

ПОВРЕЖДАЕМОСТЬ ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПС НАПРЯЖЕНИЕМ 110–750 КВ В РФ

АВТОРЫ:

БОГОМОЛОВ В. С.,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ЗИХЕРМАН М. Х.,
К.Т.Н.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ЛЬВОВ Ю. Н.,
Д.Т.Н.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

НАЗАРОВ И. А.,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ТИМАШОВА Л. В.,
К.Т.Н.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ШЛЕЙФМАН И. Л.,
К.Т.Н.,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ЯСИНСКАЯ Н. В.,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Активный ввод в эксплуатацию линий электропередачи 110–750 кВ приходится на 60–70 годы XX века. Парк основного электрооборудования подстанций (ПС) имеет большую долю оборудования, отработавшего установленный стандартами минимальный срок службы. Анализ повреждаемости основного электрооборудования подстанций является необходимым этапом в оценке технического состояния электрооборудования. Оценка технического состояния основного электрооборудования ПС необходима для разработки мероприятий с целью

обеспечения надежности и бесперебойной работы энергосистемы с учетом старения оборудования, наличия дефектов, качества технического обслуживания, механических и климатических воздействий. Анализ повреждаемости и оценка технического состояния оборудования способствуют определению надежности различных типов оборудования и отдельных его узлов, снижению длительности и числа профилактических ремонтов, позволяют оценить возможность дальнейшей эксплуатации оборудования и разработать мероприятия с целью увеличения срока службы оборудования.



С 1997 по 2007 гг. произошло почти 6,5 тыс. случаев повреждений основного электрооборудования ПС
Фото ИТАР-ТАСС



За исследуемый период произошло 835 случаев повреждений силовых трансформаторов
Фото ИТАР-ТАСС

В данной статье приведен анализ повреждаемости основного электрооборудования подстанций напряжением 110–750 кВ (силовые трансформаторы, измерительные трансформаторы напряжения и тока, шунтирующие реакторы, выключатели, разъединители, нелинейные ограничители перенапряжения), выполненный на основе Актов расследования технологических нарушений в работе электростанции, сети или энергосистемы за 1997–2007 гг.

За исследуемый период произошло почти 6,5 тыс. случаев повреждений основного электрооборудования ПС,

приведших к технологическим нарушениям в работе ПС.

На рис. 1 приведено количество повреждений различных видов основного электрооборудования ПС 110–750 кВ в процентах от общего числа повреждений электрооборудования.

Проведенный анализ позволил выявить причины повреждений основного электрооборудования и его узлов.

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

За исследуемый период произошло 835 случаев повреждений силовых трансформаторов, в том числе 572 повреждения (68,6%) трансформаторов 110 кВ (рис. 2). Повреждений трансформаторов 750 кВ не было.

На рис. 3 показаны результаты анализа причин повреждений силовых трансформаторов.

КОЛИЧЕСТВО ПОВРЕЖДЕНИЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ

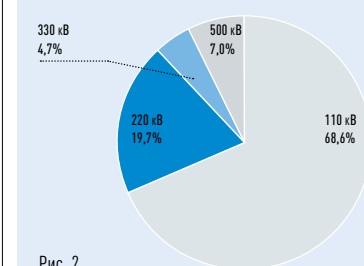


Рис. 2

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ



Рис. 3

КОЛИЧЕСТВО ПОВРЕЖДЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

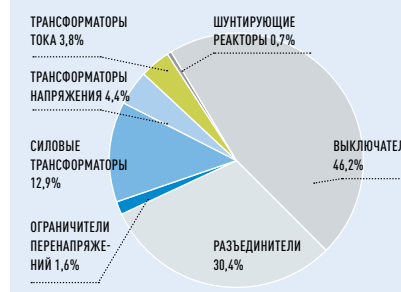
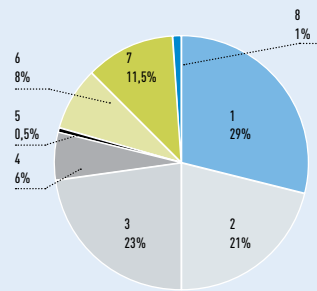


