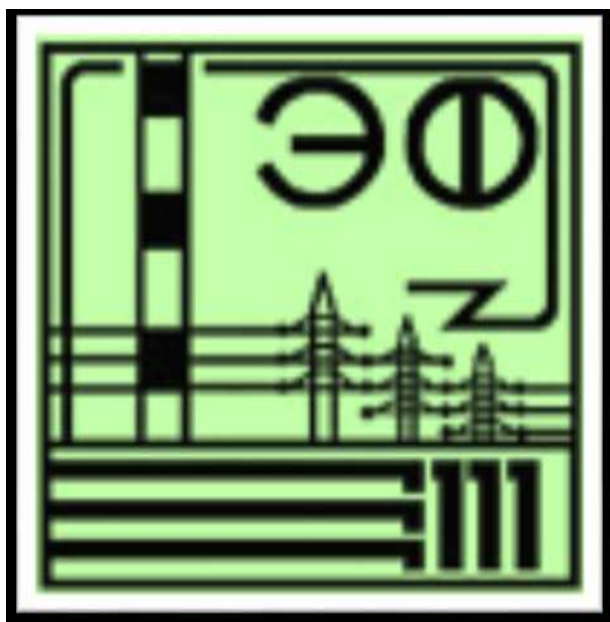


Министерство образования Республики Беларусь  
Белорусский национальный технический университет  
Энергетический факультет

## **АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ**



**Материалы 76 – й  
научно – технической  
конференции студентов  
и аспирантов**

Секция  
**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ  
СИСТЕМЫ И СЕТИ**

*Электронный учебный материал*

**Минск 2020**

УДК 621.311  
ББК 31 я 43  
А 43

**Рецензент**

Заведующий ЭТЛ ОУКЭ РУП «Белэнергосетьпроект», м.т.н. Драко М.А.

Составитель Жуковская Т.Е.

В сборник включены материалы 76 – й научно-технической конференции студентов и аспирантов БНТУ «Актуальные проблемы энергетики» (апрель 2020 г.) Секция «Электроэнергетические системы и сети».

Белорусский национальный технический университет.  
Энергетический факультет.  
пр - т Независимости, 65/2, г. Минск, Республика Беларусь  
Тел.: (017) 292-42-32 Факс: 292-71-73  
E-mail: ef@bntu.by  
<http://www.bntu.by/ef.html>  
Регистрационный № БНТУ/ЭФ39 - 56.2020

© Жуковская Т.Е. редак., комп. дизайн.  
© БНТУ ЭФ, 2020

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЭС-120</b>	7
Бруцкий-Стемпковский Н.А., Острейко А.В.	7
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.	7
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ</b>	11
Гоманова В. А., Богурина Е. А.	11
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А. Л.	11
<b>ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С УЧЕТОМ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ</b>	15
Григорчук А.А.	15
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.	15
<b>РАСЧЕТ КОМПАКТНОЙ ЛИНИИ ПЕРЕДАЧ «ПСКОВСКАЯ ГРЭС – НОВОСОКОЛЬНИКИ» В ПРОГРАММЕ PARM</b>	17
Драневский Д.В.	17
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.	17
<b>ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ НЕЙРОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ</b>	20
Желукевич Д.О., Смертьева И.В.	20
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.	20
<b>УСТРОЙСТВО ГРОЗОЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ НА ПОДСТАНИЦИЯХ</b>	24
Копылов Е.А., Забелло И.В., Качук А.В.	24
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Петрашевич Н.С.	24
<b>КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА</b>	30
Копылов Е.А., Забелло И.В., Качук А.В.	30
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.	30
<b>КОНСТРУКЦИИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ДЛЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА</b>	36
Косовский И.И., Кочергин П.А., Малашенко И.С.	36
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Петрашевич Н.С.	36
<b>ОБЛЕДЕНЕНИЕ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И СПОСОБЫ ЕГО УДАЛЕНИЯ</b>	40
Малашенко И.С., Новик И.И., Пакульневич К.Л.	40
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.	40
<b>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ</b>	46
Мензлеев А.С.	46
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.	46

<b>РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ КЗ В СЕТИ 330 КВ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ RUSTAV</b>	49
Мензелев А.С.	49
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Волков А.А.	49
<b>МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ О НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ</b>	53
Монич К. И., Науменко В.И.	53
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.	53
<b>РЕКОНСТРУКЦИЯ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 10 КВ</b>	56
Москалёв К.С., Романюк А.С., Хитров И.С.	56
Научный руководитель–м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.	56
<b>УМНЫЕ СЕТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ</b>	60
Поздняков М.Н., Дехтерёнок М.В.	60
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Мышковец Е.В.	60
<b>СИСТЕМЫ «SMARTGRID» В ЭНЕРГЕТИКЕ</b>	62
Поздняков М.Н., Коротченко С.Н.	62
Научный руководитель – к.т.н., доц. Прокопенко В.Г.	62
<b>СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ С АРВ НА ОСНОВЕ ПИД-РЕГУЛЯТОРОВ</b>	64
Поздняков М.Н., Коротченко С.Н.	64
Научный руководитель – к.т.н., проф. Силюк С.М.	64
<b>НАДЕЖНОСТЬ СВЕТОДИОДНЫХ ИСТОЧНИКОВ СВЕТА</b>	66
Рogaцевич В.Р., Бернат П.А.	66
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.	66
<b>СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ЛОКАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ. ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ И ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ</b>	69
Савастеев К.В., Рамонович А.С.	69
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Мышковец Е.В.	69
<b>ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ</b>	73
Тимофеев В.И., Сергеенко И.М., Николаюк А.А.	73
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Петрашевич Н.С.	73
<b>ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И РАЗРЯДНИКИ</b>	77
Хомутовский М.А., Сытько М.С., Шалыгин Н.Г.	77
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Петрашевич Н.С.	77
<b>НАДЁЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ И СИСТЕМ АЭС. ВЛИЯНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТОВ НА НАДЁЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ</b>	82
Хотенко Е. В., Носова А. В.	82
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А. А.	82

<b>ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ САМОНЕСУЩИХ И ЗАЩИЩЕННЫХ ПРОВОДОВ НА ВЛ 35 КВ</b>	87
Алексеенко Е.А., Невмержицкая Т.Д.	87
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.	87
<b>ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕГАЗОВЫХ И ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ</b>	93
Никитин Е.А.	93
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.	93
<b>ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ</b>	96
Грайцевич Е.Г.	96
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.	96
<b>ФАКТОРЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И СПОСОБЫ УСТРАНЕНИЯ КРУПНЫХ АВАРИЙ В ЭЭС</b>	102
Товстюк А.Ю., Шавкун О.А.	102
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.	102
<b>ОСНОВНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ С ИЗОЛИРОВАННЫМИ ПРОВОДАМИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ</b>	106
Борщевская К.Д., Бубен Р.В., Мойсеёнок Д.С.	106
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.	106
<b>СОВРЕМЕННЫЕ АСПЕКТЫ ПАРАДИГМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ БЕЛАРУСИ</b>	111
Тарасевич Д.Д.	111
Научные руководители – к.э.н., доц. Зайцева Н.В., м.т.н., асс. Попкова Н.А.	111
<b>АНАЛИЗ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 35-750 КВ</b>	114
Базан Т.В., Галабурда Я.В., Иселёнок Е.Б.	114
Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.	114
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ ТОНКОРАСПЫЛЕННОЙ ВОДОЙ</b>	117
Мензелев А. С.	117
Научный руководитель – к. т. н., доц. Калентионок Е. В.	117
<b>УТРОЙСТВО ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА И ОТОПЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ</b>	122
Разумович И.Д.	122
Научный руководитель – к.т.н., доц. Калентионок Е.В.	122
<b>РЕКЛОУЗЕР - АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ</b>	123
Адамович Р. А.	123
Научный руководитель – к.т.н., доц. Калентионок Е. В.	123

<b>ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОГО АВТОТРАНСПОРТА В БЕЛАРУСИ</b>	125
Мангул Д.И.	125
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С.Г.	125
<b>РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ПОМОЩЬЮ УСТРОЙСТВА РПН ТРАНСФОРМАТОРА</b>	131
Ратомский Е.И., Сивцов Н.А.	131
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С.Г.	131
<b>ПРИМЕНЕНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОМ СЕКТОРЕ</b>	138
Хитров И. С.	138
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С. Г.	138
<b>ЖЁСТКИЕ ШИНЫ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ. КРИТЕРИИ ВЫБОРА ЖЁСТКИХ ШИН</b>	140
Лугачёв В. М.	140
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С. Г.	140
<b>ОПТИЧЕСКИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА</b>	144
Барановский П. Г.	144
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С.Г.	144
<b>МЕТОДЫ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ</b>	147
Козин Г.Д.	147
Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С.Г.	147

УДК 621.311

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЭС-120

Бруцкий-Стемпковский Н.А., Острейко А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.

Потребители собственных нужд (с.н.) тепловой электрической станции (ТЭС), не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения. На станции установлены два генератора мощностью 63 МВт. Схема построения – блочная. Потребители на генераторном напряжении получают питание через реакторные отпайки и на надежность схемы питания собственных нужд не влияют. Потребители с. н. получают питание от трансформаторов собственных нужд (ТСН), также присоединенных отпайкой к энергоблокам генератор – трансформатор. В качестве резервного источника питания для секций с. н. установлен резервный трансформатор собственных нужд (РТСН). Схема электроснабжения изображена на рисунке 1.

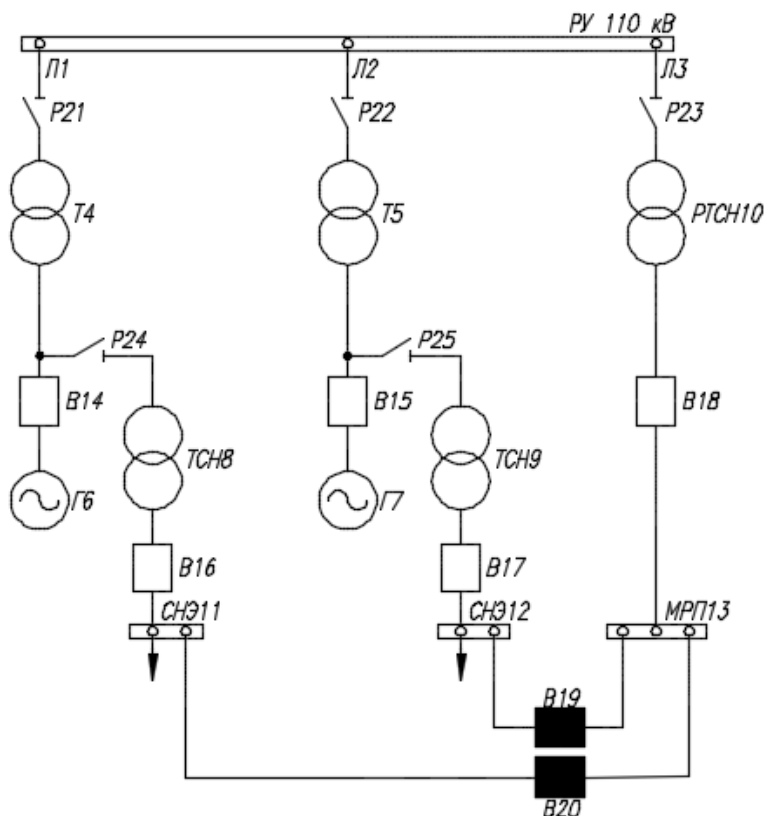


Рисунок 1 – Схема электроснабжения потребителей с.н. ТЭС-120

Список условных сокращений на схеме:

Л – линия; Г – генератор; Т – блочный трансформатор, СНЭ – секция нормальной эксплуатации; В – выключатель; Р – разъединитель; МРП – магистраль резервного питания; РУ – распределительное устройство.

Число секций 6 кВ нормальной эксплуатации – две (СНЭ11, СНЭ12). К ним присоединяются электродвигатели, конденсатные и циркуляционные

насосы турбин, дренажные насосы, насосы технической воды неответственных потребителей, а также трансформаторы 6/0,4 кВ.

Каждая рабочая секция имеет ввод от резервной магистрали 6 кВ (МРП13). Резервный трансформатор собственных нужд (РТСН10) присоединяется к сборным шинам 110 кВ.

Проведем анализ структурной надежности систем электроснабжения потребителей СН, включающих в себя источники рабочего и резервного электроснабжения, передающие элементы, коммутационные аппараты и отдельных потребителей. Схема имеет радиальную структуру построения, при которой в любом установившемся режиме ее функционирования передача мощности к любому потребителю осуществляется лишь по единственно возможной цепи. При помощи программы REISS вычислим частоты и длительности перерывов электроснабжения одновременно произвольного количества потребителей, а также коэффициента неготовности данных потребителей в отношении такого события.

Значения  $\lambda$  и  $T$  в общем виде определяются по выражениям:

$$\lambda = \sum_{k=1} \lambda(k); \quad (1)$$

$$T = \frac{1}{\lambda} \sum_{k=1} T(k) \cdot \lambda(k); \quad (2)$$

где  $\lambda(k)$ ,  $T(k)$  – частота и длительность смоделированных аварий  $k$ -го вида, приводящих к расчетному погашению.

$$\lambda(k) = q(k, j) \cdot \lambda(k, m) \cdot \prod_s Q(k, s); \quad (3)$$

$$T(k) = q(k, j) \cdot \lambda(k, m) \cdot \min \left\{ \frac{t(k, j)}{2}; t(k, j); t_{\text{оп}} \right\} \cdot \prod_s Q(k, s); \quad (4)$$

где  $q(k, j)$  – относительная длительность ремонтного простоя  $j$ -го элемента, о.е.;

$\lambda(k, m)$  – частота повреждения  $m$ -го элемента схемы, 1/год;

$t_{\text{оп}}$  – время оперативных переключений, ч;

$Q(k, s)$  – вероятность отказа в срабатывании  $s$ -го устройства релейной защиты, коммутационных аппаратов или автоматического ввода резерва;

$t(k, m)$ ,  $t(k, j)$  – длительность послеаварийного восстановления  $m$ -го и  $j$ -го элементов схемы, ч.

Коэффициент неготовности  $k_n$  потребителей вычислим по формуле:

$$k_n = \frac{T \cdot \lambda}{8760}; \quad (5)$$

Для расчета с использованием программы REISS необходимо пронумеровать все элементы схемы в строго определенном заранее порядке. Составляем матрицу связности: каждому коммутационному аппарату задается номер подходящих к нему узлов (таблица 1).



Таблица 1 – Матрица связности

Номер КА	14	15	16	17	18	19
1-й узел	4	5	8	9	10	13
2-й узел	6	7	11	12	13	12
Номер КА	20	21	22	23	24	25
1-й узел	13	1	2	3	4	5
2-й узел	11	4	5	10	8	9

Общие сведения для расчетной схемы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Общие сведения о расчетной схеме

Число источников рабочего питания	2
Число источников резервного питания	1
Число нормально включенных автоматических КА	5
Число КА автоматических вводов резервного питания	2
Число КА неавтоматических вводов резервного питания	0
Число нормально включенных неавтоматических КА	6
Номер последнего пронумерованного элемента	25
Время отключения поврежденного элемента от схемы, ч	1
Время оперативных переключений, ч	0,5
Вероятность отказа АВР	0,01

Данные, определяющие вероятность отказа простейших элементов схемы приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Показатели надежности элементов схемы

Элементы схемы	$\lambda$ , 1/год	$t$ , ч	Частота плановых ремонтов, 1/год	Длит. планов. ремонта, ч	Вероятность отказа		
					при откл. КЗ, о.е.	при опер. перекл., о.е.	в сраб. РЗ, о.е.
Генераторы	0,87	58	1	600	-	-	0,0001
ЛЭП 110 кВ	0,001	10,3	0,4	13	-	-	0,0001
Тр-ры	0,04	45	0,4	9,5	-	-	0,0001
ТСН	0,014	76	1	30	-	-	0,0001
Сборные шины	0,05	3	0,5	12	-	-	0,0001
Выключатели 110 кВ	0,005	25	0,2	25	0,002	0,002	0,0001
Генераторные выключатели	0,009	10	0,5	10	0,002	0,002	0,0001
Разъединители	0,005	5	0,2	5	-	-	0,0001

Результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета схемы собственных нужд ТЭС-120

Погашение секций	Суммарная частота события $\lambda_{\text{сумм}}$ , 1/год	Средняя продолжительность отключения, $T$ , ч	Коэффициент неготовности, о.е.
Одна секция шин (СНЭ11)	0,154	1,923	$0,54 \cdot 10^{-4}$
Две секции шин (СНЭ11, СНЭ12)	$0,789 \cdot 10^{-3}$	0,681	$0,714 \cdot 10^{-7}$

Проанализировав результаты видим, что погашение одной секции шин происходит в среднем раз в 6,5 лет, что является довольно маловероятным событием. Вероятность погашения двух секций шин ничтожно мала, это событие происходит в среднем раз в 1270 лет. Отсюда следует, что оно может не приниматься во внимание.

#### Литература

1. Гук, Ю. Б. Устройство, проектирование и эксплуатация схем электроснабжения собственных нужд АЭС / Ю. Б. Гук, В. М. Кобжув, А. К. Черновец. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 296 с.
2. Электрическая часть электростанций: учеб. для вузов / под ред. С. В. Усова. – 2-е изд. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1987. – 616 с.
3. Черновец, А. К. Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах / А. К. Черновец. – СПб.: Санкт-Петербург. гос. ун-т, 1992. – 89 с.
4. Электротехнический справочник: в 4 т. / под общ. ред. В. Г. Герасимова [и др.]. – 9-е изд. – М.: МЭИ, 2003. – Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 2004. – 964 с.
5. Короткевич М. А. Анализ структурной надежности схем выдачи мощности от атомных электростанций / М. А. Короткевич // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 64: Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – С. 67–71.

УДК 621.314.222.6

## ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Гоманова В. А., Богурина Е. А.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А. Л.

Силовые трансформаторы являются основными технологическими элементами подстанций и играют важную роль в процессе передачи и преобразования электрической энергии, а также целостности электроэнергетической системы в целом. Однако все трансформаторы имеют свой эксплуатационный ресурс и в случае его превышения, особенно под воздействием неблагоприятных условий, трансформаторному оборудованию могут быть нанесены тяжелые повреждения, что может повлечь частичное или полное нарушение электроснабжения потребителей.

Для поддержания требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов необходимо своевременное проведение капитальных ремонтов по результатам диагностического контроля. При этом, необоснованное решение о проведении капитального ремонта или отказе от его проведения приводит к неоправданным финансовым затратам в первом случае, или к снижению надежности, срока службы и даже отказам, а в итоге - к значительным материальным потерям.

Продлить срок эксплуатации трансформаторов возможно при наличии достоверной информации о техническом состоянии силового трансформатора. Анализ должен решать несколько важных задач, таких как:

- 1) выявление наиболее вероятных мест повреждения трансформатора на примере других трансформаторов аналогичного типа;
- 2) оценка состояния твердой изоляции (увлажнение, загрязнение, деструкция);
- 3) оценка состояния магнитной системы (прессовка, потери холостого хода, изоляция элементов от бака и т.п.);
- 4) оценка механического состояния обмоток (прессовка, деформации);
- 5) оценка качества трансформаторного масла;
- 6) оценка систем охлаждения, очистки и защиты масла;
- 7) оценка состояния вводов;
- 8) оценка состояния регуляторов напряжения (РПН, ПБВ).

Надежность работы трансформаторного оборудования непосредственно связана с его сроком службы. От продолжительности эксплуатации трансформатора зависят допустимые значения воздействующих режимных факторов и их количество.

Повышение надежности и экономичности эксплуатируемого оборудования необходимо не только из-за растущей мощности энергопотребления, но и на случай спада темпов ввода в эксплуатацию нового электрооборудования.

Важность решения задачи повышения эксплуатационных ресурсов силовых трансформаторов (далее СТ) определяется в последнее время значительным ростом количества морально и физически устаревшего

оборудования. Старение и износ трансформаторного электрооборудования ЭС и систем ЭСН вызваны сокращением объёмов финансирования текущих и капитальных ремонтов.

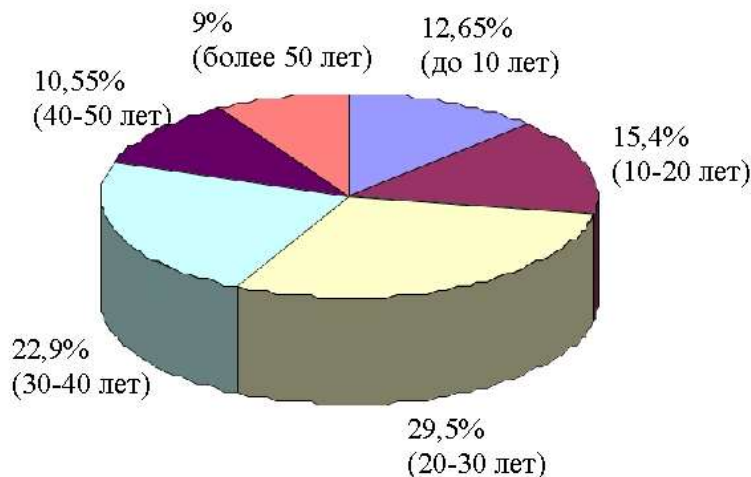


Рисунок 1. Среднее распределение по срокам службы силовых трансформаторов

Основными причинами старения трансформаторов являются: перенапряжения, воздействия токов КЗ, тепловая нагрузка, увлажнение, старение изоляции и масла, несовершенство адсорбционных фильтров, недостаточное охлаждение, ненадежность контактных токоведущих соединений и др.

На рисунках 3 и 4 представлены гистограмма, аппроксимирующая плотность вероятности (3), эмпирическая и теоретическая функция распределения отказов почти четырёхсот силовых трансформаторов мощностью до 1000кВА:

$$\begin{aligned}
 f_I(t) &= 0,069 \cdot t^{-0,002} \cdot e^{-0,1598 \cdot t^{0,998}}, & 0 \leq t \leq 12 \text{ лет} \\
 f_{II}(t) &= 0,0099, & 12 \leq t \leq 23 \text{ лет} \\
 f_{III}(t) &= 0,165 \cdot 10^{-9} \cdot t^{5,5485} \cdot e^{-0,025 \cdot 10^{-9} \cdot t^{6,5485}}, & 23 \leq t \leq 40 \text{ лет}
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Получено, что для трёх интервалов ресурсов (I – приработочный, II – нормальной эксплуатации, III – деградационный) наработка на отказ СТ описывается распределением Вейбулла с параметрами  $\alpha_1 = 0,1598$  и  $\delta_1 = 0,998$  на интервале 0...12 лет, на интервале 23...40 лет – также распределением Вейбулла, с параметрами  $\alpha_3 = 0,025 \cdot 10^{-9}$  и  $\delta_3 = 6,5485$ , а на промежуточном интервале 12...23 – равномерным законом распределения с коэффициентом  $a = 0,0099$ .

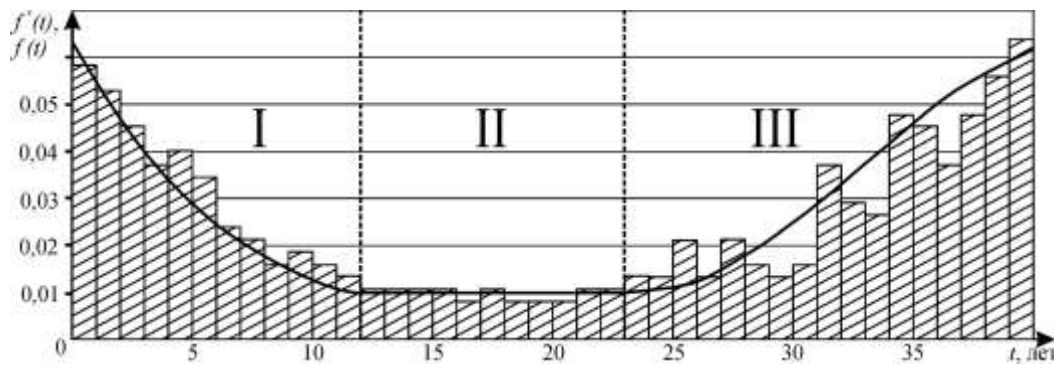


Рисунок 2. Гистограмма и плотность вероятности распределения на отказ СТ до 1000 МВА

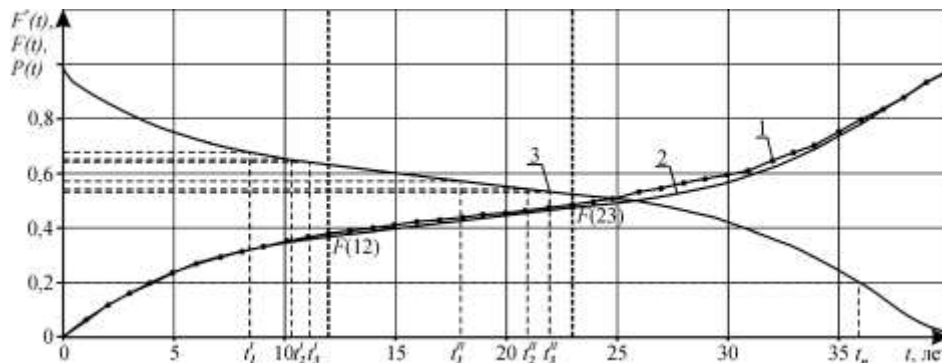


Рисунок 3. Вероятностная функция распределения на отказ СТ до 1000 кВ·А (1 – эмпирическая кривая распределения вероятности отказов; 2 – теоретическая кривая распределения отказов; 3 - теоретическая кривая распределения вероятности безотказной работы СТ)

Среднее время безотказной работы СТ определено как математическое ожидание:

$$T = \int_{T=0}^{T_1=12} t \cdot 0,0692 \cdot t^{-0,002} \cdot e^{-(0,1598 \cdot t^{0,998})} dt + \int_{T_1=12}^{T_2=23} t \cdot 0,0099 dt + \int_{T_2=23}^{T_3=40} t \cdot 0,165 \cdot 10^{-9} \cdot t^{5,5485} \cdot e^{-(0,025 \cdot 10^{-9} \cdot t^{6,5485})} dt = 21,34 \text{ года.}$$

Найдем вероятность безотказной работы:

$$P_I(t) = 1 - \left( \frac{n_I}{N} - \int 0,0692 \cdot t^{-0,002} \cdot e^{-(0,1598 \cdot t^{0,998})} dt \right);$$

$$P_I(t) = 1 - F(12) + E_x;$$

$$P_{II}(t) = 1 - \left( \frac{n_{II}}{N} - \int 0,0099 dt \right);$$

$$P_{II}(t) = 1 - F(23) + E_x;$$

$$P_{III}(t) = 1 - \left( \frac{n_{III}}{N} - \int 0,165 \cdot 10^{-9} \cdot t^{5,5485} \cdot e^{-(0,025 \cdot 10^{-9} \cdot t^{6,5485})} dt \right);$$

$$P_{III}(t) = E_x;$$

где  $P(t) = 1 - F(t)$  – вероятность безотказной работы,  
 $n_i$  – количество отказов на каждом из 3-х интервалов,  
 $N$  – общее число отказов.

Таблица 1. - Предельно допустимые нормы эксплуатационного ресурса СТ.

Интервал	I			II			III
	$E_x$	0,05	0,02	0,01	0,05	0,02	0,01
$t$ , лет	8,44	10,38	11,19	17,90	20,93	21,94	35,98

При анализе вероятностной характеристики интенсивности отказов СТ до 1000 кВ·А можно дать рекомендацию об ограничении эксплуатации СТ сроком, когда на интервале деградации интенсивность отказов не будет превышать интенсивность отказов периода приработки. Тогда максимальный срок эксплуатации СТ будет ограничен 30,97 годами с целью повышения надёжности работы и обновления эксплуатируемого парка трансформаторов.

Для поддержания силовых трансформаторов в работоспособном состоянии, предупреждения отказов и преждевременного износа требуется выполнение профилактических мероприятий по техническому обслуживанию, диагностированию, ремонту и по управлению режимами СТ.

#### Литература

1. Кузнецов Н.Л. Сборник задач по надёжности электрических машин: Учеб. пособие. – М.: Изд. Дом МЭИ, 2008. – 408 с
2. Кузнецов Н.Л. Надёжность электрических машин: Учеб. пособие для вузов/ Н.Л. Кузнецов. – М.: Изд. Дом МЭИ, 2006. – 408 с
3. Вентцель Е.С. Теория вероятностей : Учеб. для вузов. – 6-е изд. – М.: Высш. шк.1999. – 579 с.

УДК 621.315.1

## ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С УЧЕТОМ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Григорчук А.А.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.

Так как воздушные линии сооружаются в открытой местности, то они подвергаются разнообразным атмосферным воздействиям, которые оказывают влияние на надежность работу линии.



Рисунок 1. Распределение отказов основных элементов ВЛ 35-500 кВ по причинам в процентах к общему числу отказов

Традиционно интенсивность отказов рассматривается константа для каждого компонента сети. На практике оказывается, что эксплуатационные нагрузки, условия окружающей среды и срок службы оказывают индивидуальное влияние на частоту отключений каждого компонента сети. Например, частота отключений воздушной линии существенно зависит от проложенного маршрута, так как вероятность выхода из строя линии в лесной зоне значительно выше, чем в поле.

Показатели надежности воздушных линий зависят от большого числа влияющих внешних, зачастую независимых, факторов. Дифференциация влияющих факторов позволит более точно и с меньшим количеством статистических данных определять показатели надежности. Весь случайный процесс можно представить, как сумму случайных процессов.

Для повышения точности оценки показателей надежности при ограниченном количестве выборок необходимо общее количество выборок разбивать на группы с большей однородностью. На основе этого положения предложена методика определения надежности воздушных линий, учитывающая дифференциацию влияния различных факторов и позволяющая при ограниченном объеме информации об авариях повысить ее однородность и уменьшить дисперсию результатов обработки информации.



Предлагается дифференциация линии по времени и пространству. Линия разбивается на зоны по гололедным, гололедно-ветровым и ветровым нагрузкам. Каждой зоне присваивается свой коэффициент парциальности.

Также учитывается время года, когда произошла авария. В модели корректируются коэффициенты в зависимости от времени года и тех нагрузок, которые испытывает линия.

Параметр потока отказов определяют индивидуально для каждого компонента с учетом парциальных весовых коэффициентов отключений.

$$\omega = k_{11} \cdot k_{n1} \cdot \omega_1 + k_{12} \cdot k_{n2} \cdot \omega_2 + k_{1n} \cdot k_{nn} \cdot \omega_n, \quad (1)$$

где  $\omega_1, \omega_2, \omega_n$  - парциальные коэффициенты отключений компонентов, [1/год];

$k_{1i}, k_{2i}, k_{ni}$  - веса  $i$ -тых парциальных коэффициентов отключений;

$\omega$  - общий параметр потока отказов моделируемого компонента, [1/год].

Парциальные коэффициенты вычисляются в зависимости от длины участка линии электропередачи, от параметров потока отказа на этом участке и от срока эксплуатации линии.

Таким образом, оценка надежности является довольно сложной задачей, так как необходимо учитывать множество факторов. Расчеты показателей надежности должны выполняться на основе статистических данных. Для более точного расчета при малом числе исходных данных целесообразно дифференцирование внешних факторов, влияющих на надежность. Основными видами документации при сборе первичной информации об отказах элементов системы являются журналы, формуляры, карточки.

На основе анализа существующих проблем оценки надежности выявлено, что при разработке методик необходима дифференциация факторов, влияющих на показатели надежности (техническое состояние линии, климатическое и географическое расположение, время года).

#### Литература

1. Вентцель Е.С. Теория вероятностей – 10-е изд., стер. – М.: Академия, 2005. – 576 с.
2. Доронина, О.И. Разработка методики оценки надежности в интеллектуальных электроэнергетических системах / О.И. Доронина // Современные проблемы науки и образования -2012. -№ 6
3. Шилин А.Н., Доронина О.И. Расчёт надёжности воздушных линий электропередачи с учётом влияния погодных условий //Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2014. – № 4. – С. 18–22.



УДК 621.315.1

## РАСЧЕТ КОМПАКТНОЙ ЛИНИИ ПЕРЕДАЧ «ПСКОВСКАЯ ГРЭС – НОВОСОКОЛЬНИКИ» В ПРОГРАММЕ PARM

Драневский Д.В.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.

Под компактными линиями электропередач понимают воздушные линии (ВЛ), в которых провода фаз сближены до минимально допустимых расстояний с учетом технических ограничений. Компактные ВЛ имеют уменьшенную конструкцию, по сравнению с традиционными, обладают меньше индуктивностью и большей емкостью и, как следствие, сниженным волновым сопротивлением и повышенной натуральной мощностью [3, с. 10]. Такие линии характеризуются следующими особенностями:

1. Расстояние между проводами разных фаз уменьшаются по сравнению с традиционными линиями (реализуется эффект того, что угол между векторами напряжений  $\Theta_{ij} = 120^\circ > 90^\circ$  [1, с. 262]);
2. Число проводов в расщепленной фазе принимается увеличенным и расстояния между проводами одной и той же фазы также увеличиваются по сравнению с традиционными линиями (реализуется эффект от увеличения числа проводов  $n$  и от того, что угол между векторами напряжений, приложенных к проводам одной и той же фазы,  $\Theta_{ij} = 0 < 90^\circ$ ) [1, с. 262];

К техническим ограничениям компактных ВЛ относят:

1. Сближение проводов в пролете при возможных перемещениях, связанных с «пляской», сбрасыванием гололеда и несинхронным раскачиванием;
2. Расстояния от проводов до заземленных частей опор;
3. Междофазные расстояния с учетом возможных перенапряжений и условий коронного разряда.

