

## ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОЙ ПОЛИМЕРНОЙ ИЗОЛЯЦИИ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

Щеглов Н.В.

Рассматривается опыт эксплуатации линейной полимерной изоляции на ВЛ различных классов напряжения. Приводятся параметры отказов изоляции в России и за рубежом. Выделены предпочтительные области применения изоляционных подвесок нового поколения как по номинальному напряжению ВЛ, так и по степени загрязненности атмосферы.

Работа воздушных линий электропередач в значительной степени определяется надёжностью электрической изоляции. Хотя стоимость изоляторов составляет (5-8)% стоимости воздушной линии (ВЛ), с ними связано около 70% отказов в работе и до 50% стоимости ремонтных работ на ВЛ. Повреждение изоляторов в большинстве случаев происходит в результате поверхностного загрязнения, старения, производственных дефектов и случайных повреждений при ремонтных работах.

В настоящее время протяженность ВЛ 110-500 кВ в Российской Федерации составляет около 2 млн. км, в том числе напряжением 220-500 кВ свыше 150 тыс. км. За период до 2015 г. намечается ввод ВЛ 110 кВ протяженностью свыше 100 тыс. км, а ВЛ 220 кВ и выше – около 35 тыс. км.

До начала 1980-х годов прошлого столетия на ВЛ 110-500 кВ в России применялись стеклянные и фарфоровые тарельчатые изоляторы. Опыт эксплуатации стеклянных изоляторов позволяет констатировать их надёжную работу (полное механическое разрушение происходит очень редко).

За последние 20 лет из более чем 50 млн. находящихся в эксплуатации стеклянных изоляторов имело место только несколько отказов вследствие их полного механического разрушения. Надёжность их по механической прочности оценивается примерно в  $10^{-6}$  отказов в год.

Отказы стеклянных изоляторов из-за повреждения изоляционной детали (лишающего единичный изолятор электроизоляционных свойств с сохранением механических) оцениваются в России на уровне  $10^{-3}$  в год.

В процессе эксплуатации фарфоровые тарельчатые изоляторы чаще выходили из строя (уровень отказов  $10^{-2}$  в год), что требует проведения постоянной их дефектоскопии.

Общее количество линейных полимерных изоляторов (ЛПИ), применяемых в российских энергосистемах в настоящее время, не превышает (2-3) % гирлянд фарфоровых и стеклянных изоляторов, эксплуатирующихся на ВЛ 110-500 кВ. Широкое распространение ЛПИ получили на ВЛ 110-220 кВ (линейные подвесные и натяжные изоляторы, междуфазовые распорки).

В настоящее время на ВЛ 110-500 кВ в энергосистемах Российской Федерации, Украины, Республики Узбекистан, Туркменистана, Республики Таджикистан, Кыргызской Республики, Республики Казахстан эксплуатируется свыше 1,2 млн. ЛПИ на различные классы напряжения. Большинство этих изоляторов (не менее 95% общего количества) работает на ВЛ 110 кВ и ниже в районах со слабым и умеренным загрязнением.

Во многих АО-энерго и МЭС зафиксирован ряд отказов в работе ЛПИ с серьёзными последствиями. При этом удельное число отказов ЛПИ с кремнийорганической и

полиолефиновой оболочками в целом по России оказалось примерно одинаковым. Усреднённое число всех отказов (повреждений) ЛПИ независимо от технологии изготовления и материала защитной оболочки по данным НИИПТ оценивается значением  $10^{-4}$  в год, что свидетельствует о необходимости повышения качества выпускаемых в России ЛПИ. Эти показатели относятся к российским ЛПИ первого поколения, выпущенных в основном до 2000 г. по технологии формирования отдельных рёбер и их последовательной склейке на несущем элементе.

Имеют место также существенные недостатки в организации и проведении эксплуатации ЛПИ в энергосистемах Российской Федерации:

- отсутствие достоверных данных по числу установленных ЛПИ разного типа, поверхностный характер сведений об отказах в эксплуатации без углубленного анализа причин повреждений или перекрытий, что приводит к неточной оценке уровня надёжности изоляторов и выявлению районов их эффективного или целесообразного применения;

- недостаточные и малоэффективные мероприятия по систематическому отслеживанию, анализу и обобщению опыта эксплуатации изоляторов с градацией по организациям-изготовителям, конструкциям изоляторов, классам напряжений и районам эксплуатации для всех АО-энерго и МЭС с участием специализированных научных организаций;

- замедленное внедрение методов диагностики состояния ЛПИ в эксплуатацию, позволяющих прогнозировать ухудшение эксплуатационных характеристик изоляторов, особенно на ответственных объектах;