Рис. 1

КОЛИЧЕСТВО ПОВРЕЖДЕНИЙ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ



1 – внутренние повреждения (повреждения магнитопроводов, обмоток, отводов, приводящие к внутренним коротким замыканиям); 2 – вводы; 3 – устройства регулирования напряжения (РПН); 4 – система охлаждения; 5 – встроены трансформаторы тока; 6 – газовая защита; 7 – уплотнения (течи масла); 8 – прочее.

Рис. 4

ПРИЧИНЫ ВНУТРЕННИХ ПОВРЕЖДЕНИЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

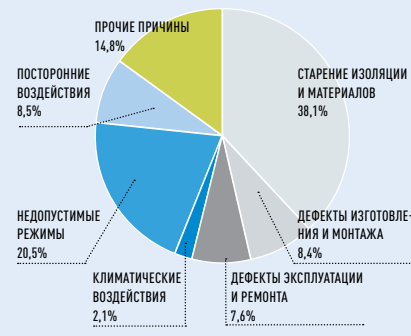


Рис. 5

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ УСТРОЙСТВ РПН СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

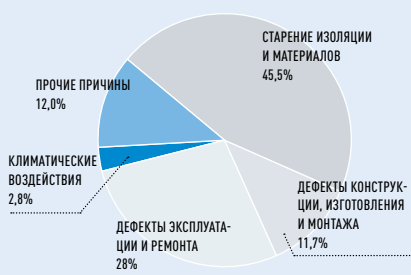


Рис. 6

Как видно из рисунка, основными причинами повреждений явились: а) старение материалов и изоляции (42%); б) недостатки эксплуатации (10%); в) дефекты изготовления (8%).

На рис. 4 показаны обобщенные данные о повреждениях основных узлов трансформаторов.

Оказалось, что наиболее повреждаемыми узлами силовых трансформаторов являются: а) магнитопровод, обмотки, отводы (внутренние повреждения) – 29%; б) устройства регулирования напряжения (РПН) – 23%; в) вводы – 21%; г) уплотнения (течи масла) – 11,5%.

На рис. 5–8 показаны причины повреждений этих узлов.

Обобщая эти данные, можно утверждать, что основными причинами повреждений приведенных выше узлов трансформаторов являются:

- внутренние повреждения (магнитопровод, обмотки, отводы):
 - старение изоляции и материалов – 38,1%;
 - недопустимые режимы – 20,5%.
- При этом наиболее часто повреждались обмотки трансформаторов – 11,3%;
- устройства РПН:
 - старение изоляции и материалов – 45,5%;
 - дефекты эксплуатации и ремонта – 28,0%;
 - вводы:
 - старение изоляции и материалов – 42,4%;
 - дефекты изготовления и монтажа – 14,5%;
 - уплотнения (течи масла):
 - старение изоляции и материалов – 49,0%;
 - посторонние воздействия – 20,4%.

Таким образом, наш анализ показал, что наиболее частой причиной нарушений в работе силовых трансформаторов 110–500 кВ являются повреждения вводов и устройств РПН (44% всех повреждений).

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВВОДОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

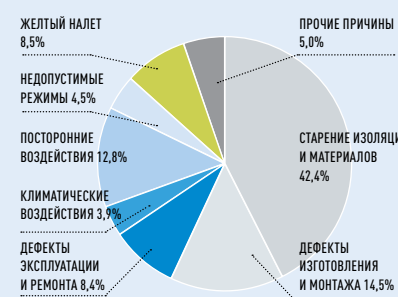


Рис. 7

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ УПЛОТНЕНИЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