Компактную ВЛ можно создать за счет сближения проводов фаз в пролете с помощью стяжек из электроизоляционных материалов (например, стержневых полимерных изоляторов), устанавливаемых в пролетах. При этом расстояния между фазами на опорах не изменяются.

Различные варианты конфигурации фаз компактных линий можно получить, расщепляя фазы и располагая их в пространстве различными способами. Для того чтобы в них выровнять напряженность электрического поля по проводам, расстояние между проводами следует принимать неодинаковыми: в средней части фазы оно должно быть больше, чем в крайних частях. Для дальнейшего выравнивания напряженности крайние провода должны быть смещены так, чтобы расстояние между проводами различных фаз были больше, чем между проводами, находящимися в середине фаз. При таком подходе для ВЛ 330 кВ и выше плоские и параболические фазы превращаются в эллиптические [1, с. 262];.

С эллиптическими фазами, расщепленными на 4 провода выполнена ВЛ 330 кВ «Псковская ГРЭС – Новосокольники». В ней расположение проводов на

опоре принято горизонтальное с расстояниями между фазами 5.5 м, а между крайними фазами и стойками опор – 4 м [2, с. 75]. Расположение проводов компактной линии 330 кВ «Псковская ГРЭС – Новосокольники» приведено на рисунке 1.

Произведем расчет линии Псковская ГРЭС – Новосокольники в программе PARM. Исходные данные для расчета представлены ниже:

- номинальное напряжение  $U=330$  кВ;
- расстояние между проводами фаз  $D=5,5$  м;
- радиус провода  $r=0,94$  см;
- количество проводов в фазе  $n=4$ ;
- допустимый ток в линии  $I=510$  А;
- удельное реактивное сопротивление  $X_0=0,335$  Ом/км.

Геометрические координаты расположения проводов на опоре возьмем из рисунка 1.

В результате расчета были получены следующие данные, приведенные в таблице 1.

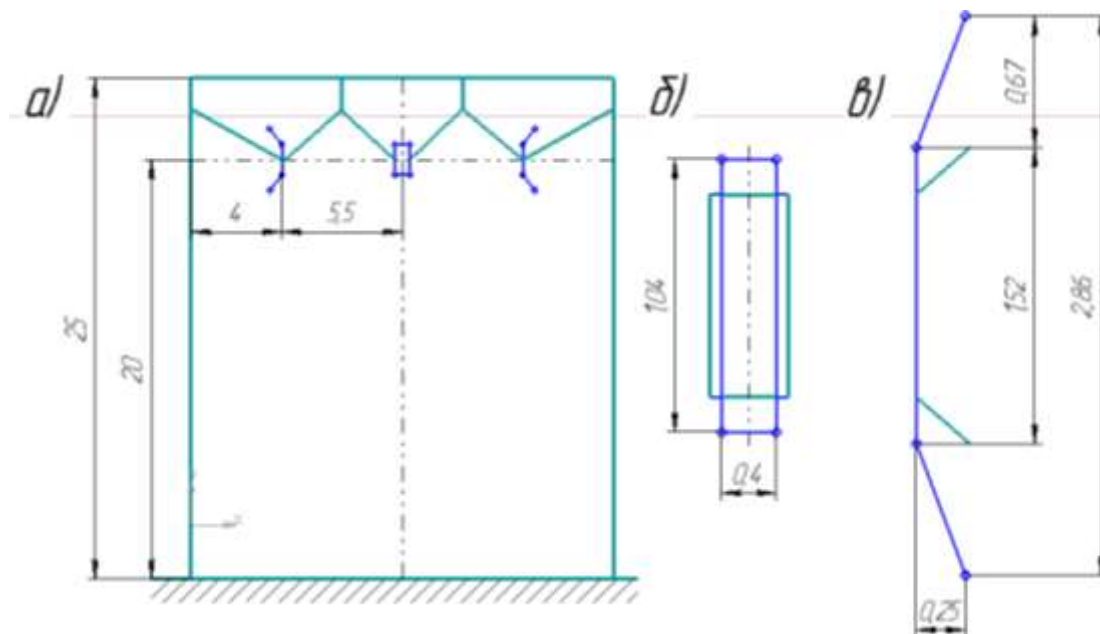


Рисунок 1. – Оптимальное расположение проводов компактной линии 330 кВ «Псковская ГРЭС – Новосокольники»: а) схема подвески проводов; б) средняя фаза; в) крайняя фаза

Таблица 1 – Параметры фаз ВЛ «Псковская ГРЭС – Новосокольники»

Фаза	Z, Ом / км	Y, См · 10 <sup>-6</sup> / км	ΔP, кВт / км	Q <sub>3</sub> , квар / км	Z <sub>B</sub> , Ом	P <sub>НАТ</sub> , МВт
А	0.2006	6.2028	1.18	225.17	179.82	201.87
В	0.1932	5.8560	0.82	210.68	181.66	199.84
С	0.1974	5.8501	0.82	210.68	183.70	197.61
ВЛ	0.1934	5.9367	2.82	646.53	180.50	603.32

Напряженность электрического поля в поперечном сечении линии на высоте 1.8 м над уровнем земли составило  $E_{MAX} = 2,015$  кВ/м.

Напряженность поля на проводах лежит в пределах  $E = 13,416 \div 13,625$  кВ/м,

**Выводы:**

- 1) Волновое сопротивление компактной линии  $Z_B = 156$  (Ом), что меньше чем для линии традиционного исполнения, где  $Z_B = 250 \div 300$  Ом в зависимости от исполнения опоры;
- 2) Передаваемая натуральная мощность  $P_{НАТ} = 600$  (МВт) выше, чем у аналогичной традиционной линии  $P_{НАТ} = 363 \div 435,6$  (МВт);
- 3) Напряженность электрического поля на высоте 1.8 м над уровнем земли лежит в допустимых пределах;
- 4) Обеспечивается равенство напряженности на проводах всех фаз, что говорит о том, что все провода расположены в фазе наилучшим образом, что обеспечивает равномерность протекания токов по фазам.

**Литература**

1. Поспелов, Г.Е, Передача энергии и электроэнергетики: Учебное пособие для студентов энергетических специальностей вузов / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2003. – 544 с.
2. Александров, Г.Н, Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды / Г.Н. Александров. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1989. – 360 с.
3. Федин, В.Т, Электропередачи переменного тока повышенной мощности / В.Т. Федин, Ю.Д. Головач, Г.И. Селиверстов, М.С. Чернецкий – Минск: Наука и техника, 1993. – 310 с.

УДК 621

## ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ НЕЙРОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Желукевич Д.О., Смертьева И.В.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.

Основными задачами, стоящими в настоящее время перед энергетическим сектором, являются повышение надежности и эффективности энергосистем, а также снижение потерь энергии. Одним из способов повышения надежности энергоснабжения с точки зрения бесперебойного электроснабжения, уменьшения перебоев в производстве и аварий на электрических и технологических частях является прогноз энергопотребления на основе искусственной нейронной сети (ИНС). Для этого была разработана компьютерная программа для расчета ожидаемых значений энергопотребления энергосистемы. Программный продукт обеспечивает автоматический выбор оптимального набора входных параметров нейронной сети, что позволяет повысить точность прогнозирования модели нейронной сети и энергопотребления в энергосистеме.

Метод прогнозирования нагрузки на основе ИНС является наиболее точным и перспективным. Предпочтительными являются ИНС прямого распределения. Сети этого типа состоят из нескольких слоев нейронов: входного слоя, выходного слоя и нескольких скрытых слоев. Нейроны каждого слоя не связаны между собой и взаимодействуют лишь с нейронами предыдущих слоев.

Рассмотрим принцип функционирования сети прямого распространения. Сигнал, который подается на сеть (входной), поступает на нейроны входного слоя, далее проходя все слои выделяется с выходов нейронов выходного слоя. Преобразования сигнала зависят от его начального сигнала, от преобразующей функции и величин весов связей.

Формула выходного сигнала  $y_j$  некоторого нейрона в  $j$ -м слое в сети прямого распространения:

$$y_i = f \left( \sum_{i=1}^n w_{ij} y_i + \theta_j \right), \quad (1)$$

где  $y_i$  – выходной сигнал  $i$ -го нейрона предыдущего слоя;

$w_{ij}$  – весовой коэффициент, выражающий степень влияния, оказываемого выходным сигналом  $i$ -го нейрона предыдущего слоя на  $j$ -й нейрон рассматриваемого слоя;

$\theta_j$  – смещение в  $j$ -м слое;

$n$  – количество нейронов в предыдущем слое.

На основе ИНС прямого распределения рассмотрим методику краткосрочного прогнозирования электропотребления региональной электроэнергетической системы (ЭЭС).

Создание модели ИНС требует следующих шагов: выбор оптимального набора входных переменных; выбор архитектуры и обучение ИНС; тестирование полученной модели.

Первый этап - выбор переменных, которые описывают изучаемый процесс. В настоящее время известно, что сложно определить оптимальный набор входных параметров для начального обучения нейронной сети. Входные переменные выбираются на основе экспертной оценки, основанной на опыте эксплуатации этой энергетической системы. В то же время уровень качества прогнозирующей модели напрямую зависит от выбора и определения зависимости между входными переменными.

Следовательно, перед началом обучения ИНС необходимо выбрать оптимальный набор входных данных, чтобы значительно сократить время обучения и диагностику модели, а также повысить надежность прогнозирования обученной модели.

Цель автоматизации выбора – обеспечение способности модели автоматически учитывать необходимые входные параметры, содержащие наиболее значимую информацию о выходном сигнале, до начала обучения. Автоматический выбор оптимального набора входных переменных выполняется в модели ИНС в соответствии со следующими основными критериями.

Модель должна учитывать:

- статистика потребления электроэнергии – актуальные данные о потреблении энергии, которые имеют наиболее сильную корреляцию с выходным значением, т.е. оказывают сильнейшее влияние на суточный график потребления электроэнергии в регионе;

- набор входных данных должен содержать необходимый минимальный объем ретроспективной информации, которая обеспечивает требуемый уровень точности прогноза;

- влияние температуры наружного воздуха;

- влияние сезонности;

- тип дня.

Для краткосрочных прогнозов потребления энергии оптимальный набор входных переменных ИНС состоит из 5 отдельных значений фактического потребления ЭЭС и уравнения зависимости электропотребления от температуры наружного воздуха.

Для примера рассмотрим ЭЭС с заданными параметрами.

Зависимость электропотребления от температуры представлена в виде графика:

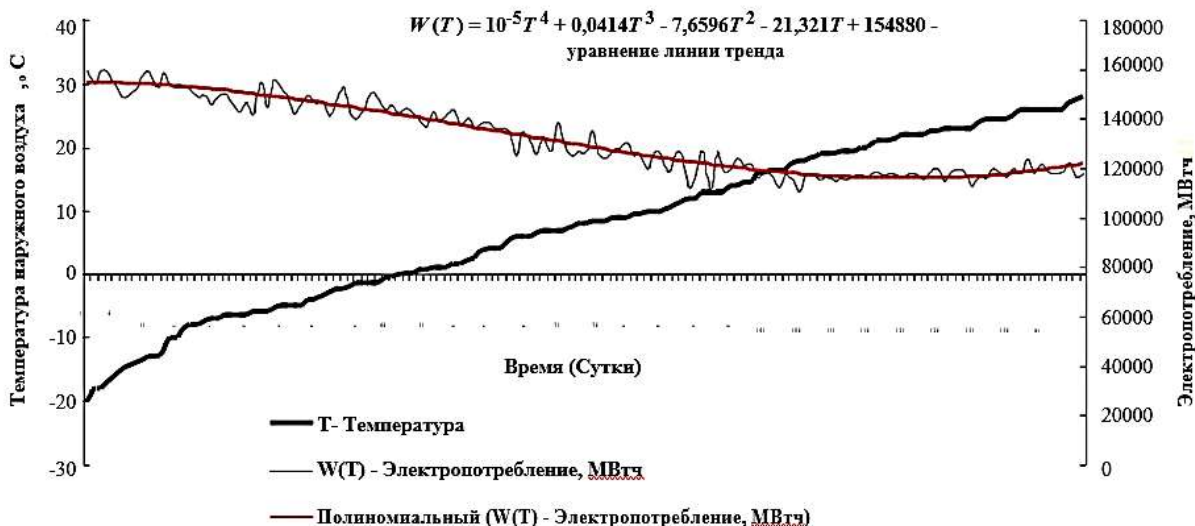


Рисунок 1. График зависимости электропотребления от температуры воздуха в ЭЭС

Уравнение аппроксимирующей кривой на входе нейронной сети обеспечивает учет влияния температуры воздуха в прогнозной модели. При нормировании этого уравнения в скрытой слой нейронов для нелинейной обработки подается диапазон значений потребления электроэнергии в зависимости от конкретных значений температуры для каждого из сезонов года данного региона с соответствующим весовым коэффициентом. Это позволяет вместе с влиянием температуры одновременно учитывать влияние сезонности на более точном уровне.

На втором этапе строится архитектура и выполняется обучение ИНС. На рисунке 2 представлена нейросетевая структура для краткосрочного прогнозирования потребления в энергосистеме.

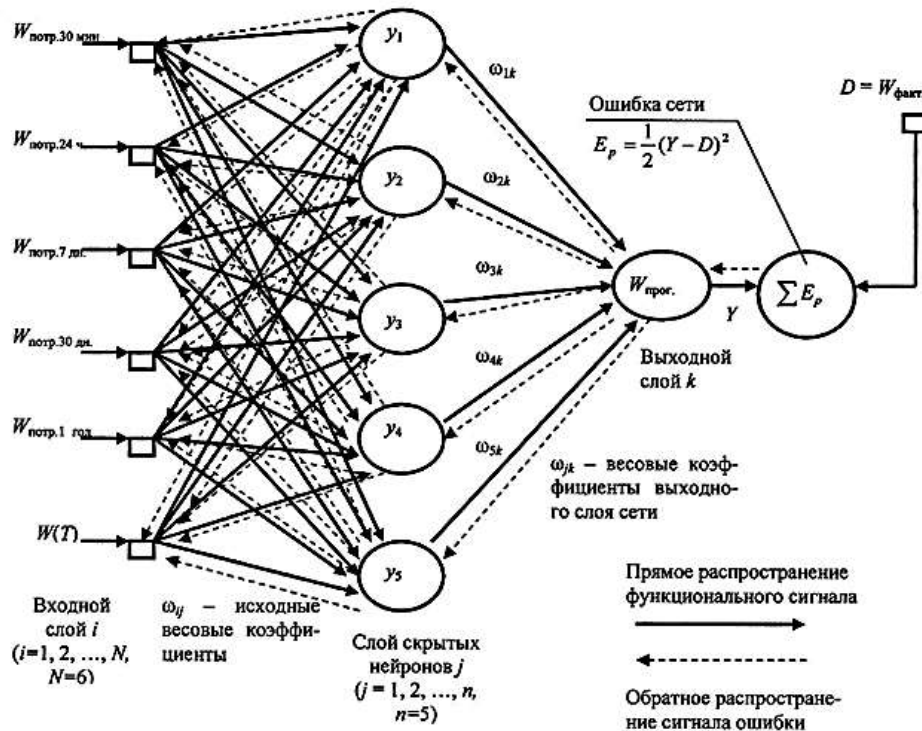


Рисунок 2. Нейросетевая структура для краткосрочного прогнозирования электропотребления в ЭЭС



В данном случае архитектура ИНС состоит из 3 слоев. На входе – 6 нейронов, на выходе – 1 нейрон, представляющий собой искомое прогнозное значение потребления электроэнергии.

На третьем этапе выполняется тестирование построенной модели. Проводится диагностика модели, т.е. оценка способности ИНС к обобщению накопленных знаний. В качестве критерия этой оценки может быть принята относительная погрешность прогноза электропотребления.

**Вывод:** метод на основе ИНС с автоматизированным выбором оптимального набора входных переменных позволяет повысить достоверность и качество прогноза электропотребления. Следовательно, применение этого метода целесообразно для повышения точности планирования оптимального режима энергосистемы, энергоэффективности и энергосбережения, а также повышения надежности ЭЭС с точки зрения бесперебойного питания электроэнергией, снижения срывов производства и аварий в электрической и технологической части.

#### Литература

1. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Прогнозирование электрических нагрузок при оперативном управлении электроэнергетическими системами на основе нейросетевых структур. Екатеринбург: УрО РАН, 2008. 88 с.
2. Папков Б.В. Надежность и эффективность электроснабжения: учеб. пособие. Н. Новгород: Нижегород. гос. техн. ун-т, 1996. 210 с.

УДК 621.3

## УСТРОЙСТВО ГРОЗОЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ НА ПОДСТАНИЦИЯХ

Копылов Е.А., Забелло И.В., Качук А.В.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Петрашевич Н.С.

Любой ресурс, электроэнергия, в том числе, нуждается в транспортировке и перераспределении. В отличие от нефти или угля, электричество передается посредством линий электропередач (ЛЭП), которые в большинстве своем представляют собой воздушные линии (ВЛ). Эти каналы, по причине экономической целесообразности, предполагают транзит энергии огромной мощности.

Для приведения характеристик электроэнергии в соответствие с параметрами электросетей конечных потребителей, а также для ее распределения применяют трансформаторные подстанции. Знание вопроса молниезащиты трансформаторных подстанций поможет не только предотвратить финансовый ущерб от атмосферного электричества, но и сохранит жизнь людям.

Превышение рабочего напряжения (перенапряжение) в результате удара молнии может происходить двумя путями. Перенапряжение прямого удара (ПУМ) возникает при непосредственном попадании молнии в подстанцию. Индуцированное же происходит в результате удара в землю вблизи от объекта.

Несмотря на кратковременность воздействия (порядка 100 микросекунд), ущерб может быть весьма значительным. Кроме того, что молния обладает колоссальным напряжением, температура разряда в главном канале может достигать 30000°С. Разумеется, разрушения подстанции или ее элементов могут быть весьма значительными.

Перенапряжение на установке может быть вызвано ударом молнии в участок воздушной линии, соединенный с ней. Поэтому грозозащита линий электропередач также относится к комплексу мер по защите подстанций от молний.

В общем случае можно выделить следующие основные причины необходимости оснащения объектов молниезащитными устройствами:

- если подстанция находится в отдельном здании, предотвращается его разрушение;
- предохранение от разрушения оборудования, что значительно увеличивает срок его эксплуатации;
- обеспечение стабильного электроснабжения потребителей подстанцией.

Сюда же можно добавить снижение уровня травматичности для персонала. Это значит, что молниезащита подстанции необходима и обязательна в соответствии с действующими требованиями законодательства.

Эти правила позволяют не защищать лишь подстанции на 20 и 35 кВ, оборудованные трансформаторами мощностью менее 1,6 МВ. Также разрешено не оборудовать молниезащиту подстанций и ОРУ в климатических зонах, где количество грозных часов не превышает 20.

**Защита от ПУМ**



Здания, подстанции, в том числе, открытые распределительные устройства (ОРУ), воздушные линии и другие объекты защищают от ПУМ при помощи стержневого молниеотвода или комплексом таковых. Устройство, изобретенное в середине 18 века, актуально по сей день.

Вообще, молниеотводы бывают тросовыми и стержневыми. Первые из них используются для защиты от молнии протяженных объектов, типа шинных мостов, и применяются относительно редко. Вторые же наиболее распространены и способны обеспечить молниезащиту зданий, опор воздушных ЛЭП и других объектов.

Стержневой молниеотвод, как следует из названия, представляет собой устройство, состоящее из молниеприемника, токопровода и заземлителя. Расположенный значительно выше остальных конструкционных элементов сооружения, как минимум на 3 метра (ПУЭ), он и принимает на себя удар молнии.

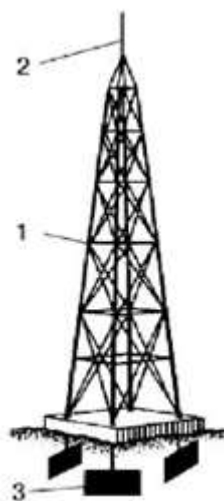


Рисунок 1. Стержневой молниеотвод (1- стальная опора; 2 – стержень; 3 – заземление)

### Требования к молниеприёмнику

Молниеприёмник изготавливается из стали. Для того чтобы выдерживать термические нагрузки при протекании тока, а также высокую температуру самой молнии, согласно ПУЭ его диаметр должен быть более 6 мм. Соединение молниеприемника с токопроводом необходимо производить путем их сваривания.

Если это невозможно, то допустимо резьбовое соединение болтом и гайкой. Диаметр шайб в этом случае должен быть увеличен. Во избежание падения и нанесения по этой причине ущерба, устройство должно быть прочно закреплено на опоре или другой несущей конструкции.

Молниеприемники обычно закрепляют на уже имеющихся металлических конструкциях. Это могут быть прожекторные мачты, крыши высотных зданий, высокие точки на входе в подстанцию.

Молниеприемники обычно закрепляют на уже имеющихся металлических конструкциях. Это могут быть прожекторные мачты, крыши высотных зданий, высокие точки на входе в подстанцию.



Рисунок 2. Установка молниеприёмников на крыше высотного здания

### Заземлитель

Токоотвод соединяется он с заземлителем – одной из наиважнейших частей молниезащиты. В качестве заземлителя в целях экономии используется одно заземляющее устройство ЗУ, которое отвечает наиболее жестким требованиям следующих видов заземления:

- заземление молниезащиты;
- рабочее заземление (трансформаторы, генераторы и прочее оборудование);
- защитное заземление, обеспечивающее безопасность людей.

Заземляющее устройство молниезащиты на подстанциях выполняют горизонтально размещенными в грунте полосами, которые соединяются с вертикальными электродами, идущими к токоотводу. Все металлические части подстанции, включая корпуса баков, выключателей и прочего, должны иметь контакт с заземлением. Только в этом случае гарантирована надежная молниезащита.



Рисунок 3. Соединение токоотвода с заземлителем

Сети с напряжением от 110 кВт делают с глухозаземленной нейтралью, а подстанции на 35 кВ и ниже заземляют через дугогасящий реактор.

Все компоненты молниеотвода должны иметь антикоррозийное покрытие, в качестве которого обычно применяется оцинковка. Количество устройств на одном сооружении, а также их эффективность и зоны защиты определяются

при соответствующих расчетах. Таким образом, обеспечивается защита подстанций от прямых ударов молнии при помощи стержневых молниеотводов.

### **Защита от индуцированных волн**

Молниезащита подстанции при непрямом попадании молнии обеспечивается специальными аппаратами, которые обеспечивают защиту от импульсного перенапряжения.

Учитывая то, что заранее неизвестно, куда попадет молния, все входы и выходы подстанции оснащаются либо разрядниками, либо более совершенными ограничителями перенапряжения (ОПН).

Принцип действия искрового разрядника основан на образовании дуги между двумя стержневыми электродами, один из которых заземлен, а второй соединен с фазным проводом.

Они разделены защитным промежутком. При пробое последнего (появлении искры) вся электроустановка отключается, обеспечивая ее молниезащиту.

Более эффективным считается трубчатый разрядник, состоящий из газогенерирующей трубки, кольцевого и стержневого электродов и двух искровых зазоров, внутреннего и внешнего.

Последние в случае возникновения перенапряжения пробиваются и образуется дуга, высокая температура которой запускает газогенератор. Под давлением газ перемещается к открытому концу трубки, чего оказывается достаточно для задувания дуги.



Рисунок 4. Разрядники на ВЛ 10 кВ

### **Разрядник вентильного типа**

Еще более продвинутым устройством молниезащиты от индуцированных волн является разрядник вентильного типа. Кроме промежутков для искрообразования, в его состав входит герметичная фарфоровая покрывка и резисторы с нелинейной вольт-амперной характеристикой (ВАХ).

Стоит отметить, что согласно ПУЭ имеются ограничения на максимальное расстояние от разрядника до трансформаторов подстанции, колеблющееся от 60 до 90 м, в зависимости от типа опор ВЛ.

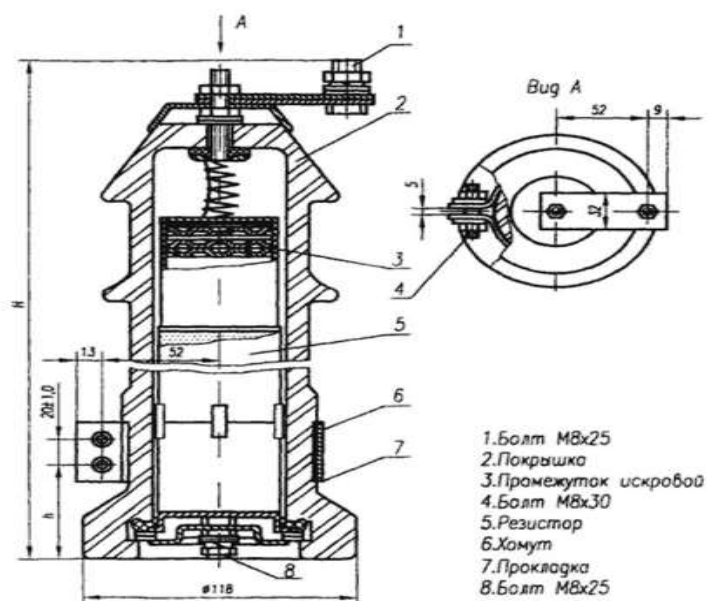


Рисунок 5. Устройство разрядника вентильного типа

Разрядники для обеспечения молниезащиты подстанций применяют все реже. Более совершенные устройства постепенно занимают их нишу. Основными их преимуществами является отсутствие искровых промежутков, малые размеры, глубокое ограничение перенапряжений.

Принцип действия ОПН предельно прост. Варистор (нелинейный резистор) ведет себя как сопротивление до достижения порогового напряжения. Превышение этой величины приводит к тому, что прибор поддерживает напряжение на заданном уровне за счет отведения части тока на землю.

При использовании ОПН в качестве молниезащиты, есть сложности с длительностью удержания рабочего напряжения и некоторые другие. Но при правильном подборе типа прибора нелинейная молниезащита наиболее эффективна.

### **Защита вращающихся машин от волн грозовых перенапряжений, набегающих с линии**

Вращающиеся машины мощностью более 15 000 кВА запрещается включать непосредственно на воздушные линии (без разделяющего трансформатора). Вращающиеся машины, работающие на воздушные линии через трансформаторы, как правило, специальной защиты не требуют.

Основным средством защиты вращающихся машин, работающих непосредственно на воздушные линии, являются магнитно-вентильные разрядники типа RBM. Вентильные разрядники устанавливаются возможно ближе к машине либо непосредственно на выводах машины (если число машин не превышает двух), либо каждой системе шин.

Если к станции подходит только одна воздушная линия, то разрядники можно устанавливать на вводе линии. Разрядники можно не устанавливать, если от станции отходит восемь или более кабельных линий длиной не менее 2 км каждая.

Для ограничения крутизны напряжения на шинах станции и защиты витковой изоляции устанавливается защитная емкость (обычно в одной ячейке с разрядником). Для одновитковых машин установка емкости не требуется. При изолированной нейтрали генератора в нейтрали устанавливается магнитно-вентильный разрядник типа РВМ параллельно с емкостью порядка 0,25-0,5 мкФ.

Схемы защиты вращающихся машин (рис 6) должны обеспечивать напряжения на главной и продольной изоляции машины, не превышающие допустимого при защитном уровне не менее 50 кА. Это требование обеспечивается, если импульсные сопротивления трубчатых разрядников, установленных на подходе к станции, не превышают указанных на схемах рис.6 величин и на шинах установлена емкость 0,5-0,25 мкФ на фазу. Наилучшие показатели грозоупорности имеет схема с кабельной вставкой и фидерным реактором.

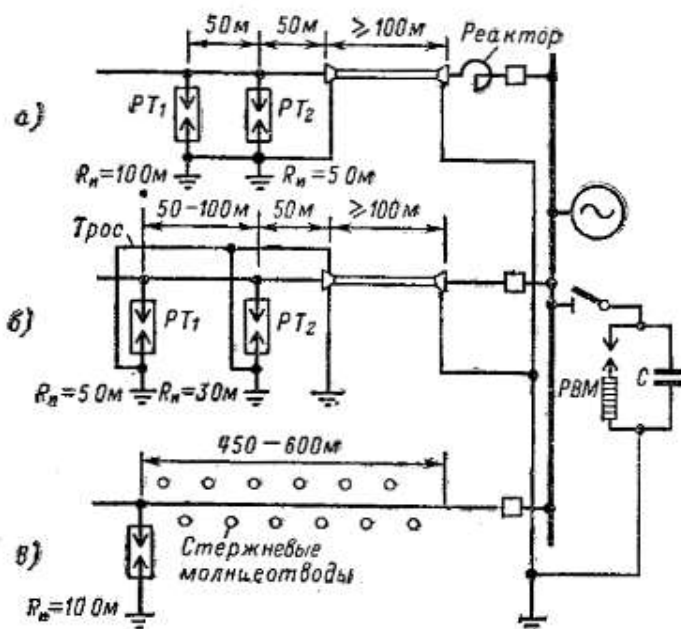


Рисунок 6. Основные схемы грозозащиты вращающихся машин

(а – схема с фидерным реактором и кабельной вставкой; б – схема с кабельной вставкой и защитой подхода тросами; в – схема с воздушным подходом, защищённым стержневыми молниеотводами)

### Литература

1. EvoSnab. Главная/ Монтажные работы// Молниезащита// Как защищают подстанции от ударов молнии [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://evosnab.ru/ustanovka/molnija/zashhita-podstancij> - Дата доступа: 16.11.2019
2. Websor. Главная/ Грозозащита станций и подстанций [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.websor.ru/grozozajita\\_stanci.html](https://www.websor.ru/grozozajita_stanci.html) - Дата доступа: 27.11.2019



УДК 621.3.04

## КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Копылов Е.А., Забелло И.В., Качук А.В.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.

В настоящее время на рынке СНГ (в частности на рынке РБ) кабельно-проводниковой продукции наблюдается стабильное увеличение производства-потребления кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Белорусское и российское обозначение этих кабелей СПЭ, английское — XLPE, немецкое — VPE, шведское — PEХ.

### Преимущества кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Отметим основные преимущества кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабелей) перед кабелями с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ-кабелями):

- в зависимости от условий прокладки пропускная способность СПЭ-кабелей в 1,2—1,3 раза больше благодаря более высокой допустимой длительной температуре,
- термическая стойкость СПЭ-кабелей при токах короткого замыкания (КЗ) выше благодаря большей предельной температуре, удельная повреждаемость СПЭ-кабелей в 10—15 раз ниже, чем у БПИ-кабелей,
- большой срок службы СПЭ-кабеля (по данным заводов-изготовителей более 50 лет),
- более легкие условия монтажа СПЭ-кабелей (рисунок 2), обусловленные меньшими массой, диаметром, радиусом изгиба, отсутствием тяжелой свинцовой (или алюминиевой) оболочки,
- СПЭ-кабели можно прокладывать при отрицательных температурах (до -20 °С) без предварительного подогрева благодаря использованию полимерных материалов для изоляции и оболочки,
- отсутствие в конструкции СПЭ-кабелей жидких компонентов уменьшает время и снижает стоимость монтажа,
- СПЭ-кабели высоко экологичны благодаря отсутствию утечки масла и загрязнения окружающей среды при повреждении,
- гигроскопичность конструктивных элементов СПЭ-кабеля значительно меньше, чем БПИ-кабеля, высокие диэлектрические свойства изоляции,
- СПЭ-кабели не имеют ограничений по разности уровней кабельной трассы.

### Устройство кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена

Основной особенностью СПЭ-кабелей является их принципиально новая изоляция — сшитый полиэтилен (рисунок 1). Полиэтилен как изоляция известен достаточно давно. Но обычному термопластичному полиэтилену присущи серьезные недостатки, главным из которых является резкое ухудшение характеристик при температурах, близких к температуре плавления. Изоляция из термопластичного полиэтилена начинает терять форму, электрические и механические характеристики уже при температуре 85 °С.



Рисунок 1. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена

Изоляция из сшитого полиэтилена сохраняет форму, электрические и механические характеристики даже при температуре 130 °С.



Рисунок 2. Прокладка СПЭ-кабеля

Термин «сшивка» или «вулканизация» подразумевает обработку полиэтилена на молекулярном уровне. Поперечные связи, образующиеся в процессе сшивки между макромолекулами полиэтилена, создают трехмерную структуру, которая и определяет высокие электрические и механические характеристики материала, меньшую гигроскопичность, больший диапазон рабочих температур.

В мировой кабельной промышленности при производстве силовых кабелей используются две технологии сшивки, принципиальное различие которых заключается в реагенте, с помощью которого происходит процесс сшивки полиэтилена.

