 23 Хрулев В.М. Зависимость оптимальной толщины клеевой прослойки от шероховатости соединяемых поверхностей и реологических свойств клея. // Механика полимеров. 1965, № 6 – с. 103 – 107
- 24 Фрейдин А.С. Прочность и долговечность клеевых соединений. М.: Стройиздат, 1981. – 270 с
- 25 Монтаж оконцевателей полимерных изоляторов / Горячко В.И., Ирхин В.И., Петров Н.К., Соловьев Э.П. // Энергетическое строительство. – 1984, № 10, 119 – 120
- 26 Уржумцев Ю.С. Прогнозирование длительного сопротивления полимерных материалов. М.: Наука, 1983. – 310 с
- 27 Тарнопольский Ю.М., Скудра А.М. Конструкционная прочность и деформативность стеклопластиков. – Рига.: Зинатне, 1966. 260 с
- 28 Лукьянов А.М. Исследование зависимости кратковременной прочности полимерных стержней от температуры. // Труды МИИТ. 1979, вып. № 630 – с. 72 – 76
- 29 Генкин С.М., Морозова Т.В. Исследование старения полимерных изолирующих элементов секционных изоляторов контактной подвески // Сб.научн.тр. ВНИИЖТ. 1971, № 449 – с. 37 – 39
- 30 Смылова Р.А., Котлярова С.В. Справочное пособие по герметизирующим материалам на основе каучуков. М.: Химия, 1976. – 72 с
- 31 Глуцушкин П.М., Саакян А.Е., Щербаков Д.П. Кабельные резины. М.: Энергия. 1966, - 352 с.31 .Александров Т.Н., Иванов В.Д. Изоляция электрических аппаратов высокого напряжения. Л.: Энергоатомиздат. 1984, – 208 с
- 32 Александров Т.Н., Соловьев Э.П. К вопросу трекинговости полимерных материалов. // Известия высших учебных заведений. Энергетика. 1971, №9 – с. 31 – 34

34 Морозова Т. В. Опыт применения стеклопластика АГ-4 в высоковольтных изоляторах на железнодорожном транспорте. // Электричество. 1968, № 4 – с. 88 – 89

35 Воробьев А.А., Каляцкий И.И., Панин В.Ф. К методологии выбора параметров испытательных волн, воспроизводящих коммутационные воздействия на изоляцию высоковольтных схем. // Известия АН СССР, -1066, т.152 с.3 – 14

36 Полимерные изоляторы с защитными ребрами из кремнийорганических эластомеров / В.А.Вологин, В.Н.Соломатов, Ю.Н.Яшин, Ю.В.Иванов, П.Г.Тюрнин, Н.А.Рожкова // Вестник ВНИИЖТ. 1984, № 2 – с. 30 – 33

37 Вологин В.А., Горошков Ю.И. Характеристики секционных изоляторов контактной сети. // Вестник ВНИИЖТ. – 1970, № 5 с. 23

38 Генкин С.М., Горошков Ю.И., Морозова Т.В. Полимерные материалы в контактной сети. М.: Транспорт, 1976. – 96 с

39 Потапов В.Д., Лукьянов А.М., Горошков Ю.И. Исследование прочности полимерных стержней изолирующих элементов. // Вестник ВНИИЖТ. 1977, № 7 – с.24 – 26

40 Надежность полимерных изоляторов: миф или реальность? // Газета Энергетика и промышленность России// № 01 – 02 (165 – 166) январь 2011