- игнорирование эксплуатационных и послеэксплуатационных испытаний ЛПИ, предусмотренных действующими техническими требованиями. Стандартные испытания по ГОСТ 28856 и приёмочные испытания, предусмотренные техническими требованиями, носят в основном формальный несущественный характер. При этом подавляющее число типов ЛПИ легко выдерживают эти испытания, не исключая последующих проблем в эксплуатации;

- невыполнение испытаний, выявляющих скрытые дефекты в изоляторах, и испытаний, позволяющих определить запасы по механической и электрической прочности как находящихся в эксплуатации, так вновь изготовленных ЛПИ.

Не проводится ряд важных комбинированных климатических, механических и электрических испытаний, предусмотренных стандартом МЭК 61109, устанавливающим требования к ЛПИ.

Уровень отказов ЛПИ  $10^{-4}$  в год для ВЛ 330-750 кВ неудовлетворителен и его можно снизить лишь за счёт непрерывной работы по дальнейшему повышению качества изоляторов. Для них необходимо применять ЛПИ второго поколения с уровнем ежегодных отказов не хуже  $10^{-6}$ .

Опыт эксплуатации ЛПИ второго поколения, производимых по усовершенствованной технологии (создание цельнолитых защитных оболочек на несущем элементе изолятора за один технологический цикл с помощью прямого прессования или инжекторным способом) и с применением более совершенных полимерных материалов (трекингоустойчивая высоконаполненная композиция севилена) слишком мал для оценки их эксплуатационной надёжности.

В ближнем зарубежье ЛПИ и междуфазовые полимерные распорки (ПР) нашли широкое применение на ВЛ в республиках Средней Азии.

Опытно-промышленная эксплуатация пилотной партии ЛПИ и междуфазовых ПР на номинальное напряжение 110 кВ была начата в 1982-1987 на действующих ВЛ Узбекистана, Таджикистана, Киргизстана, Туркменистана и на стендах-полигонах Среднеазиатского отделения института «Энергосетьпроект» (САОЭС), Таджикского научно-исследовательского отдела энергетики (ТаджНИОЭ), Киргизского научно-исследовательского отдела энергетики (КирНИОЭ). Она проводилась для проверки работоспособности и оценки сроков службы полимерных изоляционных конструкций на ВЛ 110 кВ в природно-климатических условиях Средней Азии, отличающейся повышенной

солнечной радиацией, большим перепадом суточных температур, пониженным атмосферным давлением в горных районах и наличием источников интенсивных природных и промышленных загрязнений.

Пилотная партия состояла из ЛПИ типа ЛК 70/110 и междуфазовых ПР типа РМИ-110-2, с защитным покрытием из кремнийорганической резины, предназначенных для районов с I–III степенями загрязненности атмосферы (СЗА), производства СКТБ ВПО «Союзэлектросетьизоляция» (г. Славянск, Украина), изоляторов типа ПДС-70А-110 (гладкостержневой формы) и ПДС-70Б-110 (ребристой формы) с защитным покрытием из литьевого фторопласта Ф-32 ЛВ, предназначенных для районов с I, II СЗА, производства Санкт-Петербургского государственного политехнического университета (СПГПУ).

Обобщённые сведения о природно-климатических характеристиках районов опытно-промышленной эксплуатации пилотной партии ЛПИ и междуфазовых ПР приведены в табл.1.

Наблюдения за работой ЛПИ и междуфазовых ПР на действующих ВЛ и стендах полигона в Средней Азии за период с мая 1982 г. по декабрь 1988 г. показало, что они работали надёжно, без повреждений и существенных изменений состояния их поверхности. Общим для всех полимерных изоляторов с защитной кремнийорганической оболочкой, имеющих экранные кольца, было потемнение поверхности нескольких рёбер со стороны провода и потускнение покрытия через несколько месяцев после начала эксплуатации вследствие загрязнения.

За 6,5 лет эксплуатации на действующих ВЛ 110 кВ ЛПИ и междуфазовые распорки с кремнийорганическими рёбрами сохранили высокую гидрофобность изоляционной поверхности. Регулярное наблюдение за работой междуфазовых распорок ПР на ВЛ 110 кВ показало, что по обе стороны от междуфазовых распорок в зависимости от местности на расстоянии до 20 м отложения гололёда на проводах не наблюдалось. Процесс сброса гололёда происходил одновременно с обоих проводов, связанных междуфазовой распоркой, и при этом за этот период эксплуатации полностью отсутствовали случаи схлёстывания фазных проводов.