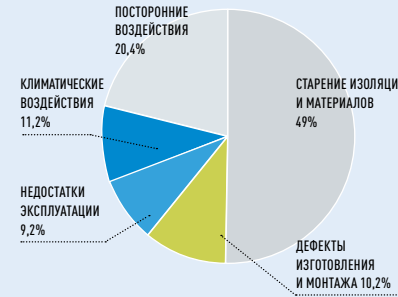


Рис. 8

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПЯЖЕНИЯ

Как следует из Актов расследования технологических нарушений в работе электростанции, сети или энергосистемы, за 1997–2007 гг. произошло 302 случая повреждений трансформаторов напряжения (ТН). Наибольшее количество повреждений (68,5%) приходится на трансформаторы напряжения класса 110 кВ (рис. 9).

Причины повреждений трансформаторов напряжения приведены на рис. 10.

Как видно из рисунка, основными причинами повреждений трансформаторов напряжения являются:

КОЛИЧЕСТВО ПОВРЕЖДЕНИЙ ТН РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПЯЖЕНИЯ

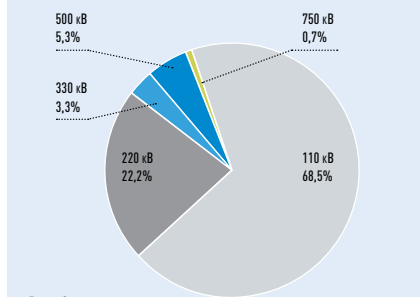


Рис. 9

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЯ ТН

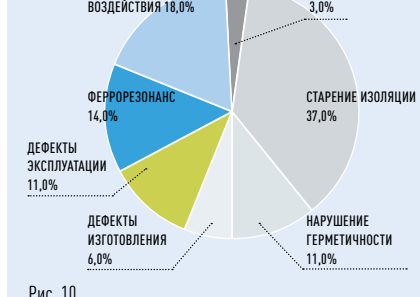


Рис. 10

а) старение изоляции (37,0%); б) феррорезонанс (14,0%); в) нарушение герметичности (11,0%); г) ошибки в процессе эксплуатации (11,0%).

Самой распространенной причиной повреждения является старение изоляции, что характерно для всех классов напряжения. Под старением изоляции понимается не столько деструкция бумаги, сколько ее увлажнение из-за несовершенства защиты внутренней изоляции трансформатора от атмосферных воздействий. Использование силовых конденсаторов для температурной компенсации вместо силикагелевых патронов обеспечивает полную герметизацию внутреннего пространства трансформатора и позволяет существенно сократить вероятность этого вида повреждений.

Следует отметить, что на трансформаторы напряжения емкостного типа приходится малая доля повреждений.

Трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией составляют небольшой процент от общего числа установленных трансформаторов, и данные об их повреждаемости отсутствуют.

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Всего зарегистрировано 247 случаев повреждений трансформаторов тока (ТТ), в том числе 217 (87,9%) случаев отказов маслонаполненных ТТ и 30 случаев (12,1%) – элегазовых ТТ.

Распределение повреждений трансформаторов тока по различным классам напряжения показано на рис. 11, а причины повреждений этих трансформаторов показаны на рис. 12.

Наш анализ показал, что основными причинами повреждений трансформаторов тока в случае маслонаполненных ТТ являются (рис. 12): а) старение изоляции (37%); б) посторонние воздействия (36%), в том числе повреждения осколками при разрушении ТТ соседней фазы (18%) и повреждения при разрушении соседнего оборудования (14%).