Наибольшее распространение получила технология пероксидной сшивки, когда сшивка полиэтилена происходит с использованием специальных химических веществ — пероксидов в среде нейтрального газа при

определенных температуре и давлении. Такая технология позволяет получить достаточную степень сшивки по всей толщине изоляции и обеспечить отсутствие воздушных включений. Помимо хороших диэлектрических свойств, это и больший, чем у других кабельных изоляционных материалов, диапазон рабочих температур, и отличные механические характеристики. Пероксидная технология применяется при производстве кабелей среднего и высокого напряжений.

Одним из главных преимуществ пероксидной сшивки является то, что она делается при помощи катализатора – перекиси дикумила. При механической обработке, например, снятии или просто распиливании изоляции у такого кабеля, сразу появляется резкий специфический запах.

Этот запах не переносят ни грызуны, ни насекомые. А значит, такой кабель из сшитого полиэтилена, можно спокойно выбирать для прокладки в подвальных помещениях. При этом не боясь, что его погрызут мыши или крысы.

Существуют два варианта исполнения СПЭ-кабелей — трехжильный и одножильный. В основном СПЭ-кабели выпускаются в одножильном исполнении (рисунок 3).

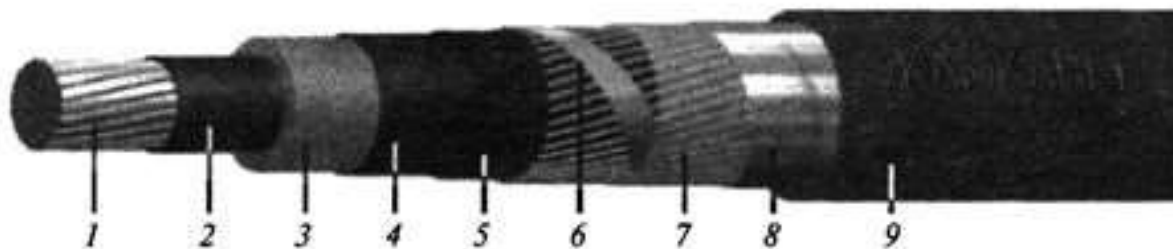


Рисунок 3. Внешний вид одножильного СПЭ-кабеля:

1 — круглая многопроволочная уплотненная токопроводящая жила, 2 — экран по жиле из полупроводящего сшитого полиэтилена, 3 — изоляция из сшитого полиэтилена, 4 — экран по изоляции из полупроводящего сшитого полиэтилена, 5 — разделительный слой из полупроводящей ленты или полупроводящей водоблокирующей ленты, 6 — экран из медных проволок, скрепленных медной лентой, 7 — разделительный слой из двух лент крепированной бумаги, прорезиненной ткани, полимерной ленты или водоблокирующей ленты, 8 — разделительный слой из алюмополиэтиленовой или слюдосодержащей ленты, 9 — оболочка из полиэтилена, ПВХ-пластиката

Отличительной особенностью трехжильного исполнения СПЭ-кабеля является наличие экструдированного междуфазного наполнителя из полиэтилена или поливинилхлоридного (ПВХ) пластиката.

Применение одножильных СПЭ-кабелей позволяет обеспечить прежде всего повышенную надежность электроснабжения за счет резкого снижения вероятности междуфазных коротких замыканий (таблица 1). Вероятность одновременного разрушения в одном месте изоляции двух конструктивно не связанных между собой одножильных кабелей (соединительных или концевых муфт) соответствует вероятности междуфазных повреждений ошиновки с изолированными шинами, т.е. очень мала.



Таблица 1 – Анализ повреждаемости СПЭ-кабеля в распределительной сети 10 кВ в филиале «Витебские электрические сети» РУП «Витебскэнерго»

КЛ со свинцовой и алюминиевой оболочкой			КЛ с пластмассовой оболочкой		
Протяжённость, км	Количество повреждений/ в т.ч. концевых муфт, шт	Средняя удельная повреждаемость КЛ/ концевых муфт, откл./100 км	Протяжённость, км	Количество повреждений/ в т.ч. концевых муфт, шт	Средняя удельная повреждаемость КЛ/ концевых муфт, откл./100 км
73,7	70/6	9,4/0,8	53	9/1	1,7/0,2

Вероятность однофазных замыканий на землю при применении одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена намного меньше, чем при использовании трехжильных БПИ-кабелей. Это достигается как самой конструкцией одножильных СПЭ-кабелей, так и лучшими диэлектрическими свойствами изоляции.

Одножильное исполнение СПЭ-кабелей позволяет выполнять сечения токоведущих жил до 800 мм. Кабели с таким сечением способны успешно конкурировать с токопроводами, применяемыми в системах электроснабжения энергоёмких предприятий.

Экранирование элементов кабеля необходимо для электромагнитной совместимости кабеля с различными внешними цепями и для обеспечения симметрии электрического поля вокруг жилы кабеля и, следовательно, для создания более благоприятных условий работы изоляции. Внутренние экраны выполняются из полупроводящей пластмассы, внешний экран — из медных проволок и лент.

Наружная защитная оболочка предохраняет внутренние элементы кабеля от попадания влаги и механических повреждений при его монтаже и эксплуатации (рисунок 4). Наружные оболочки СПЭ-кабелей изготавливаются из полиэтилена или ПВХ-пластиката повышенной прочности.



Рисунок 4. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена АПвПг

Условные буквенно-цифровые обозначения (маркировка) кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена:

- «А» — алюминиевая токоведущая жила, нет обозначения — медная токоведущая жила,
- «Пв» — материал изоляции — сшитый (вулканизированный) полиэтилен,
- «П» или «В» — оболочка из полиэтилена или ПВХ-пластиката,
- «у» — усиленная полиэтиленовая оболочка увеличенной толщины,

- «нг» — оболочка из ПВХ-пластиката пониженной горючести,
- «нгд» — оболочка из ПВХ-пластиката пониженного дымогазовыделения,
- «г» — продольная герметизация экрана водоблокирующими лентами,
- «1» или «3» — количество токоведущих жил,
- 50—800 — сечение токоведущей жилы, мм<sup>2</sup>,
- «гж» — герметизация токоведущей жилы, 2 16—35 — сечение экрана, мм,
- 1—500 — номинальное напряжение, кВ.

Пример обозначения: АПвПг 1х240/35—10 — кабель с алюминиевой жилой (А), СПЭ-изоляцией (Пв), полиэтиленовой оболочкой (П), герметизацией экрана (г), одножильный (1), сечение жилы 240 мм, сечение экрана 35 мм, номинальное напряжение 10 кВ.

К основному недостатку кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена относится более высокая относительная стоимость, а также затраты на прокладку и ремонт (таблица 2).

Таблица 2 – Затраты на прокладку и ремонт кабелей КЛ-10 кВ

Стоимость, тыс. руб.	СПЭ-кабель	БПИ-кабель
Прокладка КЛ-10 кВ в период с 2010 по 2019 г.г.	4690,5 (53км)	4107,5 (73,7км)
Стоимость КЛ-10кВ (1 метр)	Марка АПВПЗ-50,0 р. Марка АПВП-20,0 р.	Марка АСБл 3х240-30,22 р.
Прокладка 1 км КЛ-10 кВ	77,5	65
Затраты на ремонт в период с 2010 по 2019 г.г.	5,14 (9 ремонтов)	46,41 (70 ремонтов), в том числе в гарантийный период – 20,35 (30 ремонтов)
Прокладка и ремонт в период с 2010 по 2019 г.г.	4695,6	4174,2
Затраты на прокладку и ремонт с 2010 по 2019 г.г. на 1 км КЛ-10кВ	88,5	56,6

Из-за высокой стоимости кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена километраж введённого в эксплуатацию СПЭ-кабеля на территории Республики Беларусь невелик (таблица 3).

Таблица 3 – Количество кабельных линий 10 кВ в ГПО «Белэнерго»

РУП Облэнерго	Всего КЛ	В том числе КЛ СПЭ
РУП «Гмельэнерго»	2887	181
РУП «Гродноэнерго»	2472	205
РУП «Минскэнерго»	9187	905
РУП «Могилёвэнерго»	2952	167
РУП «Витебскэнерго»	2126	118
РУП «Брестэнерго»	3144	122

Исходя из всех вышеперечисленных фактов, можно сделать вывод, что СПЭ-кабель, несмотря на свою высокую стоимость, имеет ряд преимуществ перед БПИ-кабелем, в том числе более высокую надёжность, что позволяет утверждать, что применение СПЭ-кабеля более экономически целесообразно.

#### Литература

1.Electricalschool. Главная/ Кабели// Молниезащита// Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена [Электронный ресурс] – Режим доступа:<http://electricalschool.info/main/kabel/1286-kabeli-s-izoljaciejj-iz-sshitogo.html> - Дата доступа: 10.05.2020

2.Domikelectrica./Технические характеристики кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена[Электронный ресурс] –Режим доступа: <https://domikelectrica.ru/texnicheskie-karakteristiki-kabelya-s-izolyaciej-iz-sshitogo-polietilena/> - Дата доступа: 10.05.2020

УДК 621

## КОНСТРУКЦИИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ДЛЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Косовский И.И., Кочергин П.А., Малашенко И.С.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Петрашевич Н.С.

Для кабельных линий постоянного тока могут быть использованы различные типы кабелей: кабели с бумажно-масляной изоляцией, кабели с маслом под давлением, кабели с газом под давлением, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Как показывает опыт, для этой цели наиболее целесообразно применять кабели с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой. Электрическая прочность такого кабеля много выше, чем кабеля переменного тока при той же толщине изоляции. Поэтому эти кабели и получили наибольшее применение при сооружении кабельных линий постоянного тока. В настоящее время создан кабель на напряжение 400 кВ и ток 1,25 кА. Наружный диаметр его равен 128 мм.

Кабели с полиэтиленовой изоляцией для линий постоянного тока стали применяться лишь последние несколько лет. Этому предшествовали длительные исследования. Сейчас созданы такие кабели на напряжение до 300 кВ. Эти кабели имеют меньшие размеры и массу, они могут быть уложены на поверхности с уклоном, поскольку нет опасности стекания вязкой пропитки, они удобнее в монтаже. Поэтому эти кабели получают все большее применение.

**Конструкция кабеля.** Силовые кабели состоят из одной или нескольких токопроводящих жил, отделенных друг от друга и от земли изоляцией. Поверх изоляции для ее предохранения от влаги, кислот и механических повреждений накладывают защитную оболочку, и стальную ленточную броню с защитными покровами. Токопроводящие жилы, как правило, изготавливаются из алюминия как однопроволочными (сечением до 16 мм<sup>2</sup>), так и многопроволочными. Применение кабелей с медными жилами предусмотрено только в специальных случаях, например, во взрывоопасных помещениях, в шахтах, опасных по газу и пыли. На переменном токе до 1 кВ применяют четырехжильные кабели, сечение четвертой, нулевой жилы меньше, чем основных. Кабели в сетях переменного тока до 35 кВ – трехжильные, кабели 110 кВ и выше – одножильные. На постоянном токе применяют одножильные и двухжильные кабели.

Изоляция выполняется из специальной пропитанной минеральным маслом кабельной бумаги, накладываемой в виде лент на токопроводящие жилы. При прокладке кабелей на вертикальных и крутонаклонных трассах возможно перемещение пропитывающего состава вдоль кабеля. Поэтому для таких трасс изготавливаются кабели с обедненно-пропитанной изоляцией и с нестекающим пропитывающим составом. Изготавливаются также кабели с резиновой или полиэтиленовой изоляцией.

Защитные оболочки, накладываемые поверх изоляции для ее предохранения от влаги и воздуха, бывают свинцовыми, алюминиевыми или поливинилхлоридными. Рекомендуется широко использовать кабели в

алюминиевой оболочке. Кабели в свинцовой оболочке предусмотрены для прокладки под водой, в угольных и сланцевых шахтах, в особо опасных коррозионно-активных средах. В остальных случаях выбор кабелей в свинцовой оболочке надо специально технически обосновать.

Свинцовые, алюминиевые или поливинилхлоридные оболочки надо защитить от механических повреждений. Для этого на оболочку накладывают броню из стальных лент или проволок. Алюминиевая оболочка и стальная броня в свою очередь подлежат защите от коррозии, химического воздействия и блуждающих в земле токов. Для этого между оболочкой и броней, а также поверх брони накладывают внутренний и внешний защитные покровы. Внутренний защитный покров (или подушка под броней) - это джутовая прослойка из хлопчатобумажной пропитанной пряжи или из кабельной сульфатной бумаги. Поверх этой бумаги накладывают еще две поливинилхлоридные ленты. Наружный защитный покров – также из джута, пропитанного антикоррозионным составом. Для прокладки в туннелях и других местах, опасных в пожарном отношении, применяют специальные кабели с негорючими защитными покровами.

Каждая из трех жил кабелей 1–10 кВ имеет секторную форму и обмотана фазной изоляцией (двумя или более слоями лентами пропитанной кабельной бумаги). Пространство между жилами заполняют жгутами из сульфатной бумаги. Поверх жил накладывают общую поясную изоляцию той же структуры, что и фазная изоляция жил кабеля.

Силовые линии электрического поля в кабелях с поясной изоляцией и общей металлической оболочкой имеют различные углы наклона по отношению к слоям бумаги, что обуславливает в них как нормальные, так и касательные (тангенциальные) составляющие поля. Это заметно ухудшает свойства кабеля, так как электрическая прочность изоляции вдоль слоев бумаги в 8–10 раз меньше по сравнению с прочностью при нормальном к бумаге направлении силовых линий. Электрическая прочность заполнителей также значительно ниже, чем пропитанной изоляции. Из-за этого недостатка кабели с поясной изоляцией и общей металлической оболочкой не применяются на напряжение выше 10 кВ.

Газонаполненные кабели применяются при напряжении 10–110 кВ. Это свинцованные кабели с изолирующей бумагой, пропитанной относительно малым количеством компаунда. Кабель находится под небольшим избыточным давлением инертного газа (обычно азота), что значительно повышает изолирующие свойства бумаги. Постоянство давления обеспечивается тем, что утечки газа компенсируется непрерывной подпиткой.

Кабели 110 и 220 кВ изготавливают маслonaполненными и, как правило, одножильными. Эти кабели изготавливаются с изоляцией из бумажных лент различной плотности, пропитанных высоковольтным нефтяным или синтетическим маслом малой вязкости. Маслопроводящий канал этих кабелей через специальные муфты периодически по трассе прокладки соединяется с баками давления, которое может достигать 0,3 МПа. Избыточное давление масла исключает возможность образования пустот в изоляции кабеля и

значительно повышает его электрическую прочность. По значению давления, под которым находится масло, кабели делятся на кабели низкого и высокого давления. Длительно допустимое избыточное давление масла в кабелях низкого давления должно быть в пределах 0,06–0,3 МПа, а в кабелях высокого давления—1,1–1,6 МПа. Кабели высокого давления наиболее целесообразны на 220–500 кВ при прямых трассах.

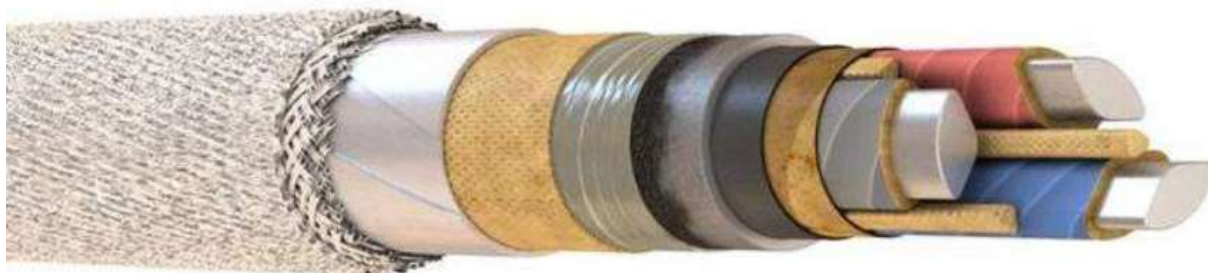


Рисунок 1 – Конструкция кабеля 10 кВ

**Проблемы использования кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена для линий постоянного тока.** При работе на постоянном напряжении в этой изоляции возникает объемный заряд того же знака, что и у токопроводящей жилы, который настолько искажает электрическое поле кабеля, что его напряженность превышает допустимые пределы и в кабеле происходит пробой изоляции. Потребовались длительные исследования, чтобы этот недостаток был устранен. Сейчас кабели с полиэтиленовой изоляцией созданы на напряжение до 300 кВ относительно земли.

**Преимущества использования кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена для линий постоянного тока.** Такие кабели обладают рядом преимуществ по сравнению с другими типами кабелей: они имеют меньшие размеры и массу, могут быть уложены на поверхности с уклоном, поскольку нет опасности стекания вязкой пропитки, удобнее в монтаже. Поэтому кабели с полиэтиленовой изоляцией получают все большее применение при сооружении линий постоянного тока. Поскольку кабельные линии применяются в основном для пересечения водных преград, то одной из важных задач снижения стоимости и повышения надежности линии является возможно большее увеличение строительной длины кабеля, чтобы сократить число соединительных муфт, которые всегда являются источником повышенной опасности для кабеля. Для этой цели используются специальные суда-кабелеукладчики с горизонтальной катушкой большого диаметра, который определяется шириной судна. На эту катушку непрерывно подается кабель с завода, расположенного в том же городе, где швартуется судно. Наибольшая длина кабельной линии, сооруженной с помощью такого судна, составляет 200 км с одной соединительной муфтой посередине. Рассматриваются проекты сооружения подводных кабельных линий длиной 500—600 км.



**Вывод.** Для строительства кабельных линий предпочтительно использовать кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, так как они имеют ряд преимуществ по сравнению с другими типами кабелей:

- меньшие размеры и масса;
- могут быть уложены на поверхности с уклоном;
- удобнее в монтаже.

#### Литература

1. Студопедия. Главная/ Конструкция кабелей и кабельные линии/ [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://studopedia.ru/14\\_33373\\_konstruktsiya-kabeley-i-kabelnie-linii.html](https://studopedia.ru/14_33373_konstruktsiya-kabeley-i-kabelnie-linii.html) - Дата доступа: 25.11.2019

2. StudFiles. Главная/ Конструкция кабельных линий/ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/5865890/page:5/>- Дата доступа: 25.11.2019

3. StudFiles. Главная/ Линия электропередач (лэп) постоянного тока, электрические сети постоянного тока/ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/6413165/page:3/>- Дата доступа: 28.11.2019

УДК 621.3

## ОБЛЕДЕНЕНИЕ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И СПОСОБЫ ЕГО УДАЛЕНИЯ

Малашенко И.С., Новик И.И., Пакульневич К.Л.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гецмам Е.М.

В настоящее время для передачи энергии на большие расстояния, благодаря относительно небольшой стоимости, широко применяют воздушные линии электропередачи (ЛЭП). Одним из основных элементов ЛЭП являются провода. При эксплуатации воздушных линий электропередач возникает проблема обледенения проводов. Высокая влажность, ветры, резкие перепады температуры воздуха способствуют образованию наледи на проводах воздушных линий. Толщина гололёда на них может достигать 60-70 мм, существенно утяжеляя провода. В результате значительного увеличения массы проводов и воздействующих на них динамических и статических нагрузок происходят опасные и нежелательные явления, особенно при сильном ветре. К их числу относятся обрыв токопроводящих проводов и грозозащитных тросов под тяжестью снега и льда, недопустимо близкое сближение проводов и их сильное раскачивание (так называемая «пляска»), ухудшение защитных свойств изоляторов, разрушение опор.

Подобные аварии приносят значительный экономический ущерб, на их устранение уходит несколько дней и затрачиваются огромные средства. В результате потребители несут крупные убытки, а восстановление оборванных проводов – дорогостоящий и трудоемкий процесс. Среднее время ликвидации гололедных аварий превышает среднее время ликвидации аварий, вызванных другими причинами, в 10 и более раз. По статистике в энергосистемах по причине гололеда происходит от 6 до 8 крупных аварий в год.

В условиях относительно мягкой зимы при резком перепаде значений температуры окружающего воздуха от положительной к отрицательной на проводах оседают капли воды и начинается лавинообразный процесс образования толстой ледяной корки, достигающей толщины в несколько десятков миллиметров и многократно утяжеляющей провода (рисунок 1).



Рисунок 1. Гололедные отложения на проводах воздушной линии электропередач



Допустимая толщина стенки гололеда для линий с различным номинальным напряжением зависит от климатического района. В таблице 1 приведены нормативные значения стенки гололеда.

Таблица 1. Нормативная толщина стенки гололеда, мм

Климатический район по толщине стенки гололеда	Номинальное напряжение линии		
	до 3	6-330	500, 750
I	5	5	На основе данных наблюдений, но не менее 10
II	5	10	
III	10	15	
IV	15	20	
Особый	20 и более с уточнением по данным наблюдений	22 и более с уточнением по данным наблюдений	

При значительных гололедных отложениях возможны обрывы проводов, тросов, разрушения арматуры, изоляторов и даже опор воздушных линий (рисунок 2).



Рисунок 2. Гололёд – бедствие для линий электропередач

Опишем один из возможных физических механизмов образования гололёда, зарождающегося по причине соприкосновения двух масс воздуха – холодного и теплого повышенной влажности. В такой системе тёплая воздушная масса вытесняет тонкий слой холодного воздуха к поверхности земли. В результате на верхнем уровне образуется снег, который в тёплом слое превращается в дождь при превышении температуры кристаллизации. Капли дождя, попадая в слой более холодного воздуха у поверхности земли, замерзают при соприкосновении с переохлажденной поверхностью различных предметов, в том числе проводов и опор ЛЭП, и начинается процесс лавинообразного роста наледи. Описанный механизм образования гололёда свойственен, например, некоторым областям Канады. Здесь дождь с

образованием гололёда выпадает до 15 раз в году и длится несколько часов, оставляя на проводах ЛЭП наледь толщиной до 30-60 мм. Экономический ущерб от данного атмосферного давления достигал 5 млрд долларов. Таким образом, борьба с обледенением проводов линий электропередачи является серьёзной проблемой, актуальной для многих стран, имеющих регионы с высокой влажностью и низкими температурами.

Проблема борьбы с обледенением проводов линий электропередач довольно остро стоит по всему миру, особенно в районах с высокой влажностью и низкими температурами зимой, особенно в Гомельской области, особенно в Петриковском, Житковическом и Туровском районах. Особенно подвержены обледенению линии в лесных массивах. На рисунке 3 представлена диаграмма протяженности ВЛ 35 кВ по лесным участкам в разрезе филиалов «Электрические сети» РУП «Гомельэнерго», в км.

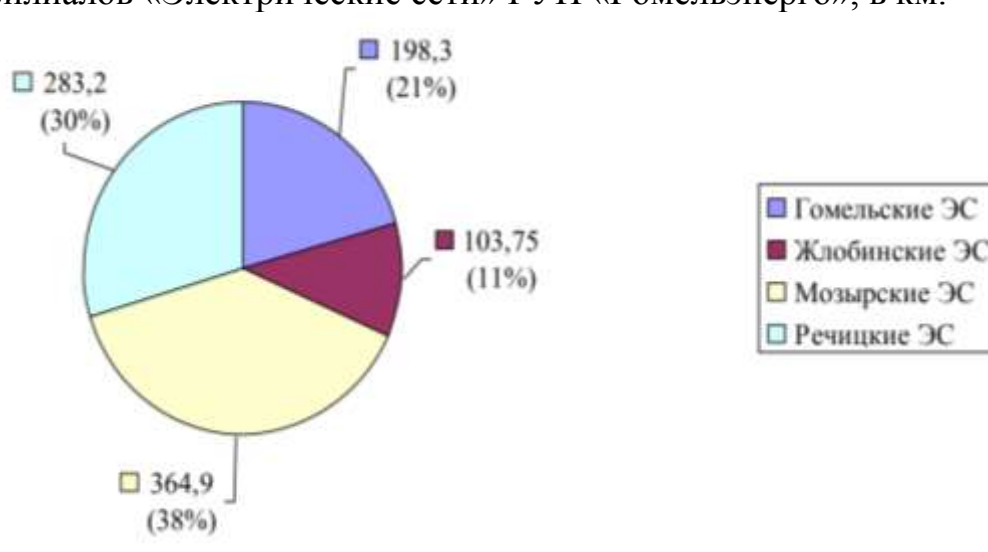


Рисунок 3. Протяжённость ВЛ 35 кВ по лесным участкам в разрезе филиалов «Электрические сети» РУП «Гомельэнерго», км

Несмотря на многолетние усилия энергетиков, гололедные аварии в электрических сетях многих энергосистем по-прежнему вызывают наиболее тяжелые последствия и периодически дезорганизуют электроснабжение регионов страны. Борьба с гололедом осуществляется в большинстве случаев примитивно, путем обивки проводов от мокрого снега и льда. Установка опор через небольшие интервалы и даже примитивная борьба с гололедом требуют больших затрат труда и материальных ресурсов. В результате энергокомпания и потребители несут крупные убытки, а восстановление оборванных проводов – дорогостоящий и трудоемкий процесс. Энергетики рассматривают обледенение ЛЭП в качестве одного из наиболее серьезных бедствий. С такими же проблемами сталкиваются многие северные страны, а также Китай и Япония. Поэтому во всем мире целым рядом компаний и организаций активно ведутся исследования и разработка способов и устройств для борьбы с обледенением линий электропередач. Методы борьбы с образованиями на проводах и тросах воздушных линий электропередачи заключаются в недопущении обледенения, снижения размеров отложений и удаления гололедных отложений.

Существует 4 метода активной борьбы с обледенением: механические, электротермические, физико-химические, электромеханические.

1) Механические способы, используемые чаще всего, заключаются в применении специальных приспособлений, обеспечивающих сбивание льда с проводов. На линиях чаще всего используют механические методы борьбы с обледенением. Механические способы заключаются в применении специальных приспособлений, обеспечивающих сбивание льда с проводов (рисунок 4).



Рисунок 4. Механическое удаление отложения льда с проводов

Самый простой способ механического удаления гололеда - сбивание, которое производится при помощи длинных шестов с земли или с корзины автовышки, но они требуют доступа к ЛЭП, что нарушает нормальную работу участка. К тому же механическое воздействие не препятствует обледенению, а устраняет его.

Для обивки используются деревянные, бамбуковые, стеклопластиковые или бакелитовые шесты. Шест для обивки с земли должен иметь длину от 5 до 8 м на верхнем конце на длине 2 м, начиная от верхнего среза, должен быть оплетен виток к витку алюминиевой проволокой диаметром от 2 до 3 мм. Шест для обивки с механизмов может иметь длину от 1,5 до 2 м и оплетается алюминиевой проволокой весь, за исключением участка, предназначенного для его удержания. Обивка осуществляется боковыми ударами, вызывающими волнообразное колебание провода, при этом гололедные образования ломаются и осыпаются. Удаление гололеда с проводов шестами практически неосуществимо без привлечения большого количества рабочих. Этот метод требует много времени и применяется только на коротких участках линий, когда плавка электрическим током экономически нецелесообразна или технически невыполнима.

2) Электротермические способы удаления льда заключаются в нагреве проводов электрическим током, обеспечивающим предотвращение образования льда – профилактический подогрев или его плавку.

Профилактический подогрев проводов заключается в искусственном повышении тока сети ЛЭП до такой величины, при которой провода нагреваются до температуры выше  $0^{\circ}\text{C}$ . При такой температуре гололед на проводах не откладывается. Профилактический подогрев необходимо начинать до образования гололеда на проводах при климатических условиях, когда его образование становится возможным. При профилактическом подогреве следует, как правило, применять такие схемы питания, которые не требуют отключения потребителей.

Плавка гололеда на проводах осуществляется при уже образовавшемся гололеде путем искусственного повышения тока сети ЛЭП до такой величины, при которой выделяемой в проводах теплоты достаточно для расплавления гололеда с нормативной толщиной стенки при нормативных значениях температуры окружающей среды и скорости ветра.

3) В последние годы для борьбы с обледенением стали активно применять физико-химические методы, заключающиеся в нанесении на провода растворов специальных веществ, которые замерзают при температурах значительно более низких, чем вода. Последняя группа методов предполагает получение покрытий с низкой адгезией к водным средам, снегу и льду.

Одним из наиболее перспективных методов снижения адгезии, основанным на применении современных достижений физикохимии, является создание супергидрофобных покрытий на проводах. Эти жидкости или покрытия хороши в дорожном хозяйстве и авиации, но при транспортировке энергии малоэффективны. Срок действия таких «незамерзающих жидкостей» недолог, а регулярно наносить их на сотни, а то и тысячи километров проводов нереально.



Рисунок 5. Испытания супергидрофобных покрытий в потоке водного аэрозоля при температуре  $-5^{\circ}\text{C}$  и скорости ветра  $10\text{ м/с}$

4) Электромеханические способы удаления льда с проводов линий электропередач образуют класс новых способов и устройств борьбы с гололедом на ЛЭП. Удаление гололеда предлагается производить не с помощью термического воздействия от протекающего по проводам тока, а с

помощью электромеханического воздействия на лед. Принцип работы устройств следующий. По проводам линии пропускают импульсы тока определенной частоты и формы. При протекании тока по проводам возникает сила Ампера, под действием которой происходят механические колебания, которые предупреждают образование обледенения и разрушают корку льда. В результате, так как применяется не термическое, а механическое воздействие, прогнозируется существенное снижение времени и энергии, требуемых на очистку.

#### Литература

1. Наука и жизнь. Главная/ Как расплавить лёд на проводах ЛЭП/ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.nkj.ru/archive/articles/14553/>- Дата доступа: 08.05.2020
2. Никитина И.Э. Способы удаления льда с проводов ЛЭП/ - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. – 31 с.



УДК 621.3.05

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ

Мензелейев А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.

Наиболее важные элементы сетей являются трансформаторы. Надежность его работы должны быть высока и определяется надежностью его обмоток. Факторы, которые определяют надежность изоляции обмоток разнообразны. В процессе изготовления могут быть повреждения изоляции, попадание частиц ферромагнитных материалов, что приводит к разрушению изоляции в результате вибрации. Но важнейшим фактором, который определяет надежность трансформатора, является нагрев изоляции обмоток. В процессе эксплуатации возможны перегрузки трансформаторов на различный период времени, что сказывается на сроке службы изоляции и естественно трансформатора. Срок службы изоляции трансформатора была получена на основе уравнения Монтзингера [1, 2]:

$$T = B e^{-\alpha \theta}, \quad (1)$$

где  $T$  – срок службы, лет;

$\theta$  – температура, °С

$B$  – и  $\alpha$  – коэффициенты, зависящие от свойств материала изоляции [1].

По результатам опытов [1] установлено, что для изоляции класса нагревостойкости А  $\alpha = 0,0866$ ,  $B = 9,4 \cdot 10^4$  года. По ГОСТ 11677-75 срок службы этой изоляции составляет 25 лет при температуре обмотки 95 °С. Для того, чтобы строить обобщенные модели прогнозирования целесообразно использовать теорию подобия [3].

Относительная степень старения можно представить выражением:

$$\frac{\varepsilon_{\theta}}{\varepsilon_H} = \frac{t}{t_0} e^{\alpha(\theta-95)}, \quad (2)$$

где  $\varepsilon_{\theta}$  – износ изоляции;

$\varepsilon_H$  – номинальный износ изоляции;

$t$  – отрезок времени;

$t_0$  – любой отрезок времени.

Выражение (2) записано в безразмерной форме, является критериальным, если будет выполняться условие  $\alpha = \text{idem}$ . Используя теорию подобия, при условии  $\alpha = \text{idem}$  выражение (2) принимает вид:

$$\varepsilon_* = t_* e^{95\alpha(\theta_*-1)}, \quad (3)$$

где  $\varepsilon_* = \varepsilon_{\theta} / \varepsilon_H$ ;  $t_* = t / t_0$ ;  $\theta_* = \theta / 95$ .

Критериальные модели прогнозирования износа изоляции более удобны при анализе. Они позволяют оценить износ изоляции без знания фактических значений температуры и времени, а оперируя только их относительными



значениями. По выражению (3) можно определить эквивалентное время работы трансформатора в нормальных условиях, используя выражение:

$$t_3 = \varepsilon_* \cdot t_0. \quad (4)$$

В практике более удобно пользоваться зависимостью не  $\varepsilon_*$  не от относительной температуры  $\theta_*$ , а от нагрузки:

$$I_* = \frac{I}{I_H}, \quad (5)$$

где  $I$  – ток нагрузки в течении времени  $t$ ,

$I_H$  – номинальный ток трансформатора.

Температура обмоток трансформатора как правило в практике не известна, а протекающий ток в обмотках известен, благодаря наличию приборов.

Расчеты с зависимостью срока службы от относительного значения тока  $I_*$  по выражению (1) представлены в таблице 1, результаты расчетов которых взяты из [4].

Используя относительные значения  $I_*$ , мы можем сразу оценивать количественно изменение износа  $\varepsilon_*$  в относительных единицах или в %, при этом не зная их действительной величины в именованных единицах.