Влагоразрядные характеристики испытанных ЛПИ типа ЛК 70/110 и гирлянд тарельчатых фарфоровых и стеклянных изоляторов приведены в табл.2.

Из табл.2 следует, что  $U_{50\%}$  влагоразрядное напряжение участков ЛПИ типа ЛК 70/110, демонтированных с ВЛ, возрастает по мере удаления от высоковольтного конца изоляторов. С увеличением срока эксплуатации на ВЛ эта зависимость сохранилась, но выражена слабее.

Гирлянда фарфоровых изоляторов 7×ПМ-4,5, демонтированная с ВЛ 110 кВ в Ташкентском ПЭС осенью после 3 лет эксплуатации имела влагоразрядное напряжение  $U_{50\%} = 101$  кВ, и ЛПИ типа ЛК 70/110, демонтированные там же осенью через 3,5 года эксплуатации под напряжением 110 кВ, имели  $U_{50\%} = 177,4$  кВ. При этом загрязняемость фарфоровых изоляторов выше, они имели удельную поверхностную проводимость  $\chi = 9,0$  мкСм, а ЛПИ типа ЛК 70-110 после 3,5 лет эксплуатации  $\chi = 3,45$  мкСм.

У стеклянных изоляторов ПС6-Б, демонтированных с полигона САО ЭСП в Ташкенте  $\chi = 16,0$  мкСм.

Загрязнённость ЛПИ, демонтированных в Киргизстане очень низка – удельная поверхностная проводимость составляла 1,2-1,76 мкСм.

Осмотры ЛПИ типа ЛК 70/110, проведённые после 2-х лет эксплуатации в Небитдагском РЭУ в Туркменистане на ВЛ 110 кВ «Ясханская» показали, что они находятся в удовлетворительном состоянии. На нижних рёбрах наблюдался чёрный налёт, на всех остальных – песчаная пыль.

Таблица 1

Обобщённые сведения о природно-климатических характеристиках районов Средней Азии  
опытно-промышленной эксплуатации линейной полимерной изоляции

Энергосистема	ПЭС или район эксплуатации	Тип изоляционной конструкции	Число установленных изоляторов, шт	Район эксплуатации			Год установки
				по СЗА	по ветровой нагрузке	по гололёдной нагрузке	
1	2	3	4	5	6	7	8
Узбекэнерго	Ташкенское	ЛК 70/110	38	II, III	III	II	1984
-//-	Ферганское	ЛК 70/110	10	VII	III	II	1987
Полигон САО ЭСП	Ташкент	ПДС-70А-110	10	II	III	II	1984
		ЛК 70/110	15				1984
		ПДС-70Б-110 (3 ребра)	6				1984
		ПДС-70Б-110 (18 рёбер зонтичной формы)	9				1984
		ПДС-70Б-110 (18 рёбер дисковой формы)	10				1985
		РИП-110 (42 ребра дисковой формы)	5				1987
Киргизглавэнерго	Фрунзенское	ЛК 70/110	120	III	III	IV	1985
Помпон Кир НИОЭ	Тюз-Ашу	ЛК 70/110	40	I	II	особый	1986
Туркменглав-энерго	Небитдагское	ЛК 70/110	34	V-VII	IV	III	1983
Таджик-главэнерго	Таджикглавэнерго Южное	ЛК 70/110	33	III	III	II	1983
		ПДС-70А-110	4				1983
	Таджикглавэнерго Центральное	ЛК 70/110	30	III	III	II	1983
		ПДС-70А-110	1				1983
	Кулябское	РМИ-110-2	7	II, III	III	III	1982
		Распорка СПГПУ	11	II	III	II	1985
	Ленинабадское	РМИ-110-2	8	IV	III	особый	1982
	Бизминг	ЛК 70/110	3	I	II	IV	1983
	Хорог	ПДС-70А-110	33	I	II	II	1985

Таблица 2

Влагоразрядные характеристики демонтированных с ВЛ ЛПИ типа ЛК 70/110  
и гирлянд тарельчатых фарфоровых и стеклянных изоляторов