Необходимо отметить, что подавляющее большинство ТТ, установленных на подстанциях, – это негерметичные маслонаполненные ТТ типа ТФЗМ 110, 220 и 500 кВ звеньевой конструкции. Этот тип ТТ эксплуатируется не один десяток лет и благодаря первоначально завышенной толщине бумажной изоляции относительно устойчив к увлажнению, которое является основной причиной старения изоляции. Однако в случае повышенной влажности окружающего воздуха в период высокой температуры вероятность выхода из строя таких трансформаторов значительно

КОЛИЧЕСТВО ПОВРЕЖДЕНИЙ ТТ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПЯЖЕНИЯ

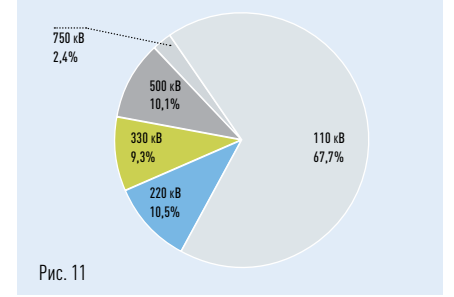


Рис. 11

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ ТТ

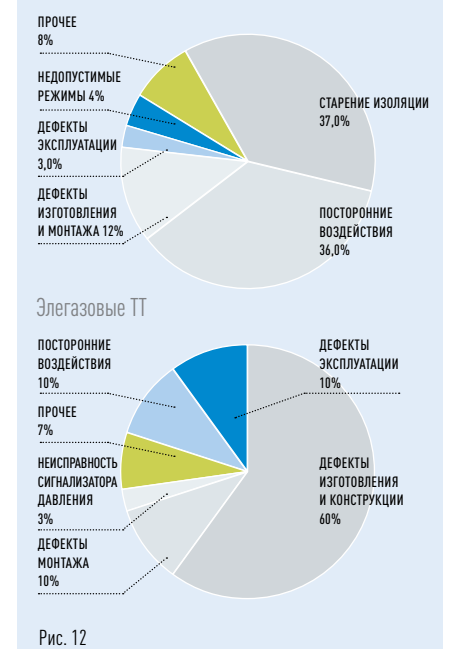


Рис. 12

ИНФОРМАЦИЯ

ДАнные ИССЛЕДОВАНИЙ

С 1997 по 2007 гг. произошло почти 6,5 тыс. случаев повреждений основного электрооборудования ПС напряжением 110–750 кВ, приведших к технологическим нарушениям в работе ПС.

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ ШР

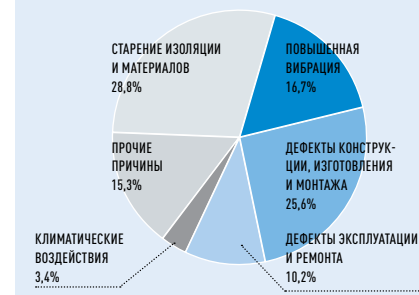


Рис. 13

ЗОНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ ШР

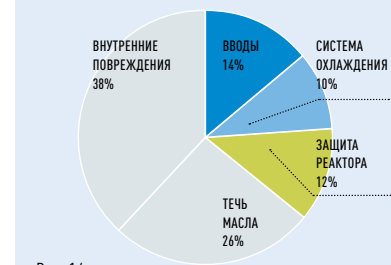


Рис. 14

КОЛИЧЕСТВО ПОВРЕЖДЕНИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПЯЖЕНИЯ

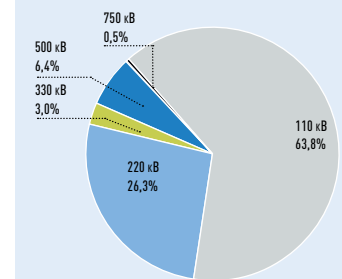


Рис. 15

КОЛИЧЕСТВО ПОВРЕЖДЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

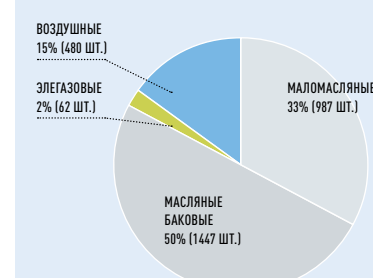


Рис. 16



В России за период 1997–2007 гг. зарегистрирован 101 случай повреждений нелинейных ограничителей перенапряжений 110–500 кВ, установленных по схеме «фаза-земля»

увеличивается. Это является причиной высокой повреждаемости маслонаполненных ТТ в летний период. Полная герметизация внутреннего пространства трансформатора с помощью силиконов позволит резко уменьшить толщину изоляции и уменьшить повреждения ТТ из-за увлажнения. Следует также отметить большое количество поврежденных трансформаторов тока от посторонних воздействий в результате разлета осколков при повреждении ТТ соседних фаз (18,0%) и повреждения соседнего оборудования (выключатели, разъединители) – 14,0%.