Таблица 1 – Расчетные данные температур и срока службы при температуре воздуха  $\theta_0=20^{\circ}\text{C}$

$I_*$	$\xi$	$T_M, ^{\circ}\text{C}$	$T_{0-M}, ^{\circ}\text{C}$	$\theta_M, ^{\circ}\text{C}$	$\theta_{\text{ср}}, ^{\circ}\text{C}$	$T, \text{ лет}$	$\varepsilon_*$ при $t=t_0$
0,7	0,917	25,13	13,18	45,13	58,31	255	$9,9 \times 10^{-2}$
0,8	0,940	29,43	16,65	49,43	66,08	130	$1,9 \times 10^{-1}$
0,9	0,968	34,37	20,58	54,37	74,95	60,64	$4,1 \times 10^{-1}$
0,95	0,984	37,10	22,73	57,10	79,83	39,76	$6,3 \times 10^{-1}$
1,00	1,0	40	25	60	85	25	1,0
1,05	1,017	43,10	27,40	63,10	90,50	15,81	1,58
1,10	1,035	46,34	29,93	66,34	96,27	9,60	2,6
1,15	1,054	49,82	32,62	69,82	102,44	5,65	4,4
1,20	1,074	53,48	35,45	73,48	108,93	3,20	7,8
1,25	1,096	57,38	38,45	77,38	115,83	1,79	13,9
1,30	1,119	61,54	41,63	81,54	123,17	0,94	26,6
1,35	1,143	65,88	44,95	85,88	130,83	0,48	52,1
1,40	1,168	70,52	48,49	90,52	139,00	0,23	$1,1 \times 10^2$

где  $\xi = \frac{r_0}{r_{\theta_H}}$  – отношение сопротивлений при температурах  $\theta$  и  $\theta_H$ ;

$T_M, T_{0-M}$  – превышение температуры масла над воздухом и обмотки над маслом, соответственно;

$\theta_M$  – температура масла;

$\theta_{\text{об.ср.}}$  – температура обмотки;

Величина  $T = 255$  лет большая величина, которая значительно превосходит срок службы трансформатора не только нормируемый, но и срок морального старения. Отсюда можно сделать вывод, что эксплуатировать трансформатор при такой нагрузке нецелесообразно. Из данных таблицы 1 можно сделать вывод, что целесообразная нагрузка составляет  $I^* = 1,0 - 0,95$ , что позволяет сохранить срок службы в 25 - 40 лет, без учета других воздействий.

При нагрузке трансформатора  $I^* = 1,3$  срок службы составляет около 0,5 года. Даже при нагрузке  $I^* = 1,1$  срок службы уменьшается в 2,5 раза, по сравнению с нормируемым. Следовательно, перегрузка длительная перегрузка трансформатора даже на 10% недопустима.

В ПТЭ и ПУЭ допустима перегрузка трансформатора на 40%. Из (3) следует, что такая перегрузка эквивалентна 107 часам работе трансформатора в номинальном режиме. Но так как трансформаторы чаще всего недогружены, то с нагрузкой трансформатора  $I^* = 0,7$  перегрузка на 40% в течение 5 суток по 6 часов допустима за срок эксплуатации 25 лет не чаще 1 раза в год [4].

Данная зависимость от нагрузки удобна для применения на практике. Нет необходимости в расчете или измерения температуры обмоток. Так же данную модель можно использовать для определения величины нагрузки трансформатора по заданному износу изоляции [4].

#### Литература

1. Боднар В.В. Нагрузочная способность силовых масляных трансформаторов.- М.: Энергоатомиздат, 1983.-176 с.
2. Васютинский С.Б. Вопросы теории и расчета трансформаторов. -Л.: Энергия, 1970.-432с.
3. Веников В.А. Теория подобия и моделирования.-М.: Высш.шк. , 1976.-479 с.
4. Петров В.С. Разработка математической модели прогнозирования надежности силовых трансформаторов // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 7, №2 (2015)

УДК 621.3.072.9

## РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ КЗ В СЕТИ 330 КВ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ RUSTAB

Мензлеев А.С.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Волков А.А.

Способность сохранять статическую устойчивость в установившемся режиме вовсе не означает, что система будет продолжать устойчиво работать и при больших возмущениях режима. Появление больших возмущений связано чаще всего с короткими замыканиями, отключением и включением мощных генераторов, трансформаторов и линий электропередач. Для больших возмущений характерно резкое уменьшение режима, приводящее к значительным отклонениям его параметров от исходного состояния. Поэтому для оценки поведения системы введено понятие динамической устойчивости.

При расчетах динамической устойчивости при КЗ учитывают влияние прямой, обратной и нулевой последовательностей. Но значения токов, протекающих в отдельных элементах схем обратной и нулевой последовательности, при решении задачи динамической устойчивости несут существенны, то схемы обратной и нулевой последовательностей могут быть преобразованы в виде эквивалентных сопротивлений схем обратной и нулевой последовательностей  $X_2$  и  $X_0$  относительно места КЗ. Таким образом, схемы при КЗ и нормального режима отличаются только аварийным шунтом  $X_{ш}$ . Его значение зависит от вида КЗ:

- при однофазных КЗ -  $X_{ш} = X_2 + X_0$ ;
- при двухфазных КЗ -  $X_{ш} = X_2$ ;
- при двухфазных КЗ на землю -  $X_{ш} = X_2 \cdot X_0 / (X_0 + X_2)$ ;
- при трехфазных КЗ -  $X_{ш} = 0$ .

С учетом  $X_{ш}$  суммарное сопротивление схемы будет различным по величине, что приводит к вариации характеристик мощности системы:

$$P_{ав} = \frac{E'U}{X_{d\Sigma}^{ав}} \sin \delta, \quad (1)$$

где  $X_{d\Sigma}^{ав}$  - взаимное сопротивление схемы в аварийном режиме;  $E'$  - переходная ЭДС;  $U$  – напряжение на шинах системы;  $\delta$  - относительный угол сдвига ЭДС  $E$  относительно напряжения на шинах системы.

Из формулы (1) следует, что чем больше  $X_{d\Sigma}^{ав}$ , тем меньше  $P_{ав}$ , и следовательно тем хуже будет динамическая устойчивость. Если расписать  $X_{d\Sigma}^{ав}$  [1, с. 126], то можно будет сделать вывод, что большое сопротивление  $X_{ш}$  будет оказывать положительное влияние на устойчивость.

Рассмотрим влияние различных КЗ на динамическую устойчивость схемы. Расчетную схему возьмем из курсовой работы по дисциплине «Устойчивость электроэнергетических систем» варианта №23 а. С помощью программы RUSTAB будем производить расчет динамической устойчивости. Для этого в вкладку «Узлы», «Ветви» зададим параметры схемы и выполним расчет установившегося режима (Рисунок 1, Рисунок 2).

Тип	Номер	Название	U_нон	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
База	1	Система	110								307,2	307,2		121,00	
Нагр	2		330			95,0	75,0							356,26	1,96
Нагр	3		330											348,98	3,60
Нагр	4		11			105,0	85,0							10,43	-0,22
Нагр	5		330											349,30	5,85
Ген	6	Станция	16			90,0	70,0	400,0	-3,4	15,8	-2 000,0	2 000,0		15,75	7,48
Нагр	7		330											346,12	6,65
Ген	8	Генератор	20					300,0	-162,7	20,0	-1 000,0	1 000,0		20,00	11,70

Рисунок 1. Вкладка «Узлы».

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
ЛЭП	5	2	-	5,32	45,78	-490,0		-177	97	333
ЛЭП	5	3	-	2,40	25,60	-280,0		-186	26	310
ЛЭП	2	3	-	6,00	39,60	-409,2		78	-53	211
ЛЭП	5	7	-	4,80	26,40	-270,4		54	-36	145
ЛЭП	2	7	-	4,56	39,24	-420,0		241	-104	464
Тр-р	5	6	- Станция	0,60	33,12	13,3	0,045	103	-29	177
Тр-р	5	6	- Станция	0,60	33,12	13,3	0,045	103	-29	177
Тр-р	5	6	- Станция	0,60	33,12	13,3	0,045	103	-29	177
Тр-р	2	1	- Система	0,60	33,12	13,3	0,331	-133	94	264
Тр-р	2	1	- Система	0,60	33,12	13,3	0,331	-133	94	264
Тр-р	2	1	- Система	0,60	33,12	13,3	0,331	-133	94	264
Тр-р	3	4	-	11,09	299,48	5,1	0,032	-26	-25	60
Тр-р	3	4	-	11,09	299,48	5,1	0,032	-26	-25	60
Тр-р	3	4	-	11,09	299,48	5,1	0,032	-26	-25	60
Тр-р	3	4	-	11,09	299,48	5,1	0,032	-26	-25	60
Тр-р	7	8	- Генератор	0,61	33,11	13,3	0,061	299	-200	600

Рисунок 2. Вкладка «Ветви».

После данная информация о ветвях и узлах будет учтена при расчете КЗ в вкладках «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД». Сопротивления нулевой последовательностей рассчитываются с помощью макроса «MakeNonSymm». После этого мы можем рассчитать сопротивления шунтов КЗ. Рассчитанные сопротивления шунтов вводим в вкладку «Действия (t)». В качестве контролируемого параметра возьмем относительный угол  $\delta$ .

Сопротивление трехфазного КЗ  $Z=0+j0$  Ом. Изменение относительного угла  $\delta$  показан на рисунок, при времени отключения поврежденной линии 2-7  $t_{откл}=0,255$ . При большем времени отключения Результат расчета характеристики показан на Рисунок 3.

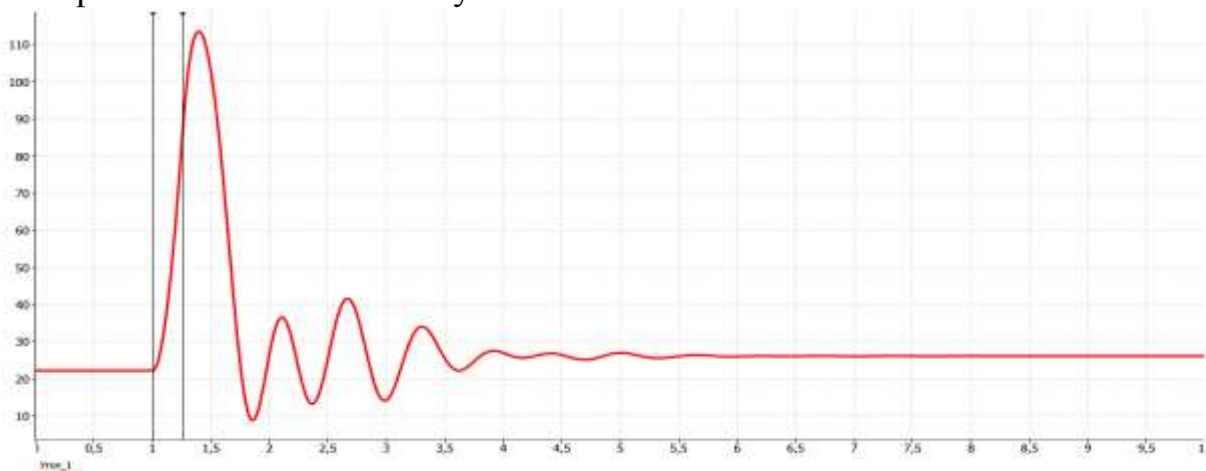


Рисунок 3. Значение относительного угла при 3-х фазном КЗ.

Сопротивление однофазного КЗ  $Z = 0,532 + j21,186$  Ом. Изменение относительного угла  $\delta$  показано на рисунке, при времени отключения поврежденной линии 2-7  $t_{откл} = 0,255$  с. Независимо от времени отключения линии, динамическая устойчивость сохраняется. Результат расчета характеристики показан на Рисунок 4

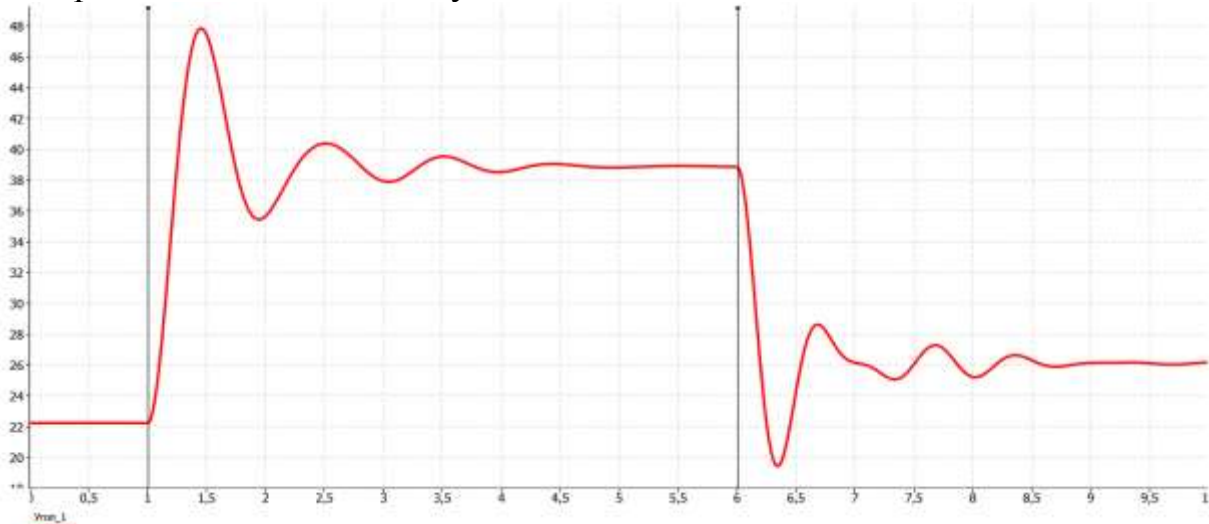


Рисунок 4. Значение относительного угла при однофазном КЗ.

Сопротивление двухфазного КЗ  $Z = 0,216 + j11,982$  Ом. Изменение относительного угла  $\delta$  показано на рисунке, при времени отключения поврежденной линии 2-7  $t_{откл} = 5$  с. Независимо от времени отключения линии, динамическая устойчивость сохраняется. Результат расчета характеристики показан на Рисунок 5.

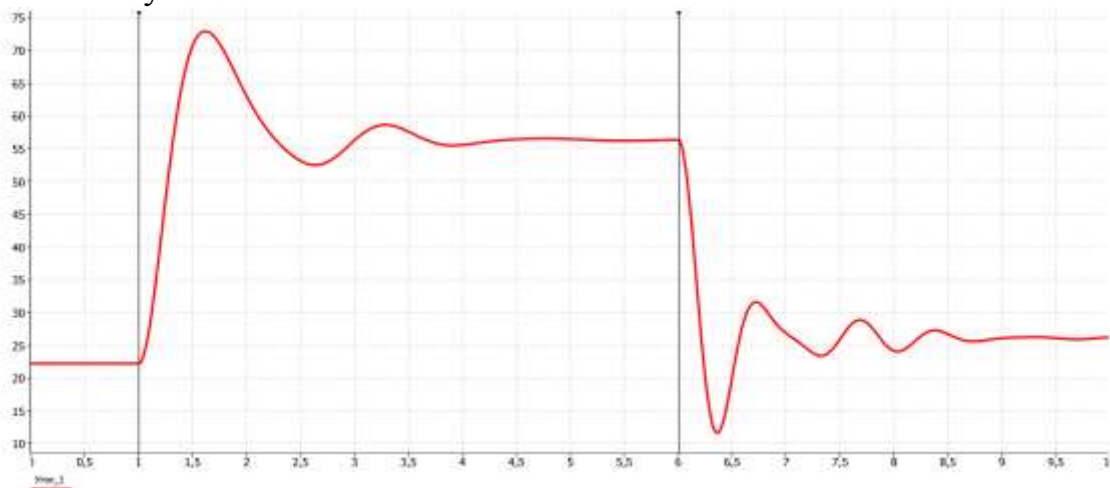


Рисунок 5. Значение относительного угла при двухфазном КЗ.

Сопротивление двухфазного КЗ на землю  $Z = 0,142 + j5,206$  Ом. Изменение относительного угла  $\delta$  показано на рисунке, при времени отключения поврежденной линии 2-7  $t_{откл} = 0,445$  с. При большем времени отключения, динамическая устойчивость нарушается. Результат расчета характеристики показан на Рисунок 6.

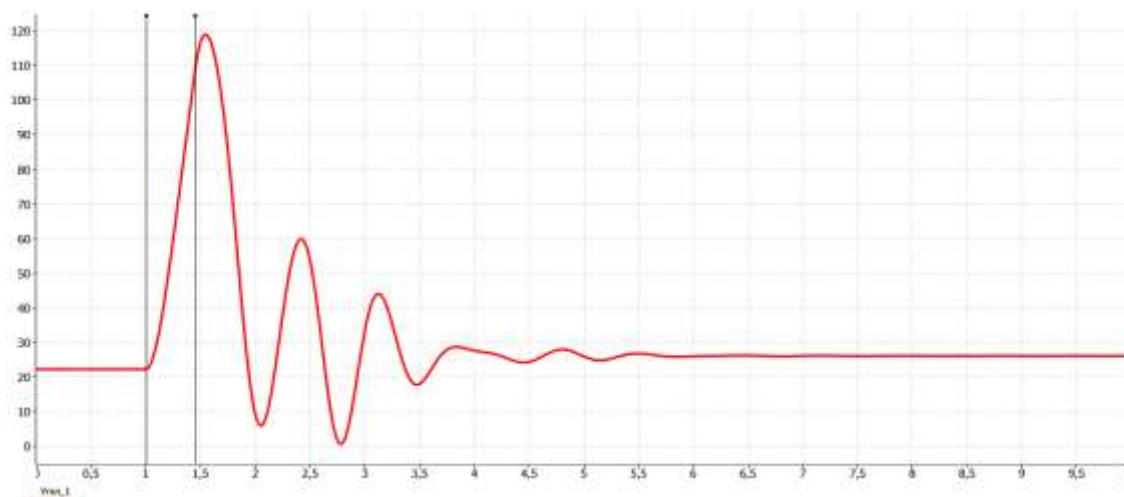


Рисунок 6. Значение относительного угла при двухфазном КЗ на землю.

Как видно по результатам расчетов, динамическая устойчивость сохраняется при однофазном и двухфазном КЗ с включенной поврежденной линией 2-7. При двухфазном КЗ на землю предельное время отключения линии составляет  $t_{откл} = 0,445$  с. При трехфазном -  $t_{откл} = 0,225$  с. Такая зависимость объясняется величиной сопротивления шунта. При трехфазном замыкании  $Z = 0 + j0$  Ом., двухфазном КЗ на землю  $Z = 0,142 0 + j5,206$  Ом. Сопротивления шунтов при одно- и двухфазных КЗ имеют большое значение, что положительно сказывается на сохранение динамической устойчивости.

#### Литература

1. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие / Е. В. Калентионюк. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.



УДК 621

## МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ О НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ

Монич К. И., Науменко В.И.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.

Воздушные линии электропередачи – наиболее повреждаемые элементы электрических сетей из-за территориальной протяженности и подверженности влиянию климатическим воздействиям [1].

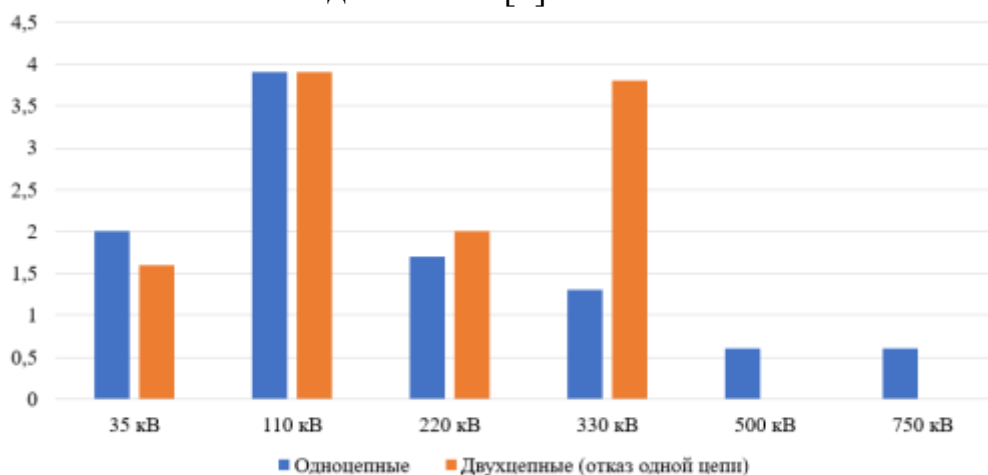
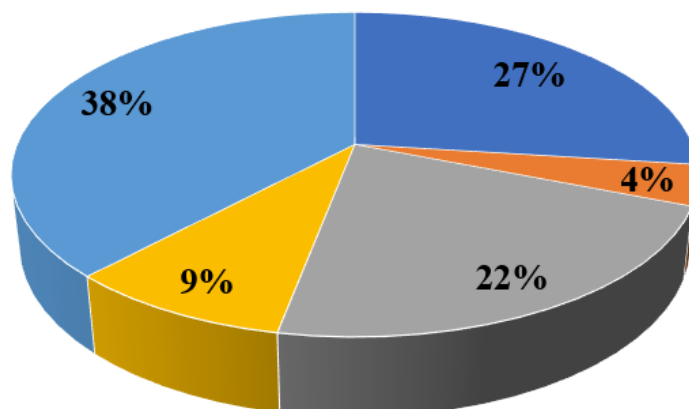


Рисунок 1 – количество отказов на 100 км воздушной линии в год по всем причинам



- Невыясненные причины
- Дефекты монтажа и конструкции
- Посторонние воздействия
- Дефекты эксплуатации
- Климатические воздействия

Рисунок 2 – Распределение отказов основных элементов воздушной линии 35-500 кВ по причинам в процентах к общему числу отказов [2]

Для исследования надёжности воздушной линии 35 – 750 требуется целый комплекс первичной информации. Её методы получения, следующие:

- Испытание воздушных линий на надёжность.
- Анализ математических и аналоговых моделей воздушных линий;
- Расчет на основе данных о надёжности элементов воздушных линий;
- Сбор и обработка статической информации об эксплуатации воздушных линий.

### Испытание ВЛ на надёжность

Методы испытания на надёжность в зависимости от цели делят на определительные (исследовательские) и контрольные. Цель определительных испытаний на надёжность — нахождение фактических значений показателей надёжности. Цель контрольных испытаний — проверка соответствия фактических значений показателей надёжности требованиям стандартов.

Испытания на надёжность можно проводить в лабораторных (стендовых) и эксплуатационных условиях. Испытаниям в лабораторных условиях обычно подвергаются технические средства и некоторые локальные системы.

Оба метода испытаний на надёжность — эксплуатационные и лабораторные — дополняют друг друга. Так, преимуществами эксплуатационных испытаний по сравнению с лабораторными являются: естественный учет влияния воздействий внешних факторов; низкая стоимость испытаний

Недостатками эксплуатационных испытаний на надёжность по сравнению с лабораторными являются: невозможность проводить активный эксперимент, изменяя по желанию экспериментатора параметры внешней среды [5].

### Анализ математических и аналоговых моделей воздушных линий

Преимущества – малые затраты и имитация широкого диапазона условий и режимов. Расчёт на основе данных о надёжности элементов воздушных линий 35 – 750 кВ – сложен т.к. плохо разработаны структурные модели для расчёта надёжности как системы.

### Сбор и обработка статической информации об эксплуатации воздушных линий

Источник информации – эксплуатационная статистика, учитывающая следующие особенности воздушных линий: конструктивное разнообразие линий даже в пределах одного напряжения; неоднородность природно-климатических воздействий на ВЛ при высокой; чувствительности к этим воздействиям; различия в сроках эксплуатации воздушных линий на момент исследования; различия в методах и характеристиках эксплуатационного обслуживания воздушных линий.

Для сбора данных о воздушных линиях выработаны специальные формы первичной информации, где отражаются: режим работы до возникновения отказа; обстоятельства и причина отказа; работа защит, автоматики, сигнализации; отключения других линий, ход восстановления эксплуатации; описание повреждения, причины отказа; мероприятия по предотвращению подобных случаев.

Проблема оценки надёжности в том, что при разработке методик необходима дифференциация факторов, влияющих на показатели надёжности (техническое состояние линии, климатическое и географическое расположение, время года).

Для реализации методики расчета показателей надёжности и прогнозирования технического состояния системы необходимо внедрение автоматизированной системы сбора и обработки информации, использующей

современные достижения информационно-измерительной системы контроля аварийных режимов.

#### Литература

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича – 2-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2007. – 352с.
2. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах: учеб. пос. / И.И. Левченко, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, Е.И. Сацук. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 448.: ил.
3. Повышение эффективности воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ в гололедных районах. Монография / Г.Г. Угаров, Н.Ю. Шевченко, Ю.В. Лебедева, А.Г. Сошинов. – М.: Перо, 2013. –187 с.
5. Шилин А.Н., Доронина О.И., Сошинов А.Г. Анализ надежности систем передачи и распределения электроэнергии // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: сб. трудов междунауч. науч.-техн. конф. (Тольятти, 12–15 мая 2009 г.). – ТГУ, 2009. – С. 174–177.

УДК 621.315.177

## РЕКОНСТРУКЦИЯ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 10 КВ

Москалёв К.С., Романюк А.С., Хитров И.С.

Научный руководитель—м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.

Линии электропередач 10 кВ нужны для передачи электроэнергии от подстанций до потребителей (дома, предприятия) тем самым формируя основу распределительных электрических сетей. Зачастую они располагаются в сельской местности, пересекая местообитания птиц и животных, оказывая на них сильное влияние. В Республике Беларусь воздушные ЛЭП напряжением 0,4-10 кВ имеют протяжённость 202,22 тысяч километров.

В виду большой протяжённости и конструктивных особенностей данные линии электропередач наиболее подвержены различного рода повреждениям, в результате чего отключаются потребители. Весьма многие из них 1 и 2 категории. Также со временем оборудование стареет как морально, так и физически. Это создаёт проблему, которую необходимо решать. Таким образом поднимается вопрос о реконструкции воздушных линий 10 кВ.

Целью реконструкции является замена оборудования линий на более надёжное и современное что благоприятно сказывается на режиме работе сети и безотказной работе.

Как правило все работы по реконструкции проводятся в летнее время. Это связано со следующими факторами:

- Нагрузка на электросеть снижена
- Условия позволяют с комфортом работать на улице
- Нет замёрзшей земли и обледенений

Реконструкция воздушной линии осуществляется в один этап в следующей последовательности:

- разбивка трассы;
- установка опор;
- подвеска проводов.

Реконструируют опоры срок эксплуатации, которых истёк. В основном это деревянные опоры. Их заменяют на железобетонные. Они обладают большей прочностью, более долговечны и менее требовательны к обслуживанию. Для визуализации на картинках представлены деревянная и железобетонная опора.



Рисунок 1. Деревянная опора ВЛ-10 кВ



Рисунок 2. Железобетонная опора ВЛ-10 кВ

Ещё одним важным аспектом реконструкции является снижение технологических потерь и сокращение эксплуатационных затрат. Но стоит учитывать, что возможно сокращение издержек за счёт уменьшения потерь может не покрыть затрат на реконструкцию воздушной линии. Для этого проводится экономический расчёт.

Перед началом проведения работ электромонтажники знакомятся с технической документацией, объемом и принятой организацией работ. Бригада инструктируется по технике безопасности, по технологии работ производителем работ. Только после этого они могут выехать на место проведения реконструкции. По своей сути они делают две вещи: установка нового оборудования и демонтаж старого.

В ходе реконструкции ЛЭП проводят следующие работы:

- Строительство фундамента для новых опор (при необходимости);
- Демонтаж старых, и установка новых столбов или несущих металлических конструкций;
- Замена проводов на воздушной линии, арматуры, элементов заземления и т.д.;
- Монтаж телекоммуникационных вышек, оборудования связи и пр.

Весьма благоприятно сказывается применение проводов с изоляцией. Это позволяет уменьшить межфазное расстояние. Как результат значительно уменьшается ширина просеки (если воздушные линии идут через лес), уменьшается пространство при компоновке распределительных устройств подстанций. Данное решение выгодно с экономической точки зрения. Для примера: доля изолированных воздушных линий при строительстве в Финляндии достигает 80%. Изолированные провода выглядят как показано на рисунке 3.



Рисунок 3. Изолированные провода

Недостатки же неизолированных проводов следующие: высокая вероятность поражения электрическим током при обрыве провода или при контакте с ними при выполнении различного рода работ; также велик риск замыкания проводов при их соприкосновении из-за ветра; они более подвержены обледенению и ещё стоит обратить внимание на их изношенность ввиду длительного срока службы.

Несколько слов о документации при реконструкции. Перед реконструкцией составляется проектная документация, в которой имеются следующие разделы:

- Пояснительная записка
- Проект полосы отвода
- Технологические и конструктивные решения линейного объекта.

Искусственные сооружения

• Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта

- Проект организации строительства
- Перечень мероприятий по охране окружающей среды
- Меры пожарной безопасности

Реконструкция воздушных линий 10 кВ относятся к среднетяжёлым видам работ. Для её выполнения может применяться следующая техника:

• Экскаваторы с различным размером ковша и бульдозеры участвуют в разработке грунта

• Конверсионная техника используется для строительства временного подъезда к объекту

• Погрузо-разгрузочные работы и перемещение грузов выполняют автокранами с грузоподъемностью 16 – 30т

• Транспортировку грузов выполняют грузовыми автомобилями и самосвалами, негабаритные грузы транспортируются тягачами в специальных прицепах



- Для монтажа опор используют путепрокладчик или автокран

После реконструкции выполняется техническое обслуживание линий электропередач. В него входят: регулярные осмотры; внеочередные проверки; ремонтные работы; очистка приближенной территории от деревьев, кустарников и так далее.

Таким образом реконструкция воздушных линий 10 кВ имеет не последнее значения в рамках повышения надёжности, технико-экономических показателей, уменьшении потерь энергосистемы. Благодаря современному оборудованию и технике процесс не столь трудоёмок и тяжёл. Стоит отметить что реконструкция по своей сути процесс бесконечный, потому что прогресс не стоит на месте и появляются новые разработки с лучшими показателями. К тому же сам процесс не быстрый и пока заменяется одна часть, вторая постепенно изнашивается и устаревает.

### Литература

1. Ремонт и реконструкция воздушных линий электропередач [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://nskenergo.ru/remont-i-rekonstrukcija-vozdushnykh-linijj-ehlektroperedach> . – Дата доступа: 09.05.2020
2. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередач напряжением 0,4-750 кВ. – Е.Г. Гологорский, А.Н. Кравцов, Б.М. Узелков. – М.: ЭНАС, 2007. – 560 с.
3. Основные направления совершенствования эксплуатации электрических сетей. – М.А. Короткевич. – Мн.: ЗАО “Техноперсектива”, 2003 – 373 с.

УДК 681.3

## УМНЫЕ СЕТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Поздняков М.Н., Дехтерёнок М.В.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Мышковец Е.В.

В современном мире, все элементы энергетической системы совершенствуются, в них встраиваются интеллектуальные блоки и каналы информационной связи. Это позволяет элементам энергосистемы взаимодействовать между собой. Такие системы получили название «Умные сети электроснабжения» (или Smart Grid).

Белорусская энергетика имеет перспективный вектор развития, который основан на западном опыте использования «умной энергетике» — Smart Grid. В последнее время, технология «умная сеть» Smart Grid активно встраивается в электроэнергетику развитых стран. Сказать точно, что такое понятие Smart Grid не получится, так как в мире для формулировки термина «умной сети» применяются ее свойства или особенности, которые имеют различную формулировку в Европе, США и России.

Умная сеть — это высокоавтоматизированная совокупность программ, которая дает возможность, на основе информации, получаемой от всех объектов и элементов сетей, правильно направить мощность от электростанций к потребителям, предоставив при этом стабильность системы с точки зрения оценки частоты и напряжения. Вдобавок к основной функции, умная сеть может соединять потребителей с новыми источниками, в составе которых могут быть генерирующие источники с нулевым или пониженным выделением углекислого газа. Обеспечение надежной безопасности всей энергосистемы достигается благодаря уменьшению зависимости от таких крупных электростанций, как балансирующих, возможности сетей и оборудования к самовосстановлению и самодиагностике.

Таким образом, все оборудование умных сетей может активно контактировать друг с другом, тем самым приобретая интеллектуальный блок энергоснабжения. Полученная с оборудования информация анализируется и результаты ее анализа предоставляют возможность оптимизировать процесс эксплуатации энергетических ресурсов, повысить надежность энергосистемы, уменьшить затраты, увеличить общую эффективность энергетических систем.

Создание комплексной энергосистемы предполагает значительный рост производительности для разработки и изготовления сложного оборудования. При помощи концепции Smart Grid энергетика будет представлять собой позитивное взаимодействие с окружающей средой, улучшением качества жизни и общим экономическим подъемом.

В роли основных направлений совершенствования в области энергетической отрасли страны первоочередными считаются следующие задачи:

- развитие силовой электроники и сетевых управляемых устройств с применением гибких систем передачи переменного тока — FACTS;
- запуск централизованных систем противоаварийного управления;

- разработка автоматизированных информационно-аналитических систем для сглаживания графика нагрузки.