Энергосистема, ПЭС и ВЛ	Тип изолятора	Срок эксплуатации, мес, время демонтажа	Число рёбер на участке, шт. *	Влагоразрядное напряжение $U_{50\%}$ кВ	Влагоразрядная напряжённость, кВ/см		Поверхностная проводимость $\chi_n$ , мкСм	Удельная плотность загрязнения $q$ , мг/см <sup>2</sup>
					$E_{вр.Н}$	$E_{вр.Н}$		
Таджикглавэнерго «Головная ГЭС – Перепадная»	ЛК 70/110	15, весна	9	90,9	2,84	1,12	-	-
			10	108,0	3,18	1,20	-	-
			10	126,0	3,60	1,40	-	-
			29	324,9	3,22	1,24	-	-
Таджикглавэнерго «Головная ГЭС – Перепадная»	ЛК 70/110	15, осень	9	56,60	1,82	0,70	3,49	-
			10	63,75	1,99	0,70	2,27	-
			10	75,00	2,21	0,83	2,17	-
			29	195,35	1,99	0,75	2,39	-
Минэнерго УзССР Л-2-Б-2	7×ПМ-4,5 (гирлянда)	40, осень	-	101	1,03	0,51	9	1,7
Минэнерго УзССР Л-2-Б-2	ЛК 70/110	43, осень	9	51,36	1,63	0,64	4,10	-
			10	57,27	1,76	0,63	3,23	-
			10	68,75	2,02	0,76	2,65	-
			29	177,38	1,81	0,68	3,45	-
Полигон САО ЭСП в Ташкенте	7×ПС6-Б (гирлянда)	36, осень		91,00	1,00	0,44	16,00	-
Киргизстан «Карагачевая- Молодогвардейская»	ЛК 70/110	20	29	287,7	2,13	1,10	1,76	-
Киргизстан Стенд ВНИС	ЛК 70/110	15	29	303,0	2,24	1,12	1,2	-

\* - первое число относится к нижнему участку изолятора со стороны провода, второе – к среднему, третье – к верхнему, четвёртое – ко всему изолятору.

Результаты визуальных наблюдений на действующих ВЛ и периодических проверок электрической прочности пилотной партии ЛПИ и междуфазовых ПР в Средней Азии позволили выявить их значительные преимущества перед традиционными тарельчатыми фарфоровыми и стеклянными изоляторами: более высокие (в 1,5-2,0 раза) влагоразрядные характеристики; меньшая (в 2,0-4,0 раза) загрязняемость, лучшие аэродинамические характеристики, хорошая самоочищаемость при атмосферных осадках; возможность широкого использования ЛПИ, имеющих в 8-10 раз меньшую массу, при сооружении ВЛ в горных и предгорных районах, а так же при строительстве ВЛ нетрадиционного типа; облегчение и повышение производительности труда строительно-монтажных организаций; неповреждаемость ЛПИ при стрельбе по ним, при камнепадах и при воздействии посторонних лиц; значительно меньшие трудозатраты при замене изоляторов ВЛ.

По результатам пятилетнего положительного опыта эксплуатации в условиях Средней Азии пилотной партии ЛПИ типа ЛК 70/110 САО ЭСП в 1986-1988 гг. спроектировало для Туркменистана линии 110 кВ с ЛПИ типа ЛК 70/110 и ЛК 70/220: «Каахка-Душак» (длиной 36,5 км), проходящие в районе с IV СЗА, а также ВЛ 220 кВ «Куртли-Бахарден» (длиной 80 км) и «Тахиаташская ГРЭС – Бируни» (длиной 158 км). В настоящее время только в энергосистемах Республики Узбекистан смонтированы на действующих ВЛ и успешно функционируют свыше 15 тыс. шт. ЛПИ класса 35-500 кВ различных типов.

В США первые полимерные изоляторы получили распространение в 1980-е годы. Темпы их использования были выше, чем других изоляторов, что определялось прежде всего малой массой. Однако длительность их эксплуатации в настоящее время меньше, чем у фарфоровых и стеклянных изоляторов. Фарфоровые и стеклянные изоляторы работают в США свыше 30 лет.

Основное требование к изоляторам для ВЛ напряжением свыше 69 кВ – надёжность. Исследования, проведённые научно-исследовательским институтом электроэнергетики США (EPRI) показали, что численность отказов в работе ВЛ из-за неисправности изоляторов соизмерима с количеством отказов в результате ураганов и землетрясений. Преимущества и недостатки применяемых типов изоляторов приведены в табл.3.

Таблица 3

Преимущества и недостатки различных типов изоляторов по данным EPRI США

Тип изолятора	Преимущества	Недостатки
Фарфоровый	Длительный период применения. Качество уже доказано. Простота замены. Небольшая полоса отчуждения.	Значительная масса. Скрытые дефекты. Объект вандализма. Отсутствие способов определения дефектов.
Стеклянный (с большим содержанием щелочи)	Длительный период применения. Качество уже доказано. Очевидность повреждения отдельного изолятора. Простота замены.	Значительная масса. Хрупкость. Объект вандализма.
Полимерный	Небольшая полоса отчуждения. Простота очистки от загрязнения. Оптимальная масса. Почти недоступен для вандализма.	Срок службы зависит от компонентов. Возможность появления трещин. Скрытые дефекты. Сложность замены. Отсутствие технологии замены при работе под напряжением.