Что касается элегазовых ТТ, то структура отказов выглядит следующим образом (рис. 12): а) дефекты конструкции и изготовления (60,0%); б) дефекты монтажа (10,0%); в) дефекты эксплуатации (10,0%). Отсюда следует, что все эти дефекты элегазовых ТТ (как отечественных, так и зарубежных фирм) связаны с периодом освоения производства ТТ.

ШУНТИРУЮЩИЕ РЕАКТОРЫ (ШР)

За период 1997–2007 гг. в России зафиксировано 42 случая повреждения шунтирующих реакторов (ШР), в том числе девять случаев (21,4%) – на напряжении 110 кВ и 33 случая (78,6%) – на напряжении 500 кВ.

Причины повреждений шунтирующих реакторов приведены на рис. 13.

Как видно из рисунка, основными причинами повреждений ШР являются: а) старение изоляции и материалов (28,8%); б) дефекты конструкции, изготовления и монтажа (25,6%); в) повышенная вибрация (16,7%).

Распределение повреждений ШР по зонам повреждений показано на рис. 14.



Анализ повреждаемости основного электрооборудования подстанций является необходимым этапом в оценке технического состояния электрооборудования

Отметим, что основными причинами повреждений ШР являются повышенные вибрации и старение изоляции, вызванное большими добавочными потерями и, соответственно, местными нагревами от вихревых токов. Эти проблемы проявляются значительно сильнее, чем в силовых трансформаторах того же диапазона мощностей.

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Всего было зафиксировано 2976 случаев отказов выключателей. Распределение отказов по классам напряжения показано на рис. 15.

Распределение отказов по типам выключателей показано на рис. 16.

На четырех диаграммах рис. 17 показана структура отказов различных типов выключателей.

Анализ, проведенный на основе ука-

занных данных, позволил выявить наиболее слабые и повреждаемые элементы и узлы выключателей.

Для воздушных это: а) резиновые и полиуретановые уплотнения, повреждение которых приводило к утечке сжатого воздуха из выключателя (35,0%); б) опорная изоляция (22,0%); в) механизмы привода (17,0%).

Для элегазовых это: а) механизмы привода (вследствие дефектов, допущенных при изготовлении [42,0%]; б) дугогасительный модуль (19%).

Для маломасляных это: а) опорная изоляция (28,0%); б) механизмы привода (21,0%); в) электромагниты коммутирующих цепей и цепи управления (12,0%).

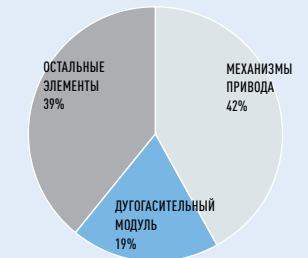
Для масляных баковых это: а) механизмы привода (22,0%); б) вводы (18,0%); в) электромагниты коммутирующих цепей и цепи управления

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Воздушные выключатели



Элегазовые выключатели



Маломасляные выключатели



Масляные баковые выключатели



Рис. 17

ИНФОРМАЦИЯ

НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА

Парк электрооборудования электрических сетей имеет большую долю оборудования, отработавшего установленный стандартами минимальный срок службы.

Для обеспечения надежности, бесперебойности и устойчивости функционирования Единой национальной электрической сети Российской Федерации необходима реконструкция и техническое перевооружение энергообъектов.