Особое значение умные сети имеют при введении в энергосистему возобновляемых источников энергии. В том случае, когда не обеспечивается потребление излишков мощности, имеется риск выхода из строя всей энергосистемы. Умные сети способствуют оперативному подключению дополнительной нагрузки (например, резервные аккумуляторные батареи) и оповещают о ситуациях превышения генерируемой мощности над потребляемой. В качестве первоочередных направлений компонентов Smart Grid в Беларуси выбраны развитие систем учета электроэнергии (АСКУЭ), автоматизация работы межгосударственных, системообразующих электросетей, а также распределительных сетей.

Окончание установки автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии в промышленном и бытовом секторе может быть завершено через 5-8 лет. В то же время, к 2025 году вероятно крупномасштабное внедрение систем автоматизации распределительных сетей, с переходом к закольцованной топологии. В дальнейшей перспективе прогнозируется рост распределённой генерации, и, стало быть, необходимость во внедрении систем аккумулирования энергии.

Иными многообещающими направлениями продвижения системы Smart Grid в энергосистему Беларуси являются технологии, направленные на уменьшение количества аварий, повышение надежности электроснабжения, улучшение уровня отображения состояния ЛЭП, повышение качества управления технологическими процессами в энергетике. Суммарные затраты на усовершенствование распределительных сетей составят порядка 410 млн. долл. США в течение 10 лет. Инвестиции в Smart Grid в сети напряжением от 35 кВ оцениваются в 270 млн. долл. США. В других направлениях развития Smart Grid, первоочередно ориентированных на введение интеллектуальных систем у бытовых потребителей, инвестиции могут составить 988 млн. долл. США. Тем не менее с учетом текущей и ожидаемой экономической ситуации в стране и уровня доступности должных технологий в РБ (электромобили, развитие персонального домостроения и т.д.) обширное введение в эксплуатацию указанных технологий следует ожидать не ранее 2026 г. Исходя из этого, суммарный объем необходимых затрат в перспективе 10 ближайших лет составляет 1,5 млрд. долл. США.

#### Литература

1. Молодой ученый [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/132/36972/>. Дата доступа: 30.04.2020 г.
2. Vnauke [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://vnauke.by/yes/Nauki-o-materialah/Novye-tehnologicheskie-resheniya/Umnye-elektricheskie-seti>. Дата доступа: 30.04.2020г.

УДК 681.3.06

## СИСТЕМЫ «SMARTGRID» В ЭНЕРГЕТИКЕ

Поздняков М.Н., Коротченко С.Н.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Прокопенко В.Г.

В последнее время в структуре энергосистем мира ведется активная работа по внедрению «умных сетей» или, как их ещё называют, «интеллектуальных сетей» (SmartGrid). В Соединенных Штатах и Западной Европе уже реализуется ряд крупных и мелких проектов по переводу электроэнергетической отрасли и жилищно-коммунального хозяйства на «умные сети». Принципиально новыми здесь являются подходы, в которых ведущую роль отводится центру электроэнергетической системы— электрической сети как структуре, обеспечивающей надежность и эффективность связи между генерацией и потреблением.

Первоначальные положения, принятые при разработке и развитии концепции SmartGrid:

1. Доступность— обеспечение потребителей электроэнергией в зависимости от того, когда и где она им нужна, и в зависимости от качества, которое было оплачено.

2. Надежность— способность противостоять физическим и информационным негативным воздействиям без многократных отключений или больших капитальных затрат на восстановительные работы, максимально быстрое восстановление (самовосстановление).

3. Рентабельность— оптимизация тарифов на электроэнергию для потребителей и снижение общесистемных затрат.

4. Эффективность— повышение эффективности использования всех видов ресурсов и технологий при производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии.

5. Охрана окружающей среды— снижение негативного воздействия на окружающую среду.

6. Безопасность— предотвращение ситуаций в электроэнергетике, опасных для людей и окружающей среды.

Для создания новой, инновационной технологической основы энергетики были сформированы пять групп основных технологических областей, обеспечивающих прорывной характер:

1) измерительные приборы и устройства, которые в первую очередь включают «интеллектуальные счетчики» и «интеллектуальные датчики»;

2) современные методы управления: распределенные «интеллектуальные системы управления» и аналитические инструменты для обеспечения связи на уровне объектов энергосистемы, работающие в режиме реального времени, позволяющие внедрять новые алгоритмы и методы управления энергосистемой, включая управление ее активными элементами;

3) передовые технологии и компоненты электрической сети: сверхпроводящие кабели, полупроводниковая, силовая электроника, накопители и т.д .;

4) интегрированные интерфейсы и методы поддержки принятия решений, управление спросом, распределенная система контроля и управления, распределенная система управления текущей генерации, автоматическая система измерения текущих процессов и т. д.;

5) объединённые коммуникации, которые позволяют элементам первых четырех групп обеспечивать взаимосвязь и взаимодействие друг с другом, что по сути представляет из себя SmartGrid как технологическая система.

Реализация концепции SmartGrid на основе новой структуры должна обеспечить следующие основные технологические изменения в электроэнергетике по сравнению с традиционной энергосистемой:

1) переход от централизованных систем генерации и доставки энергии к распределенным, с возможностью обеспечить контроль над генерацией и топологией сети в любой точке, включая потребителя;

2) переход от централизованного прогнозирования спроса к активному потребителю, который становится элементом и субъектом системы управления;

3) переход от жесткого диспетчерского контроля к другому уровню координации работы всех сетевых объектов;

4) переход на «интеллектуальные технологии для мониторинга», учета и диагностики активов, позволяющие обеспечить процесс самовосстановления активов, а также обеспечить их эффективное функционирование;

5) создание высокопроизводительной информационно-вычислительной инфраструктуры как основного элемента энергосистемы;

6) создание предпосылок для широкого внедрения нового технологического оборудования, которое повышает маневренность и управляемость, гибких соединения, передач и вставок постоянного тока, устройств накопления энергии, сверхпроводников и т. д. ;

7) создание оперативных приложений нового поколения, позволяющих внедрять новые алгоритмы и методы управления энергосистемой, в том числе ее новыми активными элементами.

Оценки показывают, что переход к инновационному варианту развития, основанному на «интеллектуальной энергетике», будет сопровождаться значительным сокращением ввода в эксплуатацию новых электростанций и связанных с ними сетевых объектов для распределения электроэнергии. Как результат, снижение инвестиций является наиболее значительным системным экономическим эффектом.

#### Литература

1. Бердигов Р.Н. Политика инновационного развития и модернизации ОАО «ФСК ЕЭС»// Доклад [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru>. — Дата доступа: 29.04.2020

2. Буларгин О. М. Умная сеть— платформа развития инновационной экономики // Доклад на заседании круглого стола «Умные сети— Умная энергетика— Умная экономика» IV Петербургского международного экономического форума (17—19 июня 2010 г.) П. Руденко: «Линии с газовой изоляцией: технологии передачи электроэнергии следующего поколения», Электрические сети России, 2010.

УДК 681.3.06

## СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ С АРВ НА ОСНОВЕ ПИД-РЕГУЛЯТОРОВ

Поздняков М.Н., Коротченко С.Н.

Научный руководитель – к.т.н., проф. Силюк С.М.

Регулирование напряжения – одна из важнейших задач, которая предопределяется требованиями потребителей к качеству электрической энергии. Системные требования к уровню напряжения в высоковольтных линиях задаются особенностями параллельной синхронной работы генераторов энергосистемы. Каждый из современных силовых синхронных генераторов электростанций оснащается автоматической системой регулирования возбуждения (АРВ), работа которой происходит в нормальных режимах и в аварийных ситуациях. Высокое быстродействие современных АРВ позволяет достаточно эффективно демпфировать электромеханические переходные процессы, обусловленные качаниями роторов синхронных генераторов после больших возмущений в системе, включая и наиболее тяжёлые короткие замыкания. Колебательные свойства ротора зависят от характеристик системы регулирования синхронных генераторов и их параметров, а также от параметров энергосистемы.

В общем случае переходный электромеханический процесс после резкого возмущения можно разбить на три этапа: I – начальная стадия переходного процесса; II – промежуточная стадия; III – заключительная стадия переходного процесса.

Регулирование начинается на II стадии. Для более точного регулирования, как известно, необходимо увеличивать коэффициент усиления регулятора, но его чрезмерное увеличение приводит к неустойчивой работе генератора и системы. Автоматический регулятор возбуждения, осуществляющий поддержание напряжения на шинах генератора по ПИД-закону регулирования в соответствии с заданной установкой в нормальных режимах работы генератора, имеет стабилизирующие каналы регулирования по отклонению напряжения статора и производным напряжения статора и тока ротора. Пропорциональная составляющая вырабатывает сигнал, который противодействует отклонению регулируемой величины в данный момент времени. Его интегральная составляющая накапливает результирующее значение регулируемой величины, выравнивая, таким образом, недостаток пропорционального регулирования. Дифференциальная составляющая прогнозирует отклонение и следит за скоростью его изменения. Она обеспечивает быстродействие ПИД-регулятора.

При проведении экспериментов по увеличению реактивной составляющей нагрузки, ПИД-регулятор действовал на возбудитель с целью поддержания напряжения, за счет формирования им управляющих сигналов, являющихся суммой трёх слагаемых: первое слагаемое пропорционально разности входного сигнала и сигнала обратной связи (сигнал рассогласования); второе слагаемое представляет собой интеграл сигнала рассогласования, третье – производную сигнала рассогласования. В результате не наблюдалось



изменения частоты вращения ротора генератора и снижения напряжения у потребителей. Понижение напряжения наблюдалось только при увеличении реактивной составляющей нагрузки в три раза.

При коротких замыканиях и других аварийных режимах, связанных со значительным понижением напряжения, данный вариант регулирования быстро и значительно форсирует ток возбуждения и тем самым изменяет ЭДС генератора. В режимах, связанных с повышением напряжения на шинах электрической станции, АРВ быстро снижает ЭДС генератора, выполняя тем самым процесс расфорсировки. Применение АРВ с ПИД-регулятором позволит повысить динамическую устойчивость за счет снижения периода длительности КЗ и обеспечить более высокий уровень колебательной устойчивости системы при меньших величинах коэффициентов усиления каналов стабилизации и одновременно позволит повысить точность регулирования.

### Литература

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высш. шк., 1985. 536 с.
2. Денисенко В.В. ПИД-регуляторы: принципы построения и модификации // Современные технологии автоматизации. 2006. № 4. С. 66–74.
3. Карпеш М.А., Сенигов П.Н. Автоматика электроэнергетических систем. Руководство по выполнению базовых экспериментов. АЭ.001 РБЭ (922). Челябинск: Инженерно-производственный центр «Учебная техника», 2006. 217 с.

УДК 621.3

## НАДЕЖНОСТЬ СВЕТОДИОДНЫХ ИСТОЧНИКОВ СВЕТА

Рогацевич В.Р., Бернат П.А.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.

Надежность светодиодных источников света зависит от двух составляющих: надежности светодиода и надежности светодиод драйвера.

Ресурс светодиода определяют две составляющие: ресурс самого кристалла и ресурс оптической системы. Для изготовления оптических систем используются различные сочетания эпоксидных смол. Смола, как известно, изменяет свои свойства со временем (особенно под воздействием высоких температур), именно этим объясняется эффект «замутнения» линзы. Высокую температурную стабильность и долговечность первичной оптики обеспечивают линзы из кварцевого стекла с автоматической фокусировкой- оно из новейших технических решений. Малая эквивалентная площадь излучающей поверхности позволяет реализовать небольшие углы рассеивания светового потока при использовании вторичной оптики.

Следующий немаловажным вопросом является выбор теплоотводящего основания для кристалла. Производители используют различные материалы и способы крепления кристалла к основанию. Например, компании Lumileds Lightning и Nichia используют медное теплоотводящее основание, Nichia приклеивает кристалл к подложке, а технологии фирмы Lumileds Lightning используют пайку эвтектикой. Каждый из методов имеет свои особенности. Пайка кристалла на подложку позволяет снизить тепловое сопротивление кристалл-корпус, но при этом возникает диодный контакт между теплоотводящим основанием и кристаллом, что требует электрической изоляции изделий при одиночном или групповом монтаже на печатную плату. Это удорожает производство и в итоге увеличивает тепловое сопротивление корпус-теплоотвод.

Кремниевая подложка и медное теплоотводящее основание имеют значительно отличающиеся коэффициенты объемного расширения при нагревании, что при термоциклировании приводит к нарушению эвтектики, повреждению кристалла и, как следствие, к преждевременному старению источника света.

В свою очередь, метод приклеивания кристалла к медному теплоотводящему основанию позволяет уменьшить нагрузки на кристалл и одновременно обеспечивает лучшую (по сравнению с пайкой) электрическую изоляцию. Однако при этом снижаются не только долговечность и надежность изделий, но и себестоимость, что делает такую продукцию более доступной, при прочих равных условиях.

Надежность драйвера светодиодных источников света зависит от следующих факторов: качество и правильность выбора внешних элементов схемы драйвера, качество системы охлаждения, материалы, применяемые для изготовления радиатора.

Наравне с другими полупроводниковыми приборами светодиод не является идеальным элементом со 100% коэффициентом полезного действия (КПД). Большая часть потребляемой им энергии рассеивается в тепло.

Конструктивно все радиаторы можно разделить на три большие группы: пластинчатые, стержневые и ребристые. Во всех случаях основание может иметь форму круга, квадрата или прямоугольника. Толщина основания имеет принципиальное значение при выборе, так как именно этот участок несёт ответственность за приём и равномерное распределение тепла по всей поверхности радиатора.

На форм-фактор радиатора оказывает влияние будущий режим работы:

- С естественной вентиляцией;
- С принудительной вентиляцией.

Радиатор охлаждается для светодиодов, который будет использоваться без вентилятора, должен иметь расстояние между рёбрами не менее 4 мм. В противном случае естественной конвекции не хватит для успешного отвода тепла. Ярким примером служат системы охлаждения компьютерных процессоров, где за счёт мощного вентилятора расстояние между рёбрами уменьшено до 1 мм. При проектировании светодиодных светильников большое значение уделяется их внешнему виду, что оказывает огромное влияние на форму теплоотвода. Например, система отвода тепловой энергии светодиодной лампы не должна выходить за рамки стандартной грушевидной формы. Этот факт вынуждает разработчиков прибегать к различным ухищрениям: использовать печатные платы с алюминиевой основой, соединяя их с корпусом-радиатором при помощи термоклей.

В настоящее время охлаждение мощных светодиодов производят преимущественно на радиаторах из алюминия. Такой выбор обусловлен легкостью, низкой стоимостью, податливостью в обработке и хорошими теплопроводящими свойствами этого металла. Также используются следующие материалы:

- Медь. Теплопроводность меди составляет 401 Вт/м\*К, уступая среди других металлов лишь серебру.
- Керамика. Новым решением в создании высокоэффективных теплоотводов стала алюмонитридная керамика, теплопроводность которой составляет 170-230 Вт/м\*К;
- Термопластик. Несмотря на то, что свойства теплопроводных пластмасс (3-40 Вт/м\*К) хуже, чем у алюминия, их главными преимуществами являются низкая себестоимость и легкость.

Каким бы ни был радиатор, он способен обеспечить хороший, но не самый лучший тепловой контакт с подложкой светодиода. Для снижения теплового сопротивления на контактируемую поверхность наносят теплопроводящую пасту. Эффективность ее воздействия доказана повсеместным применением в системах охлаждения компьютерных процессоров.

На каждый стандартный тип светодиодов существует техническая документация, где приводится графическая зависимость относительного светового потока от времени работы при определенной температуре ОС.

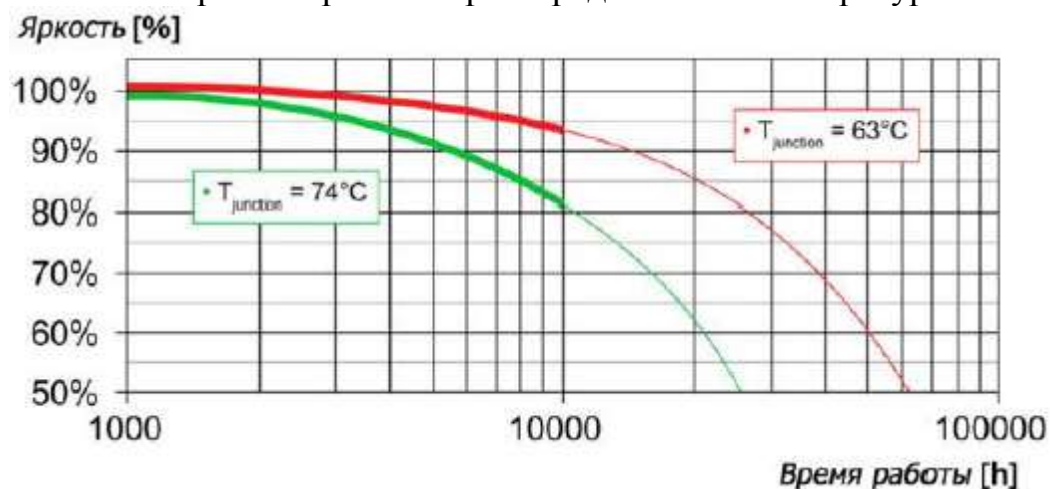


Рисунок 1. Зависимость светового потока от времени работы.

Примечательно, что данные приводятся только для первых 3000 часов эксплуатации, в течение которых яркость падает как минимум на 5%, а далее зависимость имеет линейный характер.

В очередной раз хочется отметить, что дешевые светодиодные лампы и светильники при активном использовании лишь в редких случаях работают более двух лет. Но даже в этом случае их параметры не совпадают с заявленными, а сами лампы могут приносить вред здоровью.

### Литература

1. Алфёрова Т. В. Современные источники света как средство повышения эффективности использования электроэнергии / Т. В. Алфёрова, О. А. Полозова, В. В. Бахмутская // Электрика. – 2010. – № 9. – С. 26-27.
2. Барковский В. Б. Светильники со светодиодами и их применение / В. Б. Барковский, И. В. Лякишева, В. Н. Степанов // Светотехника – 2007. – № 3. – С. 27- 32.
3. Басов В. Б. Светодиоды – преимущества и недостатки // Электро: электротехн., электроэнерг., электротехн. пром-сть. – 2010. – № 6. – С. 35-37.

УДК 681.11.031.1

## **СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ЛОКАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ. ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ И ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ**

Савастеев К.В., Рамонович А.С.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Мышковец Е.В.

Передача электроэнергии от источника к потребителям в сети происходит мгновенно и непрерывно. Потребление энергии в течение суток происходит неравномерно, поэтому возникает необходимость постоянно регулировать подачу электроэнергии в сеть, поддерживая в любой момент времени баланс между вырабатываемой и потребляемой энергией. От соблюдения баланса зависит частота электрического тока – одного из показателей качества электрической энергии и важнейшего параметра режима энергосистемы. Согласно государственному стандарту, частота должна находиться в пределах  $50 \pm 0,2$  Гц не менее 95% времени суток, не выходя за предельно допустимые  $50 \pm 0,4$  Гц.

В большинстве случаев баланс мощности в системе поддерживается путём изменения выдачи мощности в сеть генераторами электростанций. Такой режим управления не только заметно увеличивает скорость износа генерирующего оборудования, но приводит к дополнительному расходу топлива. Особенно заметен перерасход топлива, когда к регулированию переменной части графика нагрузки привлекаются крупные блоки электростанций. Кроме того, не всегда существует технологическая возможность быстрого пуска/остановки генерирующего объекта. К тому же при аварийных ситуациях, когда резервов мощности на электростанциях недостаточно, для восстановления допустимого уровня частоты применяют ограничения нагрузки потребителей. Это в свою очередь может привести к значительному ущербу, связанному с перерывом энергоснабжения потребителей.

В качестве технического решения проблемы управления электроэнергетической системой (ЭЭС) может быть предложено создание и применение мощных систем накопления электрической энергии Рис.2. – сетевых накопителей энергии (СНЭ), которые предназначались бы для участия в покрытии пиковых и полупиковых участков суточных графиков нагрузки энергосистемы. Это позволит оптимизировать режимы ЭЭС, снизить расход топлива, значительно повысив энергоэффективность процессов производства и передачи электроэнергии и, в конечном счете, повысить экономическую эффективность управления энергосистемой.

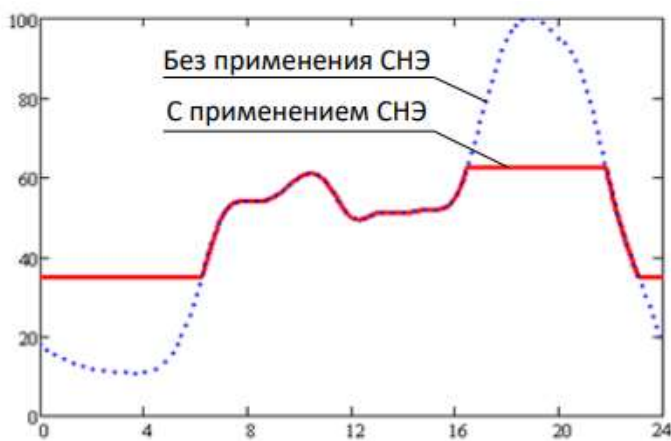


Рисунок 1. Потребление мощности из сети, кВт

В настоящее время проявляется повышенный интерес к литий-ионным накопителям, постоянно ведётся работа по их усовершенствованию. Они обладают высокой энергоёмкостью, глубокими циклами заряда-разряда (70–80%), низким током саморазряда, отсутствием эффекта памяти, то есть лишены недостатков, присущих накопителям энергии на основе серно-натриевых аккумулирующих установок. Тем не менее у литий-ионных аккумуляторов есть и свои недостатки: высокая удельная стоимость, недостаточный ресурс работы (небольшое количество циклов заряда-разряда), существенное уменьшение ресурса при работе в пиковых режимах при заряде и разряде, наличие специальных требований к глубине разряда.

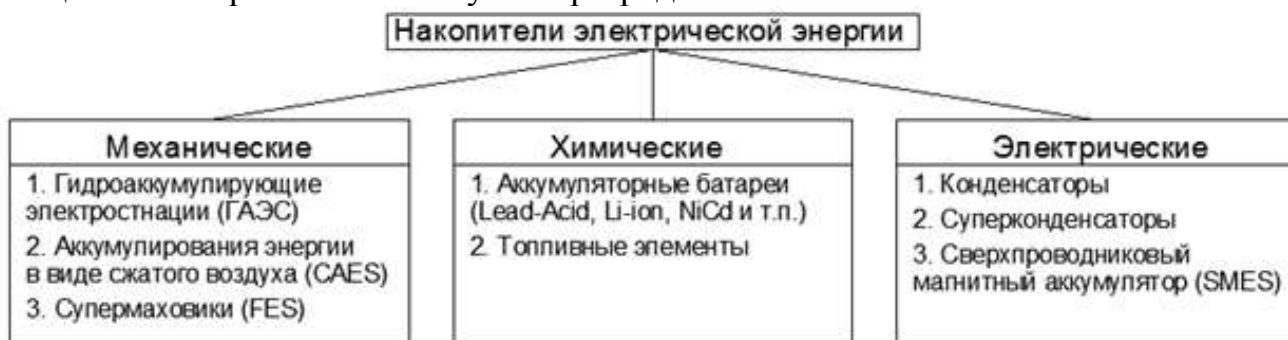


Рисунок 2. Накопители электрической энергии

По прогнозам мирового экспертного сообщества и ведущих исследовательских институтов в области электроэнергетики, одним из ключевых трендов определяющих дальнейшее развитие отрасли будет постепенное увеличение доли возобновляемых источников электрической энергии (ВИЭ) в общем объеме генерирующих мощностей.

Однако всё увеличивающаяся роль ВИЭ, характеризующихся непостоянством во времени, приводит к уменьшению стабильности, а в следствии и уменьшению надежности распределительных сетей. Одним из способов борьбы с данной проблемой является применения накопителей электрической энергии (НЭЭ).

Системы распределенной генерации могут создавать положительный эффект в различных областях применения, таких как: коммерческие здания – сокращение затрат при удовлетворении бизнес-потребностей; промышленные



предприятия – обеспечение безопасности технологических процессов и бесперебойных поставок тепловой энергии; жилые районы – повышение надежности энергоснабжения при снижении стоимости электроэнергии; учреждения – обеспечение экономии энергии, сокращения затрат и экологической безопасности; электрификация сельского хозяйства – использование источников экологически чистой энергии для экономического роста.

Основные функции НЭЭ: снижение потерь, уменьшение перепадов частоты увеличение пропускной способности, сглаживание пиков потребления (рис.1.), повышение надежности оборудования, снижение нагрузки на сеть, трансформаторы и т.д., обеспечение горячего резерва, компенсация реактивной мощности, оптимизация графика нагрузки локальных генераторов, снижения загрязнения окружающей среды, обеспечение бесперебойным энергоснабжением потребителей I категории, экономия за счет ценового арбитража.

Таблица 1 – Основные параметры НЭЭ

Технология	Плотность энергии $10^3$ Втч/м <sup>3</sup>	Плотность мощности $10^3$ Вт/м <sup>3</sup>	Удельная энергия, Втч/кг	Удельная мощность, Вт/кг	Ном. мощность, МВт
Гидроаккумулирующая электростанция(ГАЭС)	0,5-1,5	0,5-15	0,5-1,5	-	100-5000
Промышленные CAES установки	3-6	0,5-2	30-60	-	До 300
Супермаховик	20-80	1000-2000	10-30	400-1500	До 0,25
Свинцовоокислотные АКБ (Lead-acid)	50-80	10-400	30-50	75-300	До 20
Литий ионные АКБ(Li-ion)	200-500	1500-10000	75-200	150-315	До 0,1
Никель кадмиевые АКБ (NiCd)	60-150	80-600	50-75	150-300	До 40
Топливная ячейка	500-3000	500	80-10000	500	До 50
Конденсатор	2-10	100000	0,05-5	100000	До 0,05
Суперконденсатор	10-30	100000	2,5-15	500-5000	До 0,3
SMES	0,2-2,5	1000-4000	0,5-5	500-2000	До 10

Таблица 2 – Дополнительные параметры НЭЭ

Технология	Плотность энергии $10^3$ Втч/м <sup>3</sup>	Плотность мощности $10^3$ Вт/м <sup>3</sup>	Удельная энергия, Втч/кг	Удельная мощность, Вт/кг	Ном. мощность, МВт
Гидроаккумулирующая электростанция(ГАЭС)	0,5-1,5	0,5-15	0,5-1,5	-	100-5000
Промышленные CAES установки	3-6	0,5-2	30-60	-	До 300
Супермаховик	20-80	1000-2000	10-30	400-1500	До 0,25
Свинцовоокислотные АКБ (Lead-acid)	50-80	10-400	30-50	75-300	До 20

Литий ионные АКБ(Li-ion)	200-500	1500-10000	75-200	150-315	До 0,1
Никель кадмиевые АКБ (NiCd)	60-150	80-600	50-75	150-300	До 40
Топливная ячейка	500-3000	500	80-10000	500	До 50
Конденсатор	2-10	100000	0,05-5	100000	До 0,05
Суперконденсатор	10-30	100000	2,5-15	500-5000	До 0,3
SMES	0,2-2,5	1000-4000	0,5-5	500-2000	До 10

В связи с включением в сеть атомной электростанции (АЭС), есть необходимость регулирования мощности на ней. Предложено 6 способов управления генерацией энергосистемы, чтобы вписать АЭС в действующую энергосистему: использование ГАЭС (гидроаккумулирующих станций), использование ВАГТЭ (воздушноаккумулирующих газотурбинных электростанций), электрокотельные и конденсационные электрокотельные, пиковые газотурбинные установки и ТЭЦ, конденсационные электрокотельные и ТЭЦ. На данный момент проводятся исследования по выбору и проектированию системы накопления энергии. В таблице 1 представлены Основные параметры НЭЭ. Включение в электроэнергетическую систему мощных, имеющих лучшие технические и экономические характеристики сетевых накопителей электрической энергии для частичного или полного разделения во времени процессов выработки и потребления энергии является весьма важной комплексной научно-практической задачей, направленной на повышение энергоэффективности процессов производства, передачи и распределения электрической энергии.

#### Литература

- 1) Bloomberg new energy finance. Режим доступа: <http://www.cenunst.bsu.by/journal/2004.2/01.pdf>. – Дата доступа: 08.05.2020
- 2) Chen H, Cong TN, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review // Prog Nat Sci. – 2009. – 19. – С. 291–312.
- 3) Renewables 2015. Global Status Report. Режим доступа: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report..> – Дата доступа: 08.05.2020
- 4) Коровина Н.В., Скундина А.М. Химические источники тока. – М.: Издательство МЭИ, 2003.
- 5) Кузнецов В., Панькина, О. Конденсаторы с двойным электрическим слоем(ионисторы): разработка и производство // Компоненты и технологии. -2005. – №6.
- 6) Перспективы энергетических технологий 2012. Путь к системе экологически чистой энергии// ИЕА. – Минск: Мир, 2012. – 232 с.

УДК 621

## ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Тимофеев В.И., Сергеенко И.М., Николаюк А.А.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Петрашевич Н.С.

В электроустановках напряжение доходит до 750 кВ и выше, а токи устанавливаются в десятки килоампер и более. Для “прямого” измерения потребовались бы громоздкое и дорогое оборудование, а иногда измерения вообще не возможно было бы произвести. Также, при обслуживании приборов, напрямую подключенных к сети высокого напряжения, персонал подвергался бы опасности поражения током.

Измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) способствуют расширению пределов измерений обычных измерительных устройств и одновременно изолируют их от цепей высокого напряжения. Измерительные трансформаторы создаются с высоким классом точности. Во время эксплуатации их метрологические характеристики подлежат первичной и периодической проверке на правильность работы.

Наиболее часто в сетях переменного тока применяются электромагнитные трансформаторы. Они состоят из магнитопровода, первичной и одной или нескольких вторичных обмоток. ТТ преобразовывает измеряемый высокий ток в малый, а ТН — измеряемое высшее напряжение в низшее. Измерительные трансформаторы включаются в цепи между высоковольтным оборудованием и контрольно-измерительными приборами: амперметрами, вольтметрами, ваттметрами, приборами релейной защиты, телемеханики и автоматики, счетчиками энергии.

Измерительные трансформаторы напряжения относятся к преобразователям электрической энергии, которые:

- трансформируют напряжение участка сети или установки в напряжение приемлемой величины для осуществления измерений с помощью стандартных измерительных устройств, питания релейной защиты, устройств сигнализации, автоматики, телемеханики;
- изолируя вторичные приборы и цепи, защищают оборудование от высокого напряжения и персонал, имеющего доступ к обслуживанию электроустановок, от поражения током.

Подключение ТН к высоковольтной части электроустановки осуществляется соединением его первичной обмотки “в параллель” к цепи высокого напряжения. Номинал вторичных обмоток трансформатора напряжения составляет обычно 100 В. Так как сопротивление измерительных приборов, подключаемых к вторичной обмотке, велико, током можно пренебречь. Поэтому основной режим работы ТН подобен режиму холостого хода типового силового трансформатора.

Трансформаторы напряжения подразделяются:

- по числу фаз: на одно- и трехфазные;

- по числу вторичных обмоток: двухобмоточный ТН имеет одну вторичную обмотку, трехобмоточный — две: основную и дополнительную;
- по назначению вторичных обмоток: с основной вторичной обмоткой, с дополнительной, со специальной компенсационной — для контроля изоляции цепи;
- по особенностям исполнений — на трансформаторы защищенного типа, водозащищенного типа (защита от капель и влаги), герметичные, со встроенным предохранителем и с антирезонансной конструкцией;
- по принципу действия и особенностям конструкций: на каскадные, ёмкостные, заземляемые и не заземляемые.

У каскадного ТН первичная обмотка разделена на несколько поочередно соединенных секций, передача энергии от которых к вторичным обмоткам происходит посредством связующих и выравнивающих обмоток. У ёмкостного ТН в конструкции имеется ёмкостный делитель. Заземляемый однофазный ТН — устройство, у которого один конец первичной обмотки должен быть заземлен.

Виды трансформаторов напряжения:

- Заземляемый трансформатор напряжения — однофазный трансформатор напряжения, один конец первичной обмотки которого должен быть наглухо заземлён, или трёхфазный трансформатор напряжения, нейтраль первичной обмотки которого должна быть наглухо заземлена (трансформатор с ослабленной изоляцией одного из выводов — однофазный ТН типа ЗНОМ или трёхфазные ТН типа НТМИ и НАМИ).



Рисунок 1. Заземляемый трансформатор напряжения

- Незаземляемый трансформатор напряжения — трансформатор напряжения, у которого все части первичной обмотки, включая зажимы, изолированы от земли до уровня, соответствующего классу напряжения.



Рисунок 2. Незаземляемый трансформатор напряжения

- Каскадный трансформатор напряжения — трансформатор напряжения, первичная обмотка которого разделена на несколько последовательно соединённых секций, передача мощности от которых к вторичным обмоткам осуществляется при помощи связующих и выравнивающих обмоток.



Рисунок 3. Каскадный трансформатор напряжения

- Ёмкостный трансформатор напряжения — трансформатор напряжения, содержащий ёмкостный делитель.



Рисунок 4. Ёмкостный трансформатор напряжения

Трансформаторы напряжения в сетях с изолированной нейтралью могут входить в феррорезонанс с паразитными ёмкостями распределительных сетей (особенно это нежелательное явление характерно для кабельных сетей).