Если требуемым условиям удовлетворяет любой и из этих типов изоляторов, тогда определяющим фактором становится срок службы.

В засушливых районах с загрязнённой средой наилучшее решение – использование полимерных изоляторов, а при прохождении ВЛ в местах с высокой влажностью применение полимерных изоляторов не рекомендуется. Для ВЛ, на которых ремонтные работы ведутся под напряжением, отдаётся предпочтение стеклянным изоляторам. При работах на опоре ВЛ

под напряжением необходима уверенность в том, что в процессе устранения аварийной ситуации изоляторы не выйдут из строя. Поэтому одной из главных задач эксплуатации является разработка быстрого и относительно недорогого метода определения дефектного изолятора на работающей ВЛ.

Постоянное инспектирование состояния линейной изоляции – важная задача эксплуатационного персонала. При наружном осмотре фарфоровых изоляторов можно легко обнаружить трещины, которые ухудшают их качество.

Внутренние дефекты определяются только специальными измерениями. Состояние стеклянных изоляторов оценивается простым осмотром, а внутренние дефекты выявляются в процессе их производства. Хорошо видны повреждения от проявления вандализма.

Дефекты полимерных изоляторов определить сложно. Считается, что лучше всего выявить дефекты во время производства изоляторов. Полимерные изоляторы в процессе эксплуатации могут несколько менять цвет, однако это не свидетельствует об их повреждении.

В энергосистемах северо-западных штатов США на ВЛ 500 кВ используются только стеклянные изоляторы, фарфоровые изоляторы преобладают в сетях 230 кВ, полимерные – только на ВЛ с номинальным напряжением 69-161 кВ. Изоляторы заменяются вручную, поэтому применение стеклянных изоляторов и на строящихся ВЛ более предпочтительно. Вандализм имеет место в ограниченном районе (2,5 км<sup>2</sup>). На этом участке эксплуатационный персонал проверяет состояние изоляции 4 раза в год.

Тихоокеанская электрическая компания использует на ВЛ 230 и 500 кВ фарфоровые и стеклянные изоляторы. Опыт применения полимерной изоляции вблизи побережья оказался неудачным.

Бонневильская энергокомпания в сети 500 кВ использует в равной степени фарфоровые и стеклянные изоляторы. Проявление вандализма характерно для большинства районов обслуживаемых этой энергокомпанией. На ВЛ 230 кВ преимущественно используется фарфоровая изоляция.

Энергокомпания Оклахомы при сооружении ВЛ 500 кВ применяет фарфоровые изоляторы, а ВЛ 345 кВ – частично (20%) полимерную. В основном полимерная изоляция используется при сооружении распределительной сети 69-161 кВ. Повреждённые фарфоровые изоляторы заменяют стеклянными, так как повреждения последних легче определить, а также их проще заменить.

Дополнительным преимуществом стеклянных изоляторов является надёжная работа всей гирлянды при разрушении изоляторов. Вандализм в наибольшей степени проявляется в отдельных фиксированных местах, это определяет необходимость ежегодной замены изоляторов. Энергокомпания постоянно расширяет применение полимерных изоляторов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Международный опыт эксплуатации линейной полимерной изоляции показывает её эффективность применения в распределительных сетях 35-220 кВ. Использование линейной полимерной изоляции наиболее эффективно в районах с сухой загрязнённой средой, в местах с высокой влажностью применение полимерных изоляторов не рекомендуется.

Усреднённый уровень отказов по всем странам мира и в России оценивается значением  $10^{-4}$  в год. Для ВЛ 330 кВ и выше необходимо применять линейную полимерную изоляцию нового поколения с уровнем ежегодных отказов не менее  $10^{-6}$ .

### ЛИТЕРАТУРА

[1] Кравченко В.А., Соломоник Е.А. Разработка, производство и опыт эксплуатации полимерных изоляторов на напряжение 110-500 кВ. // Энергетик, 2007, №10.

[2] Губаев Р.С., Камалов Ш.М., Кравченко В.А. и др. Об эксплуатационных характеристиках линейных стержневых полимерных изоляторов. // Электричество, 2006, №2.

[3] Файбисович Д.Л. Об использовании изоляторов в практике линейного строительства США. // Энергетика за рубежом, 2006, №3.