Для принятия решения о периодичности ремонтов, о частичной или полной замене при техническом перевооружении морально и физически устаревшего оборудования новым, более совершенным должны быть проведены:

- статистический анализ повреждаемости оборудования ПС и ВЛ;
- анализ причин отказов;
- выявление наиболее слабых по надежности элементов ВЛ и электрооборудования, требующих первоочередной замены.

Таким образом, анализ повреждаемости электрооборудования ПС и элементов ВЛ необходим для разработки мероприятий по повышению надежности энергообъектов ЕНЭС.

(18,0%); г) коммутирующие устройства в цепях привода (15,0%).

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ

Всего зарегистрировано 1954 отказа разъединителей. Распределение отказов по классам напряжения приведено на рис. 18.

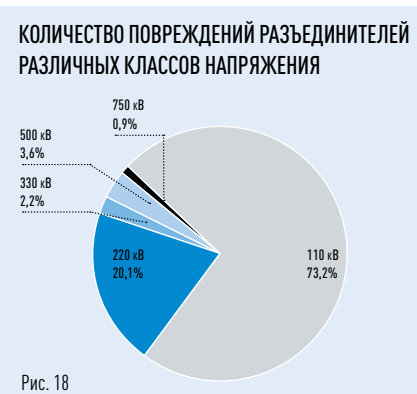


Рис. 18

На рис. 19 показаны причины повреждений разъединителей.

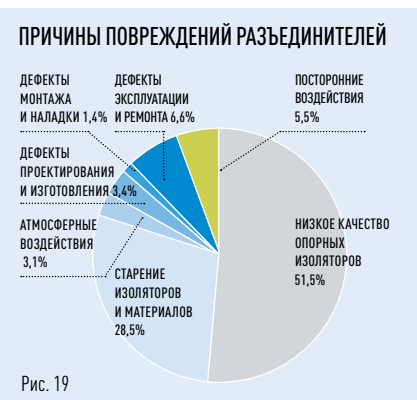


Рис. 19

Структура повреждений основных элементов и узлов показана на рис. 20.

Как следует из приведенных диаграмм, наибольшее число повреждений разъединителей (1672, что составляет 85,6% от общего числа отказов) связано с повреждениями и разрушениями опорных изоляторов.

ПОВРЕЖДЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И УЗЛОВ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

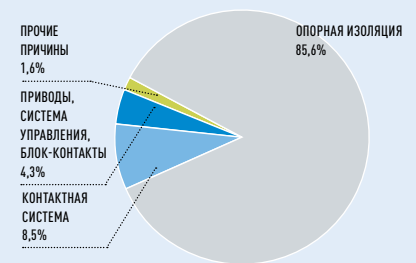


Рис. 20

Было установлено, что основными причинами повреждений опорных фарфоровых изоляторов разъединителей являются: а) низкое качество фарфора (51,5%); б) длительный срок эксплуатации – 30 лет и более (22,5%); в) разрушение арматуры (фланцев) изоляторов (1,2%).

Кроме того, наш анализ данных о повреждаемости показал, что при наличии дефектных опорных изоляторов в колонках разъединители 110 и 220 кВ могут повреждаться с падением изоляционных колонок как в период их стационарной работы, так и при осуществлении операций «включение – отключение». Это создает серьезную опасность для эксплуатационного персонала.

Что касается разъединителей на напряжения 330, 500 и 750 кВ с параллельными колонками опорных изоляторов или изоляторами в трехгранных фермах, то подобных обрушений изоляционных конструкций не наблюдалось.

За период с 1997 по 2007 гг. повреждений полимерных опорных изоляторов зафиксировано не было. Можно сделать вывод, что для повышения надежности разъединителей и снижения риска травматизма и несчастных случаев для эксплуатационного персонала необходима замена ненадежных фарфоровых опорных изоляторов

на современные опорные полимерные изоляторы.

Повреждения контактной системы разъединителей обусловлены недостатками проектирования и эксплуатации, монтажа и наладки, а также отсутствием своевременной диагностики технического состояния контактов коммутационного аппарата.