Феррорезонанс — нелинейный резонанс. Причина нелинейности индуктивности — материал магнитопровода индуктивного элемента, нелинейно реагирующий на магнитное поле. Феррорезонанс может возникать в электрических сетях как вредное явление, приводящее к серьёзным повреждениям оборудования. Наиболее вреден режим с периодом системы; характерны также субгармонические режимы на  $1/3$  и  $1/5$  частоты, с меньшими действующими токами. Значительное количество аварий в энергосистемах с неустановленными причинами объясняется феррорезонансом. Для предотвращения порчи трансформаторов напряжения в результате феррорезонанса разработаны антирезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИ.

#### Литература

1. В. Н. Вавин Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи М., «Энергия», 1977.-104 с.
2. Трансформаторы силовые и измерительные. Справочник. Том 1. / Под ред. Акимова Е. Г. — 2005.- 384 с.
3. Справочник по электроизмерительным приборам. Под ред. К. К. Илюнина — Л.: Энергоатомиздат, 1983.- 784 с.



УДК 621.3

## ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И РАЗРЯДНИКИ

Хомутовский М.А., Сытько М.С., Шалыгин Н.Г.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Петрашевич Н.С.

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) — электрический аппарат, предназначенный для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений. ОПН также можно назвать разрядником без искровых промежутков. Основным элементом ОПН – варистор. Основная активная часть ОПН состоит из набора варисторов, соединённых последовательно и составляющих так называемую «колонку». В зависимости от требуемых характеристик ОПН и его конструкции ограничитель может состоять из одной колонки или из ряда колонок, которые соединены последовательно либо параллельно. ОПН конструктивно представляет собой колонку варисторов, заключённых в высокопрочный полимерный корпус из высокомолекулярного каучука, либо колонку варисторов, прижатую к боковой поверхности стеклопластиковой трубы, расположенной внутри фарфора. В ОПН с полимерной изоляцией пространство между стеклопластиковой трубой и колонкой варисторов заполняется низкомолекулярным каучуком, а сама труба имеет расчётное количество отверстий для обеспечения взрывобезопасности конструкции при прохождении токов короткого замыкания. У ограничителей перенапряжений с фарфоровой изоляцией на торцевых сторонах крышки располагают мембраны и герметизирующие резиновые уплотнительные кольца, а на фланцах устанавливают специальные крышки с выхлопными отверстиями. На крышке ограничителя перенапряжений имеется контактный болт для подключения к токоведущей шине. ОПН снабжён изолированной от земли плитой основания. Внутренняя стеклопластиковая труба, мембраны и крышки обеспечивают взрывобезопасность конструкции при прохождении токов короткого замыкания.

### Принцип действия

Защитное действие ограничителя перенапряжений обусловлено тем, что появление опасного для изоляции перенапряжения, вследствие высокой нелинейности резисторов через ограничитель перенапряжений протекает значительный импульсный ток, в результате чего величина перенапряжения снижается до уровня, безопасного для изоляции защищаемого оборудования. В нормальном рабочем режиме ток через ограничитель имеет емкостный характер и составляет десятые доли миллиампера. Но при возникновении перенапряжений резисторы ОПН переходят в проводящее состояние и ограничивают дальнейшее нарастание перенапряжения до уровня, безопасного для изоляции защищаемой электроустановки. Когда перенапряжение снижается, ограничитель вновь возвращается в непроводящее состояние.

Вольт-амперная характеристика ограничителя состоит из 3 участков:

- область малых токов;
- область средних токов;
- область больших токов.

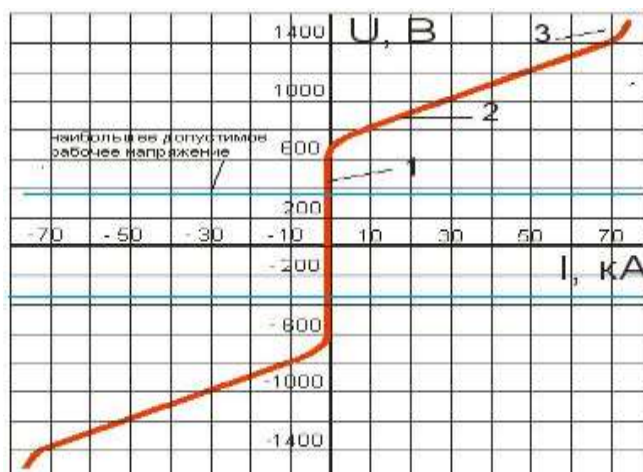


Рисунок 1. Вольт-амперная характеристика

В первой области варисторы работают под рабочим напряжением, не превышающим наибольшее допустимое рабочее напряжение. В режим средних токов варистор переходит при возникновении перенапряжения в сети. При этом на границе 1 и 2 областей происходит перегиб ВАХ, сопротивление варисторов существенно уменьшается и через них протекает кратковременный импульс тока. Варистор поглощает энергию импульса и рассеивает её в окружающее пространство в виде тепла. За счёт поглощения энергии импульс перенапряжения резко падает. Третья область для ограничителя является аварийной, сопротивление варисторов в ней вновь резко возрастает.

#### Виды ОПН

Ограничители перенапряжения подразделяются в зависимости от :

- типа изоляции (полимерная, фарфоровая);
- конструктивного исполнения (одноколонковые, многоколонковые);
- величины рабочего напряжения (6-10 кВ; 35кВ; 110кВ; 220кВ и др.);
- места установки (ОРУ либо ЗРУ).

#### Фарфоровые ОПН

Представляют собой колонку варисторов, прижатую к боковой поверхности стеклопластиковой трубы, расположенной внутри фарфоровой крышки. Получили большое распространение среди защитных средств, но, в последнее время мало пользуются спросом в связи с появлением ОПН с полимерной крышкой.

К плюсам ограничителей с фарфоровой изоляцией относят:

- Относительно малое влияние температурных колебаний на состояние аппарата;
- Большая механическая устойчивость (это связано с тем, что основная механическая нагрузка прикладывается к изоляционному покрытию).

Недостатки ОПН в фарфоровой крышке:

- Недостаточное обеспечение герметичности узла крепления фланца к фарфоровой изоляционной крышке и сохранение свойств резиновых уплотнителей в процессе длительной эксплуатации ;
- Высокая взрывоопасность (фарфоровые осколки при взрыве разлетаются в разные стороны с огромной скоростью);

- Масса и габариты (ограничители в полимерной крышке в 2-3 раза легче ОПН с фарфоровой изоляцией);
- Худшие по сравнению с ОПНп тепловые характеристики.

### **Полимерные ОПН**

ОПН состоит из колонки варисторов, заключённых в высокопрочный полимерный корпус из высокомолекулярного каучука. Пространство между стеклопластиковой трубой и колонкой резисторов заполняется низкомолекулярным каучуком, а сама труба имеет расчётное количество отверстий для обеспечения взрывобезопасности конструкции при прохождении токов короткого замыкания. На данный момент полимерные ОПН (ОПНп) превосходят по масштабам использования и производства фарфоровые ОПН.

Преимущества ОПНп:

- Высокая гидрофобность;
- Значительно высокая взрывобезопасность, чем у фарфоровых ОПН;
- Малый вес;
- Лучшие, чем у ОПН в фарфоровой крышке, электрические и разрядные характеристики;
- Простота монтажа и транспортировки, а также стойкость к ударным и вибрационным воздействиям;
- Способность работать в условиях естественных и промышленных загрязнений и так далее.

К недостаткам полимерных ограничителей относятся:

- Влияние воздействия сезонных колебаний температуры окружающей среды (внутреннее пространство имеет значительно отличающийся коэффициент теплового расширения от материала крышки, это может привести к деформации рёбер крышки и снижению электрической прочности внешней изоляции);
- Неправильный расчёт механической нагрузки может привести к растрескиванию варисторов ограничителя.

### **Разрядники**

Разрядник — электрический аппарат, предназначенный для ограничения перенапряжения в электротехнических установках и электрических сетях.

### **Применение**

В электрических сетях часто возникают импульсные всплески напряжения, вызванные коммутациями электроаппаратов, атмосферными разрядами или иными причинами. Несмотря на кратковременность такого перенапряжения, его может быть достаточно для пробоя изоляции или р-n переходов полупроводниковых приборов и, как следствие, короткого замыкания, приводящего к разрушительным последствиям. Для того, чтобы устранить вероятность короткого замыкания, можно применять более надёжную изоляцию и высоковольтные полупроводниковые приборы, но это приводит к значительному увеличению стоимости оборудования. В связи с этим в электрических сетях целесообразно применять разрядники.

### Устройство и принцип действия

Разрядник состоит из двух электродов и дугогасительного устройства. Один из электродов крепится на защищаемой цепи, второй электрод заземляется. Пространство между электродами называется искровым промежутком. При определенном значении напряжения между двумя электродами искровой промежуток пробивается, снимая тем самым перенапряжение с защищаемого участка цепи. Одно из основных требований, предъявляемых к разряднику — гарантированная электрическая прочность при промышленной частоте (разрядник не должен пробиваться в нормальном режиме работы сети). После пробоя импульсом искровой промежуток достаточно ионизирован, чтобы пробиться фазным напряжением нормального режима, в связи с чем возникает короткое замыкание и, как следствие, срабатывание устройств РЗА, защищающих данный участок. Задача дугогасительного устройства — устранить это замыкание в наиболее короткие сроки до срабатывания устройств защиты.

### **Трубчатый разрядник**

Воздушный разрядник представляет собой дугогасительную трубку из полимеров, способных подвергаться термической деструкции с выделением значительного количества газов и без значительного обугливания — полихлорвинила или оргстекла, с разных концов которой закреплены электроды. Один электрод заземляется, а второй располагается на определенном расстоянии от него (расстояние определяет напряжение срабатывания, или пробоя, разрядника) и имеет прямое электрическое подключение к защищаемому проводнику линии. В результате пробоя в трубке возникает интенсивная газогенерация (плазма), и через выхлопное отверстие образуется продольное дутье, достаточное для гашения дуги. В воздушном разряднике открытого типа выброс плазменных газов осуществляется в атмосферу. Напряжение пробоя воздушных разрядников — более 1 кВ.

### **Газовый разрядник**

Конструкция и принцип действия идентичны воздушному разряднику. Электрический разряд происходит в закрытом объёме (керамическая трубка), заполненном инертными газами. Процесс электрического разряда в газовой среде позволяет обеспечить лучшие характеристики скорости срабатывания и гашения разрядника. Напряжение пробоя газонаполненного разрядника — от 60 вольт до 5 киловольт. В сигнальных электрических цепях соответствующего напряжения в качестве разрядника может использоваться миниатюрная неоновая лампа.

### **Вентильный разрядник**

Вентильный разрядник состоит из двух основных компонентов: многократного искрового промежутка (состоящего из нескольких последовательно соединенных единичных искровых промежутков) и рабочего резистора (состоящего из последовательного набора вилитовых дисков). Многократный искровой промежуток последовательно соединен с рабочим резистором. В связи с тем, что вилит меняет характеристики при увлажнении, рабочий резистор герметично закрывается от внешней среды. Во время

перенапряжения многократный искровой промежуток пробивается, задача рабочего резистора — снизить значение сопровождающего тока до величины, которая сможет быть успешно погашена искровыми промежутками. Вилит обладает особенным свойством — его сопротивление нелинейно — оно падает с увеличением значения силы тока. Это свойство позволяет пропустить больший ток при меньшем падении напряжения. Благодаря этому свойству вентильные разрядники и получили своё название. Среди прочих преимуществ вентильных разрядников следует отметить бесшумность срабатывания и отсутствие выбросов газа или пламени.

### **Магнитовентильный разрядник**

РВМГ состоит из нескольких последовательных блоков с магнитным искровым промежутком и соответствующего числа вилитовых дисков. Каждый блок магнитных искровых промежутков представляет собой поочередное соединение единичных искровых промежутков и постоянных магнитов, заключенное в фарфоровый цилиндр.

При пробое в единичных искровых промежутках возникает дуга, которая за счет действия магнитного поля, создаваемого кольцевым магнитом, начинает вращаться с большой скоростью, что обеспечивает более быстрое, по сравнению с вентильными разрядниками, дугогашение.

### **Литература**

1. Родштейн Л. А. Электрические аппараты: Учебник для техникумов. — 4-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1981. — 304 с
2. Халилов Ф.Х. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений / Халилов Ф. Х., Евдокунин Г. А.— СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2002.- 272 с.

УДК 621.3

## НАДЁЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ И СИСТЕМ АЭС. ВЛИЯНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТОВ НА НАДЁЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

Хотенко Е. В., Носова А. В.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А. А.

Среди эксплуатационных мероприятий, обеспечивающих поддержание необходимого уровня надежности оборудования и систем ядерной энергодвигательной установки (ЯЭУ), основную роль играют правильное планирование и своевременное проведение технического обслуживания (ТО).

На АЭС существует специальная система ТО оборудования и систем энергоблоков. Эта система разработана на основе опыта эксплуатации АЭС и включает в себя определенные нормы и правила проведения, технологические процессы их проведения и функции ремонтных служб и предприятий.

К основным конкретным задачам, решаемым в процессе ТО, относятся:

- раннее достоверное выявление или прогнозирование неисправностей и отказов;
- проведение своевременного контроля, технического состояния оборудования и систем АЭС;
- предупреждение ускоренного износа старения и коррозии;
- поддержание основных технических характеристик элементов в соответствии с требованиями эксплуатационных и НТД;
- прогнозирование и оценка остаточного ресурса (остаточного срока службы);
- оптимизация межремонтных сроков эксплуатации оборудования и др.

Вышеназванные профилактические проверки и работы позволяют выявлять ненадежные, неисправные или отказавшие элементы и устанавливать отдельные причины неисправностей и отказов. Периодичность проведения планово-предупредительный ремонт (ППР) осуществляется в соответствии с годовыми графиками ТО оперативно-эксплуатационным и оперативно-ремонтным персоналом. Опыт эксплуатации АЭС показывает, что периодичность и объем ППР могут существенно влиять на надежность оборудования и систем АЭС.

Сущность влияния периодичности, календарных сроков проведения ППР на безотказность оборудования АЭС рассмотрим на примере кривых, характеризующих зависимость вероятности безотказной работы от периодичности и сроков проведения ППР (рисунок 1):



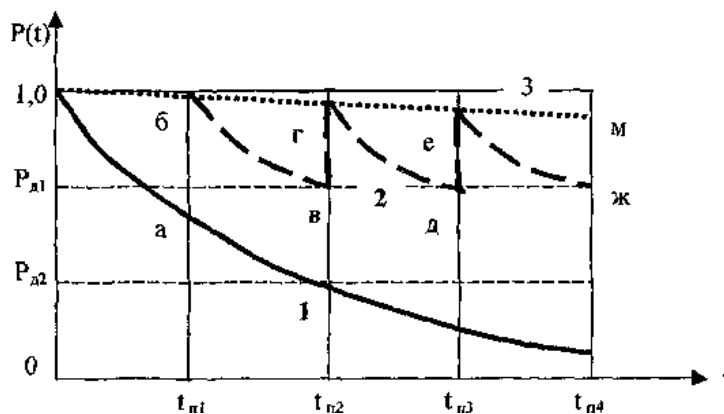


Рисунок 1. Зависимость вероятности безотказной работы от периодичности и сроков проведения ППР

Кривая 1 характеризует изменение вероятности безотказной работы  $P(t)$  от времени без учета ППР.

Кривая 2 (пилообразная - *бвгдеж*) - с учетом профилактических ремонтов, обеспечивающих восстановление безотказности до значений кривой 3; показывает, насколько количественно восстанавливается надежность оборудования при проведении ППР.

Кривая 3 характеризует начальные (исходные) значения  $P(t)$  при  $t = 0$  и после проведения каждого ППР.

Снижение надежности  $P(t) < P_{d1}$  будет приводить к более частым отказам элементов и систем. Анализируя кривые понятно, что за счет проведения ППР можно повышать надежность оборудования. Кроме того, периодичность выполнения ППР также существенно влияет на значение вероятности безотказной работы  $P(t)$ . При этом необходимо выбирать промежутки времени между циклами ППР так, чтобы можно было обеспечить необходимое значение  $P(t) > P_{d1}$  в процессе эксплуатации. Это указывает на то, что после определенного числа ППР, если не происходит существенного повышения надежности за счет ППР, то необходимо проводить более эффективные ремонтные работы: средний и капитальный ремонты.

На длительности межремонтных циклов влияют:

- период эксплуатации и особенности использования оборудования;
- долговечность и стоимость элементов;
- характер возможных последствий отказов.

Рассмотрим расчёт периодичности ППР и в качестве примера основные методы расчета периодичности ППР, использующие опыт эксплуатации.

1. Расчет времени проведения ППР для условий возникновения внезапных отказов в период нормальной эксплуатации. Исходные условия для этого случая характеризуются постоянством интенсивности отказов  $\lambda(t) = const$  и известным значением (принятым по опытным данным) допустимого снижения (нижнего предела) надежности  $P_{d}(t)$  или  $F_{d}(t) = 1 - P_{d}(t)$ . Расчетная формула выводится из уравнения:

$$F_{o} = 1 - e^{-\lambda t} \quad (1)$$

где  $F_0$  -предел надёжности;  
 $\lambda$ - интенсивность отказов;  
 $t$ - время проведения ППР, с.  
 С учётом

$$F(t) \leq F_0(t) , \tag{2}$$

то есть

$$t_n \leq \frac{\ln|1 - F_0|}{\lambda} , \tag{3}$$

где  $t_n$  - время проведения ППР, с;  
 $\lambda$ - интенсивность отказов;  
 $F_0$  - предел надёжности;

На рисунке 2 представлена иллюстративная схема, характеризующая выбор периодичности ППР при внезапных отказах и полной восстанавливаемости.

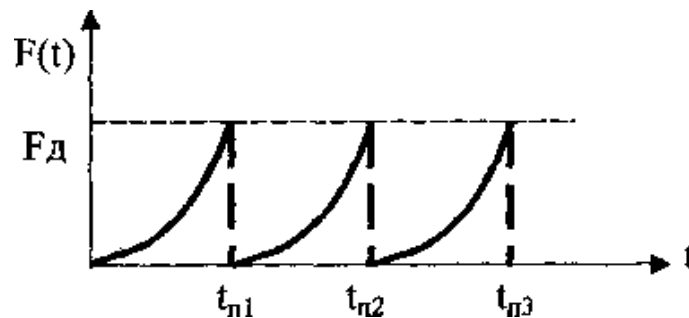


Рисунок 2. Схема, характеризующая выбор периодичности ППР

2. Расчет времени проведения ППР при постепенных отказах. При определении календарного времени обслуживания, работающего длительно в непрерывном режиме и ориентированного на замену выработавших ресурс элементов, предварительно оценивается средняя наработка до постепенного отказа  $T_{cp}$  и среднее квадратичное отклонение этой наработки  $\sigma T(t)$  (рисунок 3), характеризующее разброс случайной величины  $T_{cp}$ .

С учетом этих условий расчетная формула имеет вид:

$$t_n = T_{cp} - k \cdot \sigma_T(t) , \tag{4}$$

где  $k$  - расчетный коэффициент, который принимается таким, чтобы  $F(t) < F_0(t)$ ;  
 $T_{cp}$  - средняя наработка до отказа, с;  
 $\sigma T(t)$ - среднее квадратичное отклонение;

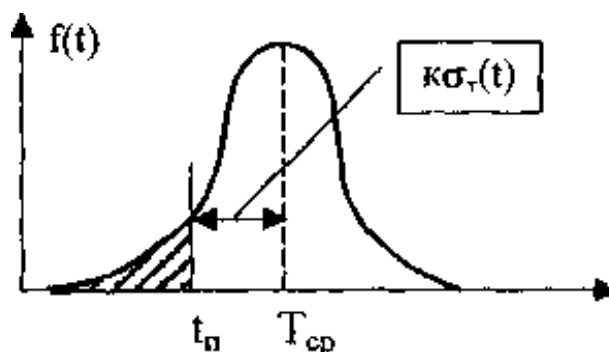


Рисунок 3. Характеристика разброса случайной величины

3. Расчет времени проведения ППР для элементов с различной механической и электрической прочностью и имеющих различный ресурс.

В составе оборудования и систем АЭС есть элементы, имеющие различную механическую и электрическую прочность. Опыт эксплуатации показывает, что на  $\lambda$ -характеристиках таких элементов в *различные моменты* времени могут появляться так называемые "горбы", характеризующие различный ресурс этих элементов (рисунок 4).

Очевидно, целесообразно в моменты времени  $t_{n1}$ ,  $t_{n2}$ ,  $t_{n3}$ , предшествующие появлению "горбов", проводить ППР, связанные с проверкой работоспособности и заменой критических элементов. На рисунке 4 показан вид интенсивности отказов оборудования с заменой критических элементов.

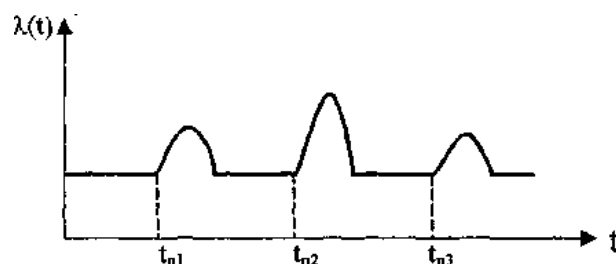


Рисунок 4. Вид интенсивности отказов оборудования с заменой критических элементов

4. Оценка времени проведения ППР для систем, работающих в сложном режиме. К системам, работающим в сложном режиме (режиме ожидания и режиме работы по требованию), относятся системы управления, защиты и безопасности ЯЭУ АЭС и резервные системы. Для этих систем время проведения ППР выбирается таким образом, чтобы профилактика не снижала обобщенный показатель надежности, представляющий собой произведение коэффициента технического использования и вероятности безотказной работы, т.е.

$$R = K_{TM} \cdot P(t), \tag{5}$$

где  $R$  - показатель надёжности;

$K_{TM}$  - коэффициент технического использования;

$P(t)$  - вероятность безотказной работы.

Численные значения времени проведения ППР для сложных систем могут определяться по формулам (3) - (5) и проводиться регулярно через определенные промежутки времени.

Однако на практике может применяться также принцип (метод) "технического обслуживания по состоянию". Суть этого метода состоит в следующем:

- измеряются некоторые (основные) параметры системы, которые могут изменяться в результате действий внешних факторов и старения элементов, и в целом характеризуют техническое состояние системы;

- по полученным данным в зависимости от фактического состояния системы решается вопрос о проведении соответствующего вида ППР.

При планировании ППР по состоянию необходимо решать следующие задачи:

- правильный выбор минимального числа контролируемых параметров, дающих информацию о техническом состоянии в любой момент времени;

- обоснование допустимых пределов изменения контрольных параметров;

- разработка алгоритмов математического обеспечения программ ППР по состоянию;

- создание необходимых технических средств контроля, диагностирования, регистрации и оперативной обработки измеряемой информации.

#### Литература

1. La Scala M., Trovato M., Antonelly C. On-line dynamic preventive control and algorithm for transient security dispatch // IEEE Trans. Power Systems. – 1998. – Vol. 13, No. 2. – P. 601–610.

2. Шумилова Г. П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сб. науч. Тр. Вып. 58. Математические модели и методы исследования надежности либерализованных систем энергетики Отв. Ред. Н.И. Воропай, М.Ш. Мисриханов. – М.–Н.Новгород: Изд-во Волго-Вятской академии государственной службы, 2008. – С. 150–157.

3. Reed R.D., Marks II R.J. An evolutionary algorithm for function inversion and boundary marking // Proceedings of the IEEE International Conference on Evolutionary Computation. – November 26-30, 1995. – P. 794-797.

4. Гусак А.А., Гусак Г.М., Бричикова Е.А. Справочник по высшей математике. – 7-ое изд. – Мн.: ТетраСистемс, 2006. – 640 с.

УДК 621.3

## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ САМОНЕСУЩИХ И ЗАЩИЩЕННЫХ ПРОВОДОВ НА ВЛ 35 КВ

Алексеев Е.А., Невмержицкая Т.Д.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.

Необходимость развития электрических сетей доказывает устойчивый рост электрических нагрузок. Ужесточаются требования к надежности электроснабжения и качеству электрической энергии. Нарастает объем электрических сетей, отработавших нормативный срок. Для обеспечения надежного и качественного электроснабжения потребителей необходимо определение оптимальных условий и основных технических направлений. Поэтому в настоящее время на ЛЭП все чаще применяют изолированные самонесущие и защищенные (покрытые) провода. Самонесущие изолированные провода (СИП) предназначены для воздушных линий электропередач в районах с умеренным, холодным и тропическим климатом.

Самонесущие изолированные провода, в отличие от проводов неизолированных, имеют изолирующее покрытие из сшитого полиэтилена на фазных проводах и, в зависимости от модификации, имеют или не имеют подобное покрытие на несущем нейтральном проводе. Кроме того, есть разновидность СИП без несущего провода, у которой все четыре провода изолированы. Рассмотрим основные разновидности СИП (СИП-1, СИП-1А, СИП-2 и СИП-2А по российской терминологии рисунок 1), представляющая собой жгут изолированных фазных проводов, скрученных вокруг несущего провода В качестве несущего «нулевого» провода используется уплотненный 7-проволочный трос из алюминиевого сплава. В качестве фазных проводов используются алюминиевые провода, покрытые атмосферостойким светостабилизированным полиэтиленом с поперечными молекулярными связями («сшитый полиэтилен»). Изолированные фазные провода скручены вокруг несущего троса таким образом, что вся механическая нагрузка сосредотачивается целиком на несущем «нулевом» тросе. Присоединение этого троса к заземляющему устройству производится при помощи специального ответвительного плашечного зажима.

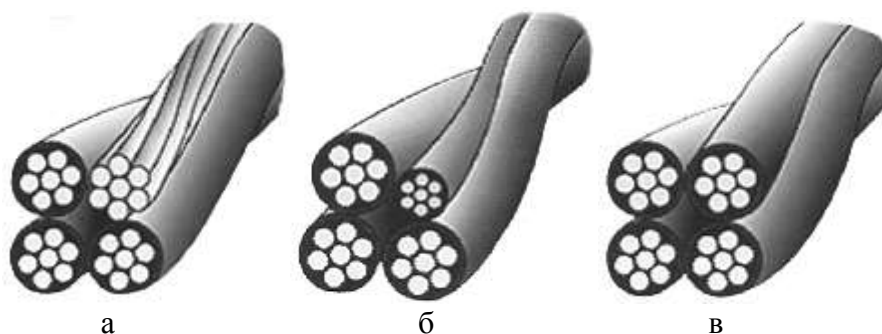


Рисунок 1. Типы самонесущих изолированных проводов:  
 а - СИП-1; б - СИП-2; в - СИП-4 и СИП-5

На основании анализа повреждений ВЛ с неизолированными проводами специалистами сделан вывод, что при действии ветровых нагрузок наиболее частыми повреждениями являются:

- обрыв проводов – 24,9%;
- повреждения, связанные со сближением и схлестыванием проводов – 17%;
- обрыв вязки провода к изолятору – 9,8%.

На поиск и ликвидацию указанных повреждений, по данным эксплуатации, как правило, уходит 7-8 часов с перерывом в электроснабжении.

Для повышения надежности электроснабжения наиболее эффективным является применение изолированных (защищенных) проводов SAХ. При этом расстояния между проводами уменьшены. При кратковременном схлестывании до 1 млн раз за срок службы проводов (опыт Финляндии, США и Японии) короткое замыкание не происходит. При использовании изолированных проводов существенно уменьшается повреждаемость проводов от климатических нагрузок за счет исключения повреждений от схлестывания и сближения проводов, исключается повреждаемость при набросах на них и перекрытиях на деревья. Практика показала, что падение дерева на изолированный провод не приводит к аварийной ситуации. В механическом отношении провод SAХ выдерживает массу относительно крупного ствола падающего дерева, находясь в течение долгого времени под напряжением.

Защищенные провода, применяемые на линиях среднего напряжения, стандартизованы во многих странах мира. Стандартизация пока не коснулась проводов, используемых в высоковольтных линиях, по причине достаточно короткого периода их применения. Тем не менее в Скандинавии разработаны защищенные провода вплоть до 132 кВ. Защищенный провод на 35 кВ выпускается стандартных сечений: 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240 мм<sup>2</sup>. Жила провода имеет многопроволочную конструкцию, изготовленную из термоупрочненного алюминиевого сплава повышенной прочности. Номинальный диаметр токоведущей жилы варьируется от 6,9 мм для сечения 35 мм<sup>2</sup> до 18,1 мм для сечения 240 мм<sup>2</sup>. Наружный диаметр провода изменяется в диапазоне от 13,3 до 25,9 мм в зависимости от сечения.

Токопроводящая жила покрывается изоляционным слоем из многослойной полиэтиленовой композиции. Внешний слой изоляции обычно изготавливается из атмосферостойкого сшитого полиэтилена либо из атмосферостойкого трекингостойкого полиэтилена. Внутренний слой состоит из изоляционного сшитого полиэтилена. В некоторых марках проводов присутствует дополнительный внутренний слой из полупроводящего сшитого полиэтилена, а так же водонабухающий материал, обеспечивающий продольную герметизацию. Допустимый нагрев токопроводящей жилы провода не должен превышать 90<sup>0</sup>С при нормальном режиме эксплуатации и 250<sup>0</sup>С при КЗ.

Воздушные линии электропередач с проводом в защитной изоляции напряжением 35 кВ (ВЛЗ-35) — это именно тот случай, когда новая технология дает ряд технических преимуществ, увеличивая безопасность и надежность всей ЛЭП в целом.



Но самое главное, строительство и монтаж такой ВЛЗ стоит дешевле, чем обычной ЛЭП-35 кВ с голыми проводами АС.

Для строительства ВЛЗ-35 кВ используется самонесущий изолированный провод марки СИП-3, ПЗВ, ПЗВГ, ЗАЛП, SAХ. Сама жила у него выполнена из алюминиевого сплава, а толщина изоляции для  $U=35$  кВ составляет 3,5мм.

Благодаря возможности перехода на опорную схему изоляции вместо подвесной, такие ВЛЗ-35 кВ можно строить в габаритах стоек от ВЛЗ-10 кВ.

То есть, здесь уже не нужны опоры СВ (стойка вибрированная) -164, можно запросто обойтись марками СВ 110 и СВ 105. В отдельных случаях на опорах СВ 110 можно даже построить двухцепную ВЛЗ-35.

Применение более низких опор, помимо экономии денежных затрат, дает ряд преимуществ не очевидных на первый взгляд:

- уменьшается вероятность прямых попаданий молний в линию;
- упрощается монтаж - не требуется габаритная специальная техника, которая нужна при установке стоек СВ-164.

То есть, непосредственно монтаж ВЛЗ-35 кВ и установку опор, можно выполнить всего одной техникой – бурильно-крановой машиной БКМ. Не прибегая к услугам 16 или 25-ти тонного автокрана, а также без использования АГП-гидроподъемника.

Строительство обычной ЛЭП напряжением 35 кВ без этой техники невысказано:

- упрощается работа по закреплению опор в грунте;
- сокращение межфазного расстояния приводит к существенно меньшей металлоемкости.

Строительство ВЛЗ-35 кВ вовсе не такое уж и сложное дело, как может показаться на первый взгляд. В совсем недалеком будущем, большинство ЛЭП 35 кВ на голых проводах, построенные по советским стандартам, безусловно начнут переводиться именно на ВЛЗ исполнение.

Впервые в РУП «Гомельэнерго» выполнена реконструкция ВЛ 35 кВ Митьки-Рудня (перевод на ВЛП) согласно проекту, разработанному филиалом «Энергопроект» ОАО «Западэлктросетьстрой» в июле 2017 года. Данный объект не имеет аналогов в Белорусской энергосистеме.

ВЛП (воздушная линия с покрытыми проводами) 35 кВ выполнена по существующей трассе. Ширина трассы находится в пределах 14-16 м. Протяженность всей ВЛ по трассе 15,8 км, с изолированным проводом - 10,3 км (СИПт-3).

Реконструируемый участок выполнен на стойках опор СК-22.1-11 (ранее были стойки опор СВ-1), количество опор на участке с изолированным проводом по сравнению с бывшей ВЛ сократилось на 20 опор, соответственно сократилось и количество изоляторов вместе со сцепной, натяжной и поддерживающей арматурой. Также нет необходимости расширять просеку на высоту лесного массива (деревья по высоте до 25 м).



Рисунок 2. Участок ВЛП 35 кВ

Провод самонесущий изолированный с одной жилой из алюминиевого сплава и дополнительной несущей стальной жилой, в изоляции из светостабилизированного сшитого полиэтилена типа СИПт-3 1x50-35. Изолятор полимерный из кремнийорганической резины в силиконовой оболочке типа ЛК70/35-3 (в данном случае исполнение проушина-пестик). Зажим натяжной спиральный для монтажа на анкерной опоре типа НС-14,9/15,3-01 (14)-СИП.



Рисунок 3. Участок ВЛП 35 кВ

Крепление провода на промежуточной опоре выполнено спиральным поддерживающим зажимом типа ПС-14,9/15,3П-01-СИП. Для защиты проводов от вибрации использованы многочастотные гасители вибрации типа ГВ-4533-02м.

Для исключения приближения провода шлейфа к телу опоры установлены балласты типа БЛ-100-1. Шлейф соединен при помощи спиральной арматуры типа ШС-8,1-01-СИП-3-35 (1x50).



Рисунок 4. Крепление провода

Экономический эффект от использования защищенных изоляцией проводов будет достигнут за счет:

1. Возможности передачи мощности в 2,5-3 раза большей по ВЛ с традиционными габаритами ВЛ 10 кВ;
2. Значительного уменьшения габаритов линии. Уменьшение ширины просеки, требуемой площади землеотводов;
3. Значительного снижения стоимости стоек, их фундаментов и металлоконструкций опор;
4. Снижения стоимости изоляции при использовании новых опорных линейных фарфоровых изоляторов (ОЛФ) вместо промежуточной подвески на базе подвесных стеклянных изоляторов;
5. Снижения стоимости монтажных работ;
6. Уменьшения эксплуатационных издержек;

Применение самонесущих изолированных и защищённых проводов является наиболее прогрессивным и перспективным путём развития электрических распределительных сетей.

За короткое время защищенные провода зарекомендовали себя как качественные, повышающие надежность электроснабжения электрические проводники.

Таким образом, с увеличением количества предприятий, не допускающих перебоев в электроснабжении, всё острее становится вопрос обеспечения требуемой надежности. Строительство ВЛЗ является одним из таких решений. Таким образом, применение защищенных проводов стало чрезвычайно привлекательным решением для энергетиков при строительстве ВЛ в черте города, где требуется компактность и повышенная безопасность, либо в лесной зоне, где вырубка просек под строительство традиционных ВЛ слишком дорога. Для нефтегазовой и металлургической промышленности применение ВЛЗ позволяет значительно снизить недополученную прибыль в результате отключения линий и, как следствие, количество остановок добывающих предприятий.

### Литература

1. ВЛ с изолированными проводами. Монтаж и эксплуатация воздушных линий электропередачи [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elektromontagnik.ru/?address=lectures/part2/&page=page3>.
2. Особенности монтажа самонесущих изолированных и защищенных проводов при строительстве воздушных линий электропередачи 0,38-35 кВ. Электротехнический рынок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://market.elec.ru/nomer/3/sip-35kv/>.
3. Сравнение ВЛ-35кв и ВЛЗ-35кв. Строительство ВЛЗ высоковольтным СИП-3 — опоры, траверсы, изоляторы, зажимы. Domic Electrica [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://domikelectrica.ru/sravnenie-vl-35kv-i-vlz-35kv/>.
4. «Мозырские электрические сети» реконструировали ВЛ 35 кВ Митьки-Рудня. EnergyLand.info [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energyland.info/analitic-show-160670>.

УДК 621.3

## ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕГАЗОВЫХ И ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Никитин Е.А.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.

Перед силовыми выключателями ставится основная задача: отключение токов короткого замыкания и, следовательно, защита электрооборудования от воздействия аварийных токов. С высокой эффективностью и надёжностью должны справляться с этой задачей силовые выключатели.

Показатель эксплуатационной надёжности (MTBF - mean time between failures), который определяется как среднее ожидаемое число лет безаварийной работы, является одним из важных критериев оценки эффективности и надёжности электрооборудования. Частота отказов является обратной величиной MTBF. MTBF приблизительно обратно пропорционален числу составных частей коммутационной камеры выключателя, как показал многолетний анализ эксплуатационной надёжности маломасляных, элегазовых и вакуумных выключателей. Исходя из этого, были проведены исследования современных маломасляных, элегазовых и вакуумных выключателей среднего класса напряжения, где было определено среднее число составных частей коммутационных камер (таблица 1).

Таблица 1- Сравнение числа составных частей коммутационной камеры маломасляных, элегазовых и вакуумных выключателей

	Маломасляный	Элегазовый	Вакуумный
Общее число составных частей коммутационной камеры	43	52	22
Число подвижных частей	18	24	9
Число подвижных частей дугогасящей камеры.	17	24	2

На пример, MTBF вакуумного выключателя фирмы Siemens - около тысячи лет, а MTBF самих вакуумных дугогасительных камер Siemens составляет 24 тысячи лет. Дугогасительная часть элегазовых выключателей содержит значительно большее количество деталей, чем вакуумный выключатель, что показывает сравнение между вакуумными и элегазовыми выключателями. Количество подвижных деталей коммутационной камеры при этом также является особо существенным моментом. Частота отказов неподвижных деталей бесспорно ниже, чем у подвижных деталей. Большее количество подвижных деталей имеет коммутационная камера элегазового выключателя.



Приводы коммутационных систем не были приняты во внимание при этом сравнении, хотя и здесь, из-за своей низкой энергии привода, вакуумный выключатель имеет преимущества по сравнению с элегазовым выключателем. Сравнение показывает, что у вакуумного выключателя значительно большая надежность, чем у выключателей, использующих другие принципы дугогашения.

Этот вывод делаем исходя из опыта производства фирмой Siemens более 300 тысяч вакуумных выключателей, изготовленных в Берлине заводом выключателей и двадцатью партнерами по производству и носителями лицензии по всему миру.

В отношении надежности принцип вакуумного дугогашения превосходит все другие. Этот вывод мы делаем исходя из вышеприведенных результатов различных независимых исследований. Решение об использовании вакуумных силовых выключателей на АЭС приняли немецкие электроснабжающие предприятия вследствие их безотказности. В Германии вакуумный выключатель с удельным весом в 95% рынка однозначно лидирует.

Техобслуживание того или иного типа коммутационного аппарата требует различное время из-за неодинакового числа составных частей коммутационной камеры. Вдобавок, на номинальное число коммутаций аппарата, величина которого является одним из важных факторов коммутационных аппаратов среднего напряжения, влияет число составных частей. Также в элегазовых выключателях номинальное число коммутационных циклов рабочих токов и токов короткого замыкания значительно ниже, чем в вакуумных [2].

К примеру, типовой вакуумный выключатель фирмы Siemens на 12 кВ / 31,5 кА / 2500 А 3АН2 может отключать ток: 20 кА- 250 раз; 31,5 кА- 85 раз; 4,5 кА- 10.000 раз; 2500 А- 30.000 раз.

Таблица 2- Техобслуживание

	Вакуум	SF6
Коммутации номинального тока короткого замыкания	30-400	10-50
Коммутации номинального рабочего тока	до 30 тысяч	до 10 тысяч
Интервал техобслуживания (лет)	10-20 – без техобслуживания	5-10
Техобслуживание привода	Просто (в большинстве случаев не нужно)	Просто
Техобслуживание полюсов	не нужно	Сложно (заводские специалисты, высокие требования к безопасности)

В таблице 2 приведены усредненные данные по номинальному числу коммутаций вакуумных и элегазовых выключателей среднего напряжения.



60 тысяч коммутационных циклов составляет механическая долговечность. Вследствие этого в сетях воздушных линий электропередач вакуумные выключатели хорошо подходят для частых кратковременных отключений.

Можно использовать вакуумные выключатели с механической долговечностью 120 тысяч коммутационных циклов, если в крайних случаях, этого количества (60 тысяч) коммутационных циклов недостаточно (например, для дуговых печей).

До истечения 10 тысяч коммутационных циклов вакуумные выключатели типа ЗАН (Siemens) не нуждаются в техническом обслуживании. Это значит, что в течение всего, более чем 20-летнего, срока эксплуатации в нормальных условиях нет необходимости ни в смазке, ни в регулировке. В некоторых случаях следует проводить простые работы по техническому обслуживанию, в основном смазку, когда требуется большее число коммутационных циклов, или в сложных условиях окружающей среды.

Трудоемкость технического обслуживания выключателей значительно выше при всех других принципах дугогашения. Для элегазовых выключателей среднего напряжения необходимы осмотры: каждые 5 лет небольшие и каждые 10 лет большие проверки. Также предусмотрен ремонт всей дугогасящей камеры даже, если за десять лет выключателем пользовались лишь изредка.

#### Литература

1. Проектирование электрических аппаратов: учебник для вузов/ Г.Н. Александров, В.В. Борисов [и др.]; под общ. ред. Г.Н. Александрова – Ленинград: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985. – 448 с.
2. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией/ Г.Е. Агафанов, И.В. Бабкин [и др.]; под общ. ред. Ю.И. Вишневого – Санкт-Петербург: Энергоатомиздат, 2002. – 727 с.: ил. – 300-летию Санкт-Петербурга посвящается. – Библиогр.: с.708-722.

УДК 621.311:017

## ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Грайцевич Е.Г.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.

В настоящее время прогресс развития современной энергетики происходит в соответствии с изменениями мирового уклада путем перехода от централизованных энергосистем к клиентоориентированным. В будущем энергетическая система должна будет иметь как крупные источники генерации, так и источники распределенной генерации на основе малых и возобновляемых источников энергии. В электрические сети очень активно внедряются новые технологии, такие как распределенная генерация (РГ) [1], статические управляемые конденсаторы, сверхпроводниковые кабельные линии и др.

В Беларуси актуально использование распределительных сетей на основе газотурбинных и газопоршневых электростанций. Они имеют ряд достоинств в сравнении с электростанциями, ориентированными на централизованную передачу энергии:

- расположение генераторных установок непосредственно в зоне потребления энергии;
- относительно малые капиталовложения и сроки строительства станции, что обеспечивает сравнительно небольшой период окупаемости;
- возможность для выработки как электрической, так и тепловой энергии;
- высокий КПД.

Одной из основных причин строительства собственных генераторных установок и объектов распределенной генерации является необходимость оптимального резервирования электроснабжения важнейших потребителей на период максимальной нагрузки энергосети и при аварийных ситуациях в электроэнергетической системе.

Для двигательной нагрузки наиболее значимыми показателями являются отклонения напряжения от номинального и отклонение частоты. Отмеченные показатели могут находиться в допустимых пределах на шинах ГПП, но выходить за эти пределы на шинах конечных потребителей, что недопустимо. В связи с этим актуальной задачей является разработка мер по поддержанию качества электроэнергии на шинах конечного потребителя.

РГ представляет собой расположение дополнительных источников электроэнергии очень близко от потребителей. Их мощность выбирается исходя из предполагаемой мощности конечного потребителя с учетом имеющихся ограничений (экологических, технологических, правовых и т. д.) и может находиться в широком диапазоне (от двух до нескольких сотен киловатт). При всем этом потребитель остается включенным в общую электросеть

Рассмотрим вопрос влияния источников распределенной генерации на изменение параметров сети. На рисунке 1. представлена схема исследуемого участка электрической сети, состоящая из 2 подстанций, 7 линий

электропередач, 6 узлов нагрузки. Марка и длина каждой линии электропередач указаны на рисунке.

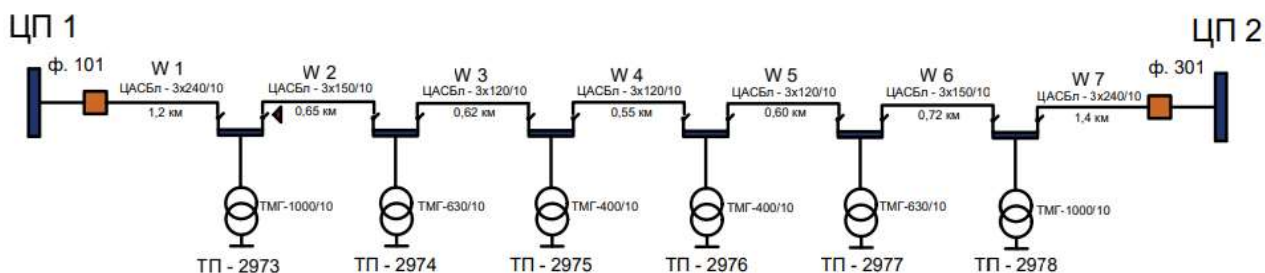


Рисунок 1 – Участок схемы сети без распределенной генерации

Исходные данные по элементам сети приведены в таблицах 1 и 2. Данный участок сети не имеет источников распределенной генерации.

Таблица 1 – Исходные данные по центрам питания

Наименование шин ВН ЦП	Наименование шин НН ЦП	$U_{ном}$ шин НН, кВ	$U_{расч}$ , кВ	$\cos\varphi$	$R_{сист}$ , Ом	$X_{сист}$ , Ом	$I_{доп.тр}$ , А
ЦП 1В	ЦП 1	10	10,5	0,9	0,12	1,43	400
ЦП 2В	ЦП 2	10	10,5	0,9	0,12	1,43	400

Таблица 2 – Исходные данные по узлам сети

Наименование узла	Тип трансформатора	$I_{нвн}$ , А	$K_{тр}$	$R_{тр}$ , Ом	$X_{тр}$ , Ом	$P_{хх}$ , кВт	$Q_{хх}$ , квар
ТП-2973	ТМГ-1000	22,903	26,25	1,952	8,581	1,9	17
ТП-2974	ТМГ-630	17,127	26,25	3,064	13,628	1,25	10,71
ТП-2975	ТМГ-400	12,548	26,25	5,5	17,139	0,9	7,2
ТП-2976	ТМГ-400	11,734	26,25	5,5	17,139	0,9	7,2
ТП-2977	ТМГ-630	16,321	26,25	3,064	13,628	1,25	10,71
ТП-2978	ТМГ-1000	23,365	26,25	1,952	8,581	1,9	17

Таблица 3 – Обобщенные показатели по ЦП

Наименование ЦП	Потери активной мощности						Суммарная нагрузка	Ток ЦП	Загрузка ЦП	Пропуск мощности
	Трансформаторов ТП				линий					
	Нагрузочные		ХХ		кВт	%				
	кВт	%	кВт	%						
ЦП 1В ЦП 1	3,072	0,848	1,9	0,525	0,255	0,07	357,022	23,025	0,058	362,249
ЦП 2В ЦП 2	13,212	1,024	6,2	0,481	6,62	0,481	1264,146	81,493	0,204	1290,177
Сумма	16,284	1,872	8,1	1,006	6,875	0,551	1621,168	-	-	1652,426



Анализ нормального режима работы показал, что напряжение на шинах наиболее удаленного потребителя остается в границах предельно допустимых отклонений ( $\pm 10\%$   $U_{ном}$ ), а наибольшее падение напряжения наблюдается на линиях W4 и W3 (участки ТП-2976–ТП-2975 и ТП-2975–ТП-2974 соответственно).

В качестве альтернативного варианта рассмотрен режим для обеспечения бесперебойного питания нагрузки ТП-2973, установленная мощность составляет 357,022 кВт и ТП-2978 равная 364,224 кВт, при котором источник распределенной генерации (в данном случае 2 газопоршневые установки) мощностью по 400 кВт присоединены к узлам. Участок схемы представлен на рисунке 2.

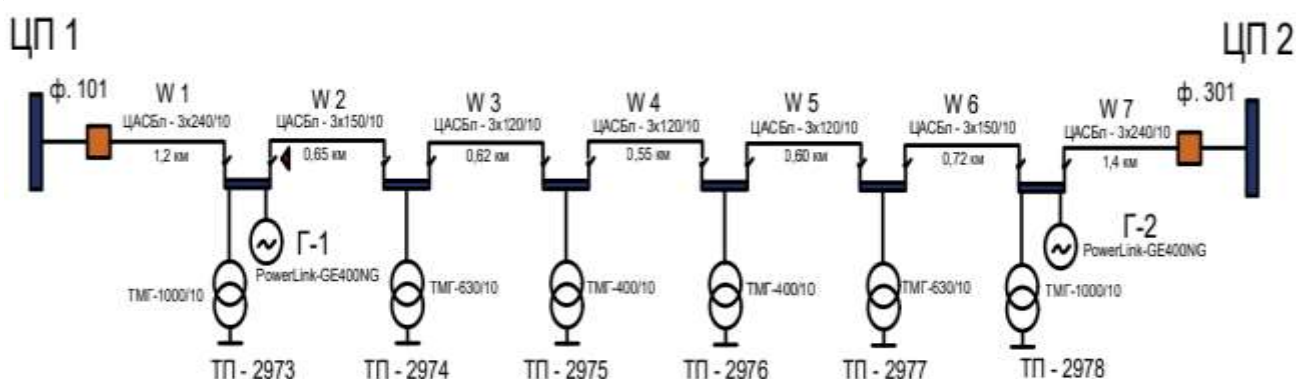


Рисунок 2 – Участок схемы сети с распределенной генерацией

На рисунках 3–5 представлены графики, на которых сравниваются потери мощности и напряжения нормального режима и распределенной генерации.

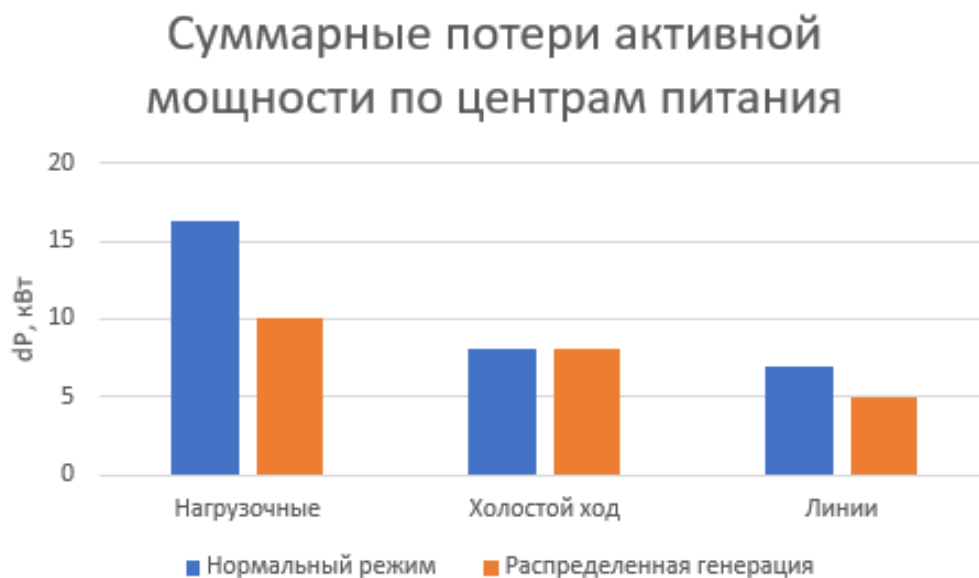


Рисунок 3 – Сравнение суммарных потерь в ЦП



Рисунок 4 – Сравнение суммарных потерь в линейных ТП

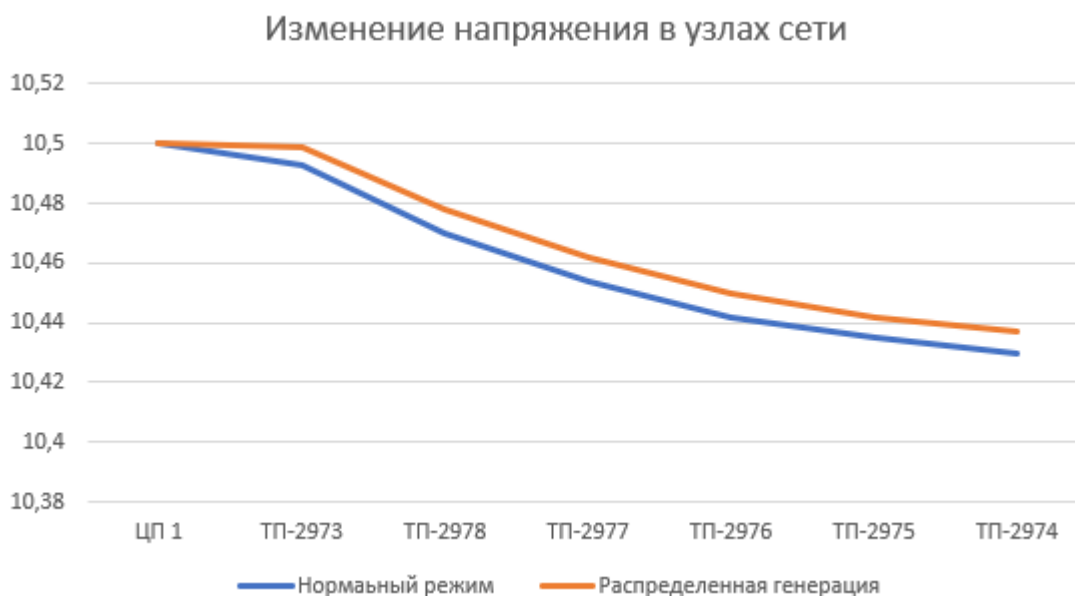


Рисунок 5 – Сравнение изменения напряжения в узлах

Из результатов расчета, распределенная генерация оказывает влияние на параметры сети и с ее помощью можно оптимизировать сеть. Удалось уменьшить нагрузочные потери трансформаторов в процентах, потери мощности в линиях. Но при этом увеличилась процентная доля потерь холостого хода. Также удалось незначительно уменьшить потери напряжения на всем участке сети.

Важной составляющей оптимизации сетей с распределенной генерацией служит непосредственно размещение самих источников. Выбор месторасположения объектов малой генерации представляет собой комплексную задачу. Важными параметрами при выборе места установки источников генерации является снижение суммарных потерь и стабилизации уровней напряжения.

Внедрение новых технологий в существующие электрические сети, такие как распределенная генерация, БСК и сверхпроводниковые кабельные линии,



позволяет сократить потери электроэнергии, повысить уровни напряжения и разгрузить линии электропередач. Наилучший эффект наблюдается при внедрении сверхпроводящих линий электропередач; кроме того, использование данного компонента дает еще несколько преимуществ: нет необходимости в регулировании величины активной или реактивной мощности, нет обратных потоков мощности или перекомпенсации реактивной мощности, что требует не замены устройств релейной защиты, а лишь ее перенастройки.

#### Литература

1. Abdolreza Sadighmanesh, Kazem Zare, Mehran Sabahi. Distributed Generation unit and Capacitor Placement for Loss Voltage profile and ATC Optimization. International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). 2012; 2(6): 774-780.
2. Фурсанов М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Мн.: УВИЦ при УП “Белэнергосбережение”, 2006.
3. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
4. Попова О.М. Пакет программ для анализа развития электрических сетей с использованием геоинформационных технологий / О.М. Попова, В.Р. Такайшвили, В.В. Труфанов. – Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2001. – 27с.
5. Беляев Л.С. Энергетика XXI века: условия развития, технологии, прогнозы Л.С. Беляев, А.В. Лагерева, В.В. Посекалин; отв. ред. Н.И. Воропай – Новосибирск: Наука, 2004. – 386 с.

УДК 621.3

## ФАКТОРЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И СПОСОБЫ УСТРАНЕНИЯ КРУПНЫХ АВАРИЙ В ЭЭС

Товстюк А.Ю., Шавкун О.А.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.

Независимо от взглядов на существо погашений, инженеры-электрики полагают, что риски от систем можно существенно снизить. Для лучшего представления проблемы воспользуемся схемой протекания аварий (рис. 1), приведенной в работе. Здесь при наложении возмущений в ЭЭС сначала режим системы не переходит границу зоны необратимых последствий; РЗА, а также оперативный персонал обеспечивают достаточно быстрое восстановление режима при минимальных потерях поставок электроэнергии потребителям.

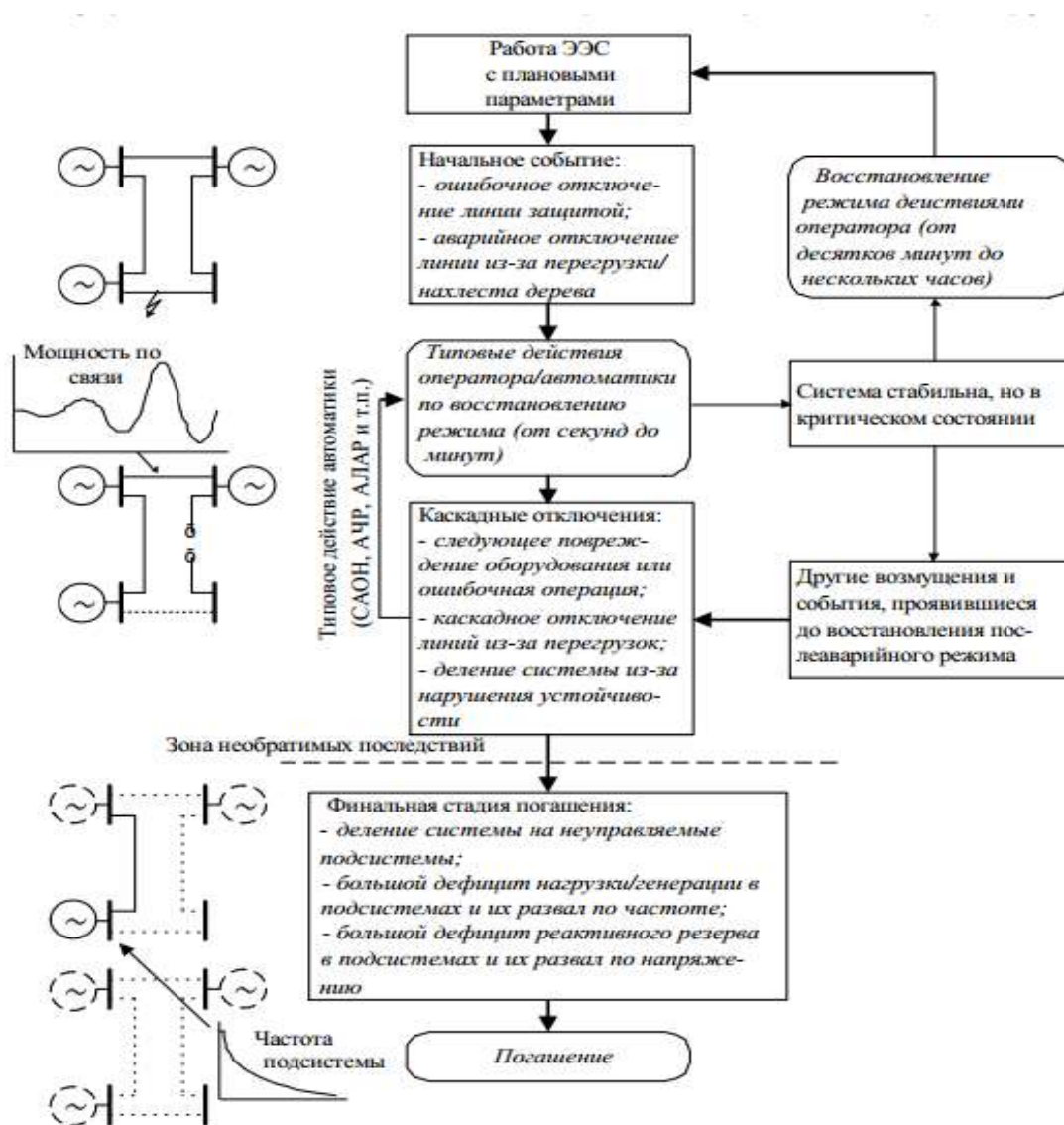


Рисунок 1. Последовательность событий развития системных аварий

**Определение момента начала деления.** Результат управляемого деления во многом зависит от времени его осуществления. Наиболее эффективно деление практически сразу (доли секунды) после возникновения триггерного

события. Чем больше времени проходит от такого события до запуска деления, тем большее развитие получит авария, и, как следствие, будет потеряно больше мощности. Определение момента деления в реальном времени представляет собой достаточно сложную задачу вследствие непредсказуемости и разнообразия возможных аварийных возмущений в крупной ЭЭС. Для решения задачи могут быть использованы активно развивающиеся методы оценки динамической надёжности (dynamic security assessment).

**Поиск сечения деления.** В крупной ЭЭС всегда существует множество вариантов деления – сечений. Выбор среди них лучшего является достаточно сложной многофакторной задачей. В общем случае сечение представляет собой набор ряда линий электропередачи. Поиск сечения можно произвести методами: поиск минимальных по абсолютному значению активной мощности сечений, определение групп сильносвязанных генераторов, минимизация количества образуемых подсистем и коммутируемых элементов.

**Балансировка мощности в подсистемах.** Очевидно, что при образовании острова с избытком или недостатком мощности потребуются дополнительные управляющие воздействия. Их вид и объём необходимо определять дополнительно.

**Форма реализации.** Скоротечность развития серьезной аварии (зачастую секунды) не оставляет диспетчеру времени на экспертное рассмотрение различных вариантов. Кроме того, существует вероятность принятия человеком ошибочного решения в условиях стрессовой ситуации. Всё это указывает на необходимость проектирования автоматической схемы. В этой связи алгоритм управляемого деления может быть реализован в рамках управляющего вычислительного программно-аппаратного комплекса централизованной системы противоаварийного управления (ЦСПА), располагающегося в диспетчерском центре. При достаточной обеспеченности коммутационной аппаратуры телеуправлением физические устройства деления не требуются. В противном случае такие устройства должны быть установлены в заранее определённых местах. Тогда для предотвращения погашения часть устройств должна срабатывать одновременно, остальные – блокироваться [1].

Следующий этап – объединение островов в систему – выполняется диспетчерами в условиях дефицита времени. Предопределённые процедуры руководств и предписаний по восстановлению электроснабжения сложны и не могут охватить весь круг возможных вариантов развития аварий. В этих условиях напрашивается использование компьютеров в помощь диспетчерам на уровне советчиков, а в дальнейшем и в качестве автоматов ликвидации аварии. Как отмечено в работе, поиск последовательности восстановления ЭЭС после крупной системной аварии можно организовать с помощью программного комплекса восстановления электроснабжения в распределительной сети. Он использует конкурентный поиск схемы восстановления двумя алгоритмами: на основе графа схемы сети и на базе искусственных нейронных сетей (ИНС) с отбором решений блоком оценки режимов. Для указанного здесь применения в алгоритм комплекса добавляется ряд условий, определяемых требованиями при рестарте ЭЭС. К ним относятся:

1. Оценка возможностей генерации мощностей в узлах ЭЭС на моменты времени, определяемые характеристиками их запуска, при обеспечении технического минимума их загрузки и учете времени их ввода;
2. Учет важности (приоритета) подключаемого узла, определяемая его функцией (генерация, нагрузка), категорией нагрузки, топологией схемы и режимными особенностями сети;
3. Режимные условия по перенапряжениям при коммутациях и возможности синхронизации восстанавливаемых подсистем.

Поиск последовательности подключения нагрузок выполняется в соответствии с приоритетами узлов. Приоритет узлов – источников электроэнергии – наивысший, поскольку он относится к нагрузке собственных нужд узла генерации. Полученная мощность, располагаемая в узле, с учетом оговоренных условий далее распределяется между узлами-потребителями в соответствии с приоритетом узла, определяемым как его категорией и режимными условиями, так и дополнительными оценками, оговоренными ниже. Причем, если в узле присутствуют потребители разных приоритетов, то он разбивается на несколько виртуальных узлов с тем, чтобы, в первую очередь, обеспечивались потребители более высокого приоритета.

В сети ЭЭС наличие разных источников при необходимости их параллельной работы указывает на требование проверки режима их совместной работы, и при положительном результате – синхронизации таких частей системы. Реализация проверки указанных условий осуществляется в блоке обобщенного вектора ошибки (ОВО), входящего в комплекс восстановления сети, следующим образом: во-первых, при объединении двух островов на время оценки режимов в модели признаки источников таких островов приравниваются. Затем в блоке расчета режимов (БРР) проверяется возможность существования такого режима, при положительном результате – динамика объединения этих островов. Если и этот этап дает положительный ответ, то схема принимается и реализуется с синхронизацией этих частей. Иначе контролируются другие предлагаемые варианты схем. Второе отличие в алгоритме сборки схемы ЭЭС от распределительной сети – то, что мощность на собственные нужды для старта электростанции имеет наивысший приоритет, т.е. она обеспечивается в первую очередь. Неприемлемость схемы и направление ее изменения указывает блок ОВО, используя информацию от БРР. Он активирует функцию самообучения искусственной нейронной сети (ИНС) решающего комплекса, так как наличие отличного от нуля вектора ошибки означает, что текущее деление ЭЭС на острова не попало в обучающую выборку, и требуется поиск нового решения.

При функционировании ЭЭС необходимо учитывать возможность крупных аварий с массовым погашением потребителей, определяемых ростом сложности системы и возникающих по причине старения ее элементов, внешних воздействий и ошибок дежурного персонала. Инициирование к погашению определяется одним из последовательных возмущений в ЭЭС, триггерным событием. Снижение рисков погашения связано с разработкой мер противодействия им, требующих, в свою очередь, развития методов

исследования и моделей протекания аварий. К числу таких мер относится управляемое деление, включающее три подзадачи: когда, где и как выполнять деление ЭЭС.

#### Литература

1. В.А. Андреев. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения // Устройства системной противоаварийной автоматики. М.: «Высшая школа», 1991. С. 266- 299.
2. Фосин Ю.А., Хозяинов М.А. Об одном из способов решения корректирующих переключений в послеаварийных режимах // Надежность при управлении развитием и функционированием электроэнергетических систем. Иркутск: СЭИ, 1989. С. 149-155.
3. Рабинович Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М.: «Энергоатомиздат», 1989.

УДК 621.3

## ОСНОВНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ С ИЗОЛИРОВАННЫМИ ПРОВОДАМИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ

Борщевская К.Д., Бубен Р.В., Мойсеёнок Д.С.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гецман Е.М.