НЕЛИНЕЙНЫЕ ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ (ОПН)

В России за период 1997–2007 гг. зарегистрирован 101 случай повреждений нелинейных ограничителей перенапряжений 110–500 кВ, установленных по схеме «фаза-земля». Повреждений ОПН 750 кВ не было. Распределение повреждений ОПН по классам напряжения показано на рис. 21.

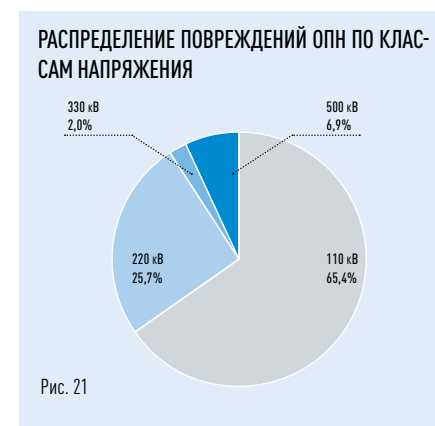
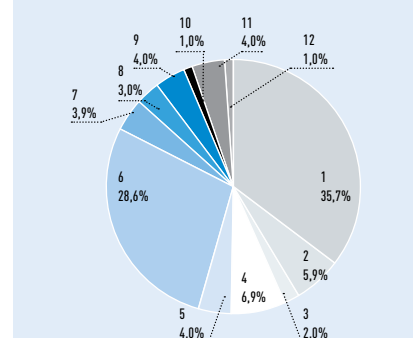


Рис. 21

На рис. 22 показаны причины повреждений ОПН, установленных по схеме «фаза-земля».

Все повреждения ОПН можно разделить на повреждения двух видов: 1) повреждения из-за дефектов

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ ОПН



1 – разгерметизация; 2 – излом контактных пластин; 3 – трещина нижнего фланца; 4 – ошибки эксплуатации; 5 – стихийные явления; 6 – заводские дефекты; 7 – дефект конструкции; 8 – коммутации; 9 – гроза; 10 – нерасчетный режим; 11 – посторонние воздействия; 12 – причина не установлена.

Рис. 22

изготовления; 2) повреждения в результате ошибок при эксплуатации.

Что касается основных причин повреждений ОПН, то они распределяются следующим образом: а) разгерметизация корпуса (35,7%); б) заводские дефекты (28,6%); в) ошибки эксплуатации (6,9%).

Строго говоря, разгерметизация – это дефект изготовления. Частая разгерметизация ОПН в процессе эксплуатации свидетельствует о том, что изготовители не проводят при приемо-сдаточных испытаниях необходимую проверку герметичности ОПН, предусмотренную ГОСТ Р 52725 и МЭК 60099–4. Повреждения, сопровождаемые взрывом ОПН под рабочим напряжением с внутренним перекрытием стеклопластиковой трубы, также, вероятнее всего, являются следствием разгерметизации и проникновения влаги внутрь ОПН.

К дефектам конструкции относятся низкое качество изготовления – недостаточная прочность корпуса у нижнего фланца, – непроклейка швов, некачественные стыки элементов фарфоровой покрывки, наличие микротрещин в фарфоре и фланцах, отсутствие клапана сброса давления и т. д.

ИНФОРМАЦИЯ

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕТЕЙ ЕНЭС

Общее количество трансформаторного оборудования на напряжение 110–750 кВ, установленного в Единой национальной электрической сети, составляет около 20 тыс. единиц общей мощностью около 570 ГВА, в том числе мощностью 120 МВА и более – около 2,5 тыс. единиц.

Около 45% трансформаторного оборудования перешло за срок эксплуатации 20 лет и около 30% – за 25 лет.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 52719–2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
2. ГОСТ Р 52565–2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.
3. ГОСТ Р 52726–2007. Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия.
4. ГОСТ Р 52725–2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.
5. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.