По сравнению с традиционными воздушными линиями электропередачи (ВЛ) линии с применением самонесущих изолированных проводов (ВЛИ) имеют ряд конструктивных особенностей — наличие изоляционного покрова на токоведущих проводниках, повышенная механическая прочность, прогрессивная сцепная и ответвительная арматура и др. Эти особенности обуславливают значительное повышение надёжности электроснабжения потребителей и резкое снижение эксплуатационных затрат. Что в свою очередь, и определяет высокую экономическую эффективность использования изолированных проводов в распределительных электрических сетях.

Сравнение конструктивных особенностей самонесущего изолированного и неизолированного проводов представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Сравнение конструктивных особенностей самонесущего изолированного и неизолированного проводов

Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами (ВЛИ) представляют собой воздушные линии электропередачи, выполненные на опорах с применением железобетонных, деревянных или металлических стоек. К опорам посредством специальной арматуры подвешены самонесущие изолированные провода (СИП). Крепление СИП к опорам осуществляется в основном с помощью металлоконструкций (крюков, бандажных лент и др.) поддерживающих и натяжных зажимов. Соединения и ответвления проводов осуществляются с помощью соединительных и ответвительных зажимов. Помимо линейной арматуры на ВЛИ могут устанавливаться сопутствующие элементы -устройства для подключения переносных заземлений, мачтовые рубильники с предохранителями, ограничители перенапряжения, патроны для плавких предохранителей защиты светильников уличного освещения и др.



Конструкция СИП состоит из нулевого проводника, который может быть, как изолированным, так и неизолированным и фазных проводников, покрытых изоляционной оболочкой и скрученных в один жгут. Изоляционная оболочка должна быть выполнена из светостабилизированного сшитого полиэтилена. Дополнительно к фазным проводникам в жгут могут быть включены 1-2 изолированных проводника для уличного освещения или контрольные кабели.

В мире распространены три основные системы СИП. Первая система представляет собой изолированные фазные проводники, скрученные вокруг неизолированного нулевого проводника, который является несущим элементом конструкции. Подвеска всего жгута осуществляется за нулевой проводник. Нулевой проводник изготавливается из термоупрочнённого алюминиевого сплава, фазные проводники - из алюминия. Сечение нулевого несущего проводника, как правило, на одну ступень больше сечения фазных проводников.

Первая система СИП представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Первая система СИП

Вторая система отличается от первой наличием изоляционного покрова на нулевом несущем проводнике.

Вторая система СИП представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Вторая система СИП

Третья система состоит из проводников одинакового сечения, покрытых изоляционной оболочкой и скрученных между собой. Все проводники, в том числе и нулевой изготавливаются из алюминия. Подвеска жгута на промежуточных опорах и закрепление на анкерных осуществляется за все проводники одновременно.

Третья система СИП представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Третья система СИП

Основными конструктивными особенностями ВЛИ по сравнению с традиционными воздушными линиями электропередачи с применением неизолированных проводов (ВЛ) являются следующие:

- наличие изоляции на токоведущих жилах;
- отсутствие траверс и изоляторов;
- малое реактивное сопротивление ВЛИ обусловленное минимальным расстоянием между проводниками, которое ограничивается только толщиной их изоляции.

Сравнение конструктивных особенностей ВЛИ и ВЛ представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Сравнение конструктивных особенностей ВЛИ и ВЛ: а – ВЛИ; б – ВЛ

Основными преимуществами ВЛИ являются значительное повышение уровня надёжности распределительных электрических сетей и как следствие этого, снижение эксплуатационных затрат. Все преимущества ВЛИ можно объединить в три группы.

Первая группа — преимущества, которые сказываются при проектировании и монтаже ВЛИ:

- простота конструктивного исполнения линии (отсутствие траверс и изоляторов);
- простота исполнения нескольких ответвлений от одной опоры;
- простота исполнения многоцепных линий электропередачи, возможность исполнения четырех- и более цепных линий;
- простота совместной подвески линий уличного освещения;
- возможность совместной подвески нескольких цепей ВЛИ с ВЛ 6-10 кВ и линиями связи.
- уменьшение безопасных расстояний от зданий и инженерных сооружений;
- возможность применения для опор ВЛИ стоек меньшей длины;
- увеличение длины пролётов до 60 м (это преимущество не распространяется на систему СИП с изолированным нулевым несущим проводником);
- возможность прокладки СИП по стенам зданий и сооружениями;
- эстетичность конструктивного исполнения ВЛИ в условиях жилой застройки при отказе от опор на тротуарах и монтаже линии по фасадам зданий;
- эстетичность исполнения воздушных линий уличного освещения;
- отсутствие необходимости в вырубке просеки перед монтажом;
- простота монтажных работ и, соответственно, уменьшение сроков строительства.

Вторая группа - преимущества эксплуатации и безопасность.

- высокая надежность в обеспечении электрической энергией в связи с низкой удельной повреждаемостью;
- отсутствие многочисленных замен повреждённых изоляторов, дефектного провода, выправки или замены дефектных траверс;
- сокращение объемов и времени аварийно-восстановительных работ;
- резкое снижение (более 80%) эксплуатационных затрат по сравнению с традиционными ВЛ. Это обуславливается высокой надёжностью и бесперебойностью электроснабжения потребителей, а также отсутствием необходимости в расчистке просек в процессе эксплуатации линии;
- практическое исключение коротких междуфазных замыканий и замыканий на землю;
- на проводах практически не образуется гололед и налипание мокрого снега. Полиэтилен изоляционной оболочки жил является неполярным диэлектриком и не образует ни электрических, ни химических связей с контактирующим с ним веществом;
- высокая механическая прочность проводов и, соответственно, меньшая вероятность их обрыва;
- пожаробезопасность, обусловленная исключением коротких замыканий при схлестывании проводов или перекрытии их посторонними предметами;
- адаптация к изменению режима и развитию сети;
- уменьшение безопасных расстояний до зданий и инженерных сооружений;

- возможность выполнения работ на ВЛИ под напряжением без отключения потребителей (подключение абонентов, присоединение новых ответвлений);

- значительное уменьшение случаев электротравматизма при эксплуатации линии;

- обеспечение безопасности работ вблизи ВЛИ.

Третья группа - преимущества. влияющие на качество электрической энергии, снижение технических и коммерческих потерь в воздушных распределительных сетях напряжением до 1 кВ.

- снижение потерь напряжения как основного показателя качества электрической энергии вследствие малого реактивного сопротивления СИП по сравнению с традиционными ВЛ;

- снижение технических потерь электрической энергии так же вследствие малого реактивного сопротивления СИП;

- снижение коммерческих потерь электрической энергии. Существенно ограничен несанкционированный отбор электроэнергии, так как изолированные, скрученные между собой жилы исключают самовольное подключение к ВЛИ путём выполнения наброса на провода;

- значительное снижение случаев вандализма и воровства. Температура плавления изоляции жил близка к температуре плавления алюминия. СИП не пригодны для вторичной переработки с целью получения цветного металла.

Таким образом конструктивные особенности ВЛИ обуславливают ряд преимуществ таких линий по сравнению с традиционными ВЛ с неизолированными проводами.

#### Литература

1. Electricalschool. Главная/ Устройство воздушных ЛЭП разного напряжения/ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://electricalschool.info/main/vl/1688-ustrojstvo-vozdushnykh-ljep-gaznogo.html> - Дата доступа: 20.11.2019

2. Elektro-хро. Главная/ Воздушные линии электропередач/ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.elektro-хро.ru/ru/ui/17136/>- Дата доступа: 20.11.2019

УДК 621.311

## СОВРЕМЕННЫЕ АСПЕКТЫ ПАРАДИГМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ БЕЛАРУСИ

Тарасевич Д.Д.

Научные руководители – к.э.н., доц. Зайцева Н.В., м.т.н., асс. Попкова Н.А.

Энергетика является стратегическим сектором экономического развития любого государства, значимым фактором обеспечения жизни населения, сильно влияющим на национальный суверенитет страны. Энергетические ресурсы нужны для развития всех отраслей экономики и, в первую очередь, для промышленности, транспорта, жилищно-коммунального хозяйства, сельского хозяйства, быстро растущего сектора информационных технологий и телекоммуникаций. Эффективность использования их выступает одним из показателей уровня развития страны.

Республика Беларусь, к сожалению, не обеспечена собственными энергетическими ресурсами. Она энергозависима от внешних поставок энергоносителей. Поэтому для нас отслеживание мировых энергетических трендов и анализ их влияния на экономику с целью создания рациональной энергетической политики, имеющей минимальные последствия для экономической стабильности страны, очень важно.

За XX столетие потребление в мире энергоресурсов увеличилось в 13–14 раз. Особо значительными были темпы прироста (5 % в год) в период 1950–1970 гг., что в 2,5 раза превышало темпы прироста населения. Доля нефти и газа к 1973 г. достигла в энергопотреблении исторического максимума (77 %). Причина – глобализация, вызвавшая рост транспорта, а также низкие цены на нефть и газ в этот период. За 20 последних лет XX в использовано также огромное количество энергоресурсов – около 175 млрд т н. э., это значительно больше, чем за всю предшествующую историю человечества (150 млрд т н. э.) [2].

Суммарное потребление энергии за 25 лет нового столетия оценивается Министерством энергетики США в 320–340 млрд. т.н.э. Прогнозы на период до 2025 г. практически едины: прирост потребления энергоносителей – 1,3 % в год (валовой внутренний продукт (ВВП) – 3,1 %), что приведет к 2025 г. к увеличению потребления нефти до 5,9 млрд т в год, газа – 5 трлн куб. м., т.е. к 2025 г. годовое мировое потребление энергии вырастет примерно в 1,5 раза с 9,5 до 14,7 млрд т н. э. (или с 11,4 до 17,6 трлн куб. м. газового эквивалента). Уже к 2020 г. объем потребления вырастет до 14,6 млрд т н. э. – США АЭИ (Агентство энергетической информации).

Несмотря на повышение энергоэффективности быстрый рост экономик отдельных развивающихся стран Азии и рост, в целом, мировой экономики к 2030 году увеличат спрос на энергоресурсы почти на 30 %, а к 2050 г. по 40 %. Основным потребителем энергоресурсов остается промышленность, за ней следуют транспорт, жилая и коммерческая недвижимость.

Как показывает анализ программных и стратегических документов [3], основной целью энергетической стратегии Беларуси является создание



устойчивой и способной к саморегулированию системы обеспечения энергетической безопасности с учетом оптимизации территориальной структуры производства и потребления топливно-энергетических ресурсов.

Стратегической целью развития топливно-энергетического комплекса Беларуси является удовлетворение потребностей экономики и населения страны в энергоносителях на основе их максимально эффективного использования при снижении нагрузки на окружающую среду. На достижение этой цели направлена Государственная программа «Энергосбережение» на 2016 – 2020 годы, утвержденная Постановлением Совета Министров от 28 марта 2016 года №248. Целевые показатели – понижение энергоемкости ВВП к 2021 году на 2 % к уровню 2015 года и достижение объема производства первичной энергии к потреблению ТЭР не менее 16 % [3].

Актуальным в настоящее время является, с одной стороны, энергетическая самостоятельность, что может достигаться за счет собственных энергоресурсов, включая альтернативные источники; и с другой – диверсификация поставщиков и видов энергоресурсов, которая будет основываться на снижении объемов использования природного газа за счет использования атомной энергии.

Особую обеспокоенность вызывают цены на основные энергоресурсы. Так, например, в настоящее время белорусским властями заявляется цена на нефть в 30 долларов США за тонну, но в январе Беларусь покупала российскую нефть за 360 долларов США за тонну. Соответственно, цены на нефть в ближайшие годы будут колебаться и не всегда в выгодную для нас сторону.

По газу, напротив, имеет контракт с фиксированной стоимостью в 127 долларов США за тысячу кубометров, что в нынешних условиях значительно выше рынка, где цена для стран Европы – на уровне 80 долларов США.

Выход на ближайшую перспективу видится в альтернативных поставках и накоплении резервов энергоресурсов по низкой цене.

Строительство и запуск Островецкой атомной электростанции влечет за собой как положительные, так и не очень моменты. Во-первых, запуск электростанции влечет за собой не только производство дешевой энергии, но и ее потребление. Пока потребить и/или продать всю запланированную к выпуску энергию не представляется возможным в силу политических и экономических обстоятельств. Для этого нужны время и действия. В данном направлении планируется стимулировать производство, приобретение и использование электротранспорта, активизировать население по потреблению электрической энергии для нужд отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления. Первые шаги уже сделаны: на МАЗе разработаны и запускаются в производство электробусы, ведутся работы по производству электромобилей, вводятся в эксплуатацию электрозаправки, принят Указ Президента №127 «О возмещении расходов на электроснабжение эксплуатируемого жилищного фонда» [5].

Вместе с тем, станет проблема по развитию ветроэлектроэнергетики. Проблема состоит в том, что ее потребление должно быть равно выработке. Соответственно, при запуске АЭС не очень актуально запускать возобновляемые источники, так как при переизбытке энергии в сети ветряки



придется часто выключать, что резко снижает экономическую эффективность их работы.

Тепловая энергетика (в первую очередь, энергия биомассы и солнца) имеет шансы развиваться более активно, в том числе при поддержке международных структур – Всемирного банка и Европейского банка реконструкции и развития. Здесь есть заинтересованность и государства.

Таким образом, одной из важнейших задач будет экономическое и экологическое целесообразное развитие энергоисточников, использующих местные виды топлива.

Особый акцент требуется сделать на повышение уровня энергоэффективности за счет внедрения энергоэффективных технологий и энергосервисной деятельности. В современных условиях становится актуальным внедрение активно-адаптивных интеллектуальных «умных сетей», в том числе высокоинтегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей, цифровых подстанций и автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии.

Основные критерии достижения поставленных задач: повышение энергетической самостоятельности (отношение объема производства первичной энергии к валовому потреблению ТЭР) с 15,5% в 2018 г. до уровня не менее 20% с целевой задачей выхода на 28% в 2035 г.; снижение доминирующего вида топлива в валовом потреблении ТЭР с 62,1 в 2018 г. до 50%; увеличение отношения объема производства (добычи) первичной энергии из возобновляемых источников энергии к валовому потреблению ТЭР с 6,2 в 2018 г. до 9% в 2035 г.[5].

Таким образом будет обеспечиваться доступ к надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех потребителей, что соответствует ЦУР (цели устойчивого развития) 7 Повестки – 2030.

#### Литература

1. Annual Energy outlook 2018 with Projections to 2050 EIA. – US. – 2018. – 74 p.
2. М. М. Ковалев, А. С. Кузнецов. - Будущее белорусской энергетики на фоне глобальных трендов: моногр. /– Минск : Изд. центр БГУ, 2018. – 223 с.
3. Постановление Совета Министров Республики Беларусь «Об утверждении Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь» от 23 декабря 2015г. №1084. // Режим доступа: <https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/P23.12.2015№1084-и-концепция.pdf>. – Дата доступа: 15.05.2020.
4. Пиррова победа в трехмесячной войне с Россией за стоимость нефти // Режим доступа: <https://belinstitute.com/ru/article/3956> – Дата доступа: 15.05.2020.
5. Указ Президента Республики Беларусь «О возмещении расходов на электроснабжение эксплуатируемого жилищного фонда» от 14 апреля 2020 г. №127. // Режим доступа: [http://president.gov.by/ru/official\\_documents\\_ru/view/ukaz-127-ot-14-prelja-2020-g-23415/](http://president.gov.by/ru/official_documents_ru/view/ukaz-127-ot-14-prelja-2020-g-23415/). – Дата доступа: 15.05.2020.

УДК 621.3

## АНАЛИЗ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 35-750 КВ

Базан Т.В., Галабурда Я.В., Иселёнок Е.Б.

Научный руководитель – к.т.н, доц. Старжинский А.Л.

Основной задачей электроэнергетики является снабжение потребителей электроэнергией высокого качества в необходимом количестве. Под качеством электроэнергии понимается степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям [1].

Воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) - наиболее повреждаемые элементы электрических сетей из-за территориальной протяженности и подверженности влиянию климатическим воздействиям. Их параметр потока отказов на порядок выше параметров потока отказов трансформаторов и выключателей. ВЛ принадлежит важная роль в работе энергосистемы и надёжном электроснабжении потребителей. На долю ВЛ 35-750 кВ приходится значительная часть отказов и отключений электрического оборудования (примерно 35-50 %).

При эксплуатации ВЛ возникает ряд случайных процессов, которые становятся причиной прекращения подачи электроэнергии потребителям либо снижения качества поставляемой электроэнергии. Под непредвиденными случайными процессами понимают не только технологические нарушения, но и нарушения, связанные с природными факторами (климатические условия) [2].

Надёжность работы ВЛ обусловлена совокупностью ряда факторов. Выявить истинные причины отказов ВЛ и наметить пути их совершенствования можно только на основании статистических данных о повреждаемости элементов ВЛ. Отказы являются единственным критерием проверки правильности практических решений и теоретических предпосылок. Для этого проводится анализ отключений ВЛЭП.

Анализ отключений воздушных линий электропередачи состоит из двух этапов:

1. для автоматических устойчивых отключений;
2. для преднамеренных отключений.

Первый этап вызывают сильные изменения режима ЭС (вплоть до «развала»). Для его наступления достаточно отказа одного основного элемента ВЛ. Для изучения надёжности требуется следующая исходная информация:

1. данные об отключениях (причины, время, длительность);
2. паспортные данные ВЛ (конструктивные особенности, год ввода и т.п.);
3. характеристики ПЭС (объём сетей, количество машин, численность персонала, информация о климатическом районе).

Важнейший показатель для оценки надёжности - средний параметр потока отключений  $\omega_{ВЛ}$  (отк/год) - выражается уравнением:

$$\omega_{ВЛ} = \omega_0 + \omega_L \cdot L, \quad (1)$$

где  $\omega_0$  – составляющая ВЛ, не зависящая от длины ВЛ  $L_{ВЛ}$ , отк/год;

$\omega_L$  – составляющая среднего значения потока отказов « $\omega$ » на единицу длины ВЛ, отк/(год км).

Анализ причин автоматических устойчивых отключений ВЛ:

1. климатические воздействия – 38% (грозовые перенапряжения, гололёдные и ветровые перенапряжения, наводнения и т.п.);
2. дефекты эксплуатации – 9%;
3. посторонние воздействия – 22%;
4. дефекты монтажа и конструкции – 4%;
5. невыясненные причины – 2%.

Для планирования ремонтных работ на ВЛ, организации бригад, управления аварийными запасами материалов необходима информация об изменении характеристик автоматического устойчивого отключения ВЛ в зависимости от сезона года и интервала времени суток (0-8, 8-16, 16-24 часов). Изменение времени восстановления ( $T_B$ ) по сезонам и времени суток можно объяснить на основе анализа его составляющих:

$$T_B = T_{B,П} + T_{B,Д} + T_{B,Р} + T_{B,В}, \quad (2)$$

где  $T_{B,П}$  – время на поиск и локализацию места повреждения ВЛ ( $\approx 12\%$ );

$T_{B,Д}$  – время на организацию аварийно-ремонтного персонала, доставку бригады и материалов к месту работы ( $\approx 43\%$ );

$T_{B,Р}$  – время на выполнение ремонтно-восстановительных операций ( $\approx 39\%$ );

$T_{B,В}$  – время на включение ВЛ под напряжение ( $\approx 6\%$ ).

Второй этап анализа отключений ВЛ 35-750кВ – преднамеренные отключения. Их число на порядок выше числа отказов ВЛ. Преднамеренные отключения ВЛ применяются в следующих случаях:

1. проведение ремонтов и технического обслуживания;
2. реконструкции сложного оборудования ЛЭП (шин, трансформаторов, коммутационных аппаратов);
3. реконструкции ВЛ (изменение типа опор, марки провода, трассы и т.п.);
4. по заявкам организаций (работы в зоне ВЛ).

Во всех случаях имеем интервал времени между решением и моментом отключения. Преднамеренные отключения ВЛ создают большой объём работ и существенно влияют на их надёжность. Их учёт необходим по следующим причинам:

1. необходимость повышения надёжности и качества монтажа ВЛ;
2. управления работой ПЭС;
3. повышения надёжности электрической сети.

Поток преднамеренных отключений имеет две составляющие:  $\omega$  плановых отключений и  $\omega$  внеплановых отключений.

Обработка первичной информации методами математической статистики даёт оценку двух основных показателей: среднюю периодичность преднамеренных отключений в год ВЛ определённого типа ( $\mu_0$ ) и среднюю продолжительность преднамеренных отключений ВЛ в год на единицу длины ( $\mu_L$ ):

$$\mu = \mu_0 + \mu_L \cdot L, \quad (3)$$

где  $L$  – длина ВЛ.

Практика показала, что величиной « $\mu L$ » на ВЛ 35-750 кВ можно пренебречь.

В энергосистемах РБ также ведётся анализ аварийных отключений и повреждений ВЛ 35- 750 кВ.

Анализ отключений ВЛ 35-750 кВ обязателен для выполнения, так как ВЛ при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации должны удовлетворять требования надежности в течение всего срока службы.

#### Литература

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - Москва: Стандартинформ, 2014.-7с.
2. Рябинин И.А., Надежность судовых электроэнергетических систем и судового электрооборудования / И.А. Рябинин, Ю.Н. Киреев – Ленинград: издательство «Судостроение», 1974.- 10 с.

УДК 614.841

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ ТОНКОРАСПЫЛЕННОЙ ВОДОЙ

Мензелейев А. С.

Научный руководитель – к. т. н., доц. Калентионок Е. В.

На понижающих подстанциях пожары чаще всего происходят на трансформаторах, масляных выключателях и в кабельном хозяйстве.

Крупные подстанции имеют специальные маслостанции, а каждый трансформатор устанавливается в специальную камеру. При горении масла над крышкой трансформатора часть масла из расширителя сливают в дренажные лотки.

Эти факторы определяют зоны и очаги возможного возгорания, и расстановку, и подачу огнетушащего вещества.

Следует отметить, что гарантированного тушения пожара системы автоматического пожаротушения обеспечить не смогут, особенно если очаги пожара остаются в недоступных участках дренажных каналов, приямках, элементах разрушенных конструкций трансформаторов.

В настоящее время требования по защите трансформаторов установками пожаротушения изложены в НП5110-03 и ведомственных нормативных документах энергетики РД153-34.0 -49.101-2003 и РД34.15.109-91.

Из создавшегося положения есть несколько путей, ведущих к началу 70-х годов. Предшествовавших созданию РД34.15.109-91. смысл которых сводится к следующему:

- применить для установок пожаротушения оросители типа ДВ, используемые с успехом для пожаротушения кабельных сооружений;
- применить оросители эвольвентного типа.

Недостатком традиционных установок водяного пожаротушения является недостаточная эффективность использования ОТВ, что связано с низкой дисперсностью образующихся в процессе распыления капель воды. Высокой эффективностью при пожаротушении обладает тонкораспыленная вода (ТРВ), которая формируется в результате диспергирования жидкости на капли с размером не более 100 мкм. Уменьшение водяных капель до размеров менее 100 мкм существенно меняет механизм тушения огня. Обладая высокой проникающей и охлаждающей способностью, ТРВ позволяет надёжно тушить пожары при небольшом расходе ОТВ в течение короткого промежутка времени. Поэтому исследование механизмов пожаротушения ТРВ является актуальной проблемой.

Системы пожаротушения ТРВ позволяют максимально эффективно использовать все преимущества воды, основным из которых является развитая удельная наружная поверхность капель (таблица 1). Размеры капель ТРВ в 5–20 раз меньше, чем для традиционных систем. Очевидно, от применения ТРВ следует ожидать высокой эффективности пожаротушения (таблица 2).

Таблица 1 - Количество и площадь поверхности капель в зависимости от их диаметра

Диаметр капель воды, мм	Количество капель воды, шт.	Площадь поверхности капель воды, м <sup>2</sup>
120	1	0,05
6	8 846	1
0,1	1 910 828 025	60
0,05	15 286 624 204	120
0,025	122 292 993 631	240
0,001	1 910 828 025 478	600

Таблица 2 - Сравнение системы пожаротушения ТРВ и традиционных систем водяного пожаротушения

Сравнительная характеристика	Количественный показатель	
	традиционная система водяного пожаротушения	система пожаротушения тонкораспыленной водой
Диаметры применяемых трубопроводов, мм	16–159	16–59
Расчетная площадь тушения, м <sup>2</sup>	120	90
Максимальное количество одновременно работающих оросителей, шт.	10	10
Расход воды из одного оросителя, л/мин	57	16
Нормативное время истечения воды из оросителя, мин	30	6
Объем воды, подаваемой из одного оросителя за нормативное время, л	1710	96

По данным работы [3. с. 32] время тушения уменьшается при уменьшении среднего диаметра капель, то есть эффективность пожаротушения выше у высокодисперсного потока капель (Рисунок 1. Зависимость времени тушения  $t_{туш}$  от среднего диаметра капель воды  $d_{ср.}$ ).



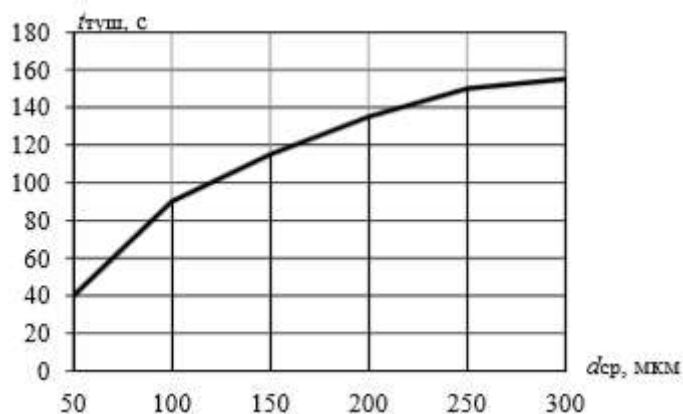


Рисунок 1. Зависимость времени тушения  $t_{туш}$  от среднего диаметра капель воды  $d_{ср}$ .

Рассчитаем возможное время тушения трансформатора при ТРВ. Согласно [1, с. 56] темп нагрева масла для трансформатора площадью  $S = 270 \text{ м}^2$ , объемом масла  $V = 50 \text{ м}^3$ .

$$\frac{\Delta t}{\Delta \tau} = 0,2237 \quad (1)$$

Это значит, что за 180 с трансформатор нагреется до 40 °С. Для получения темпа нагрева масла экспериментально [1, с. 57] определена значения плотности потока стенки. Которая определялась из плотности теплового потока факела на стальную стенку, и плотности теплового потока, снимаемого за счет конвекции воздуха окружающей среды  $q_{em}$ :

$$q_{em} = \sigma_s \cdot \varepsilon_{ef} \cdot (T_w^4 - T_{amb}^4), \quad (2)$$

Где  $\sigma_s$  - постоянная излучения абсолютно черного тела,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}^4)$ ;  
 $\sigma_s = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}^4)$ ;

$\varepsilon_{ef}$  - эффективная степень черноты поверхности,  $\varepsilon_{ef} = 0,8$ ;

$T_w, T_{amb}$  - измеренная температура соответственно поверхности и окружающей среды, К.

Также немаловажным значением является отношение площади поверхности к объему масла. В экспериментальной установке [1, с. 57] это соотношение равно:

$$S/V = 6.7 \text{ м}^2.$$

Экспериментальная установка, моделирующая возможные типы горения масла описана в [1, с. 57]. Интенсивность орошения воды составляла  $J = 0,04..0,05 \text{ л}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ .

По результатам более 40 опытов было получено экспериментальное время тушения и охлаждения элементов и фрагментов трансформатора тонкораспыленной водой  $\bar{t} = 68 \text{ с}$ .

Так как это расчет экспериментальный, то есть вероятность того, что времени тушения и охлаждения трансформаторов будет недостаточно. Расчетное время тушения можно определить аналитически [1, с. 58]:

$$t = \bar{t} \cdot \ln(1/\xi), \quad (3)$$

где  $\xi$  - вероятность не тушения пожара.

Это выражение в какой-то мере отражает доминирующую роль случайных факторов в процессе тушения пожара. Произведем расчет времени тушения.

Возьмем, что наша установка будет установлена в южной части Беларуси, пожар возник в летнее время. При увеличенной температуре воздуха, возьмем вероятность, что 15 из 100 пожаров не будут потушены. Риск примем  $\xi = 0,15$

Рассчитаем аналитически время тушения:

$$t = 68 \cdot \ln\left(\frac{1}{15}\right) = 129 \text{ с} \approx 2,15 \text{ мин.}$$

Анализ способов формирования высокодисперсных капель и их транспортирования показывает [3], что диспергирование воды потоком газа является весьма перспективным. В качестве распыливающего газа могут использоваться инертные газы и воздух. Для обеспечения высокой эффективности пожаротушения ТРВ необходимо, чтобы содержание высокодисперсных капель в газожидкостном факеле распыления было значительным. При высокой скорости истечения газа из распылителя гарантируется формирование потока капель ТРВ с размерами менее 100 мкм и их доставка в очаг горения.

Дисперсность капель воды зависит от скорости газового потока и свойств жидкости – поверхностного натяжения и вязкости. Вязкость воды мала ( $\mu_v = 0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ), а поверхностное натяжение велико ( $\sigma = 0,073 \text{ Н/м}$ ), поэтому дробление капли воды зависит от скорости, действующего на нее потока газа, и поверхностного натяжения. Процесс диспергирования капель описывается критерием Вебера  $We$  [4]:

$$We = \frac{\rho_v \cdot \Delta U^2 \cdot d}{\sigma}, \quad (4)$$

где  $\rho_v$  – плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>;  $\Delta U$  – относительная скорость газа и капли, м/с;  $d$  – диаметр капли, м;  $\sigma$  – поверхностное натяжение, Н/м.

Распад капли наступает в том случае, если критерий Вебера  $We > W_{кр}$ . Значение критического числа Вебера приблизительно  $W_{кр} = 10$ .

Средний диаметр капель  $d_{cp}$  (мкм) воды существенно уменьшается при увеличении скорости истечения газа  $U_g$  (м/с) из распылителя (Рисунок 2. Зависимость среднего диаметра капель воды  $d_{cp}$  (мкм) от скорости истечения газа  $U_g$  (м/с) из распылителя.)

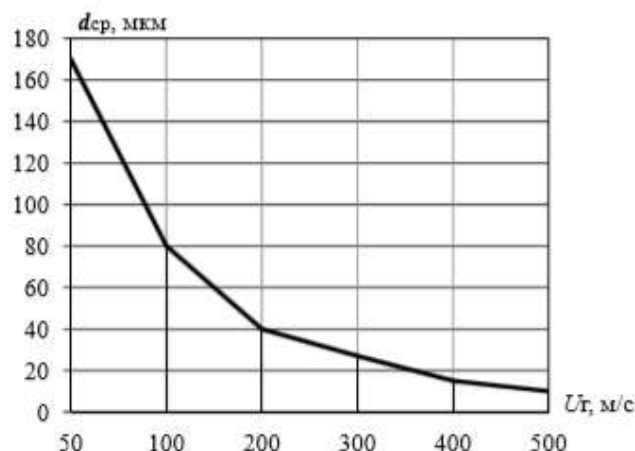


Рисунок 2. Зависимость среднего диаметра капель воды  $d_{cp}$  (мкм) от скорости истечения газа  $U_g$  (м/с) из распылителя.

В формуле (2) важным параметром является  $\Delta U$ , так как относительная скорость капель и воздуха должна иметь большое значение. Рассчитаем одинаковые капли, при одинаковых скоростях газа, но при различных  $\Delta U$ .

$$We = \frac{1000 \cdot 5^2 \cdot 40 \cdot 10^{-6}}{0,073} = 13,6,$$

$$We = \frac{1000 \cdot 2,5^2 \cdot 40 \cdot 10^{-6}}{0,073} = 3,42.$$

По результатам исследования для формирования высокодисперсного потока капель желательно иметь сверхзвуковую скорость истечения газа  $U_2 \geq 340$  м/с. При сверхзвуковом режиме истечения на капли воды оказывается сильнейшее воздействие со стороны потока газа, приводящее к гарантированному дроблению капель воды до размеров менее 100 мкм.

Тонкораспыленная вода (размер капель менее 100 мкм) обладает высокой эффективностью при тушении пожаров.

Охлаждение внешних элементов трансформатора традиционными дренчерными оросителями требует большой интенсивности орошения  $J = 0,2$  л/(м<sup>2</sup>·с) и продолжительного времени тушения, а при тонкораспыленной воде мы получили при степени орошения воды  $J = 0,04..0,05$  л/(м<sup>2</sup>·с) расчетное время тушения для южной части Беларуси  $t=2,66$  мин

Практическому внедрению систем пожаротушения ТРВ препятствует недостаточная изученность влияния дисперсности капель на эффективность тушения, способа доставки дисперсных капель в атмосферу.

Если будет разработан способ доставки дисперсных капель на расстояние, то пожаротушение не только трансформаторов, но и других объектов будет значительно ускорено с меньшими расходами воды.

#### Литература

1. Душкин А. Л., Ловчинский С. Е., Рязанцев Н. Н. Экспериментальные исследования метода подавления возгорания маслонаполненного трансформатора тонкораспыленной водой // Средства и способы тушения пожаров. – Пожаровзрывобезопасность. – 2016. –Т.25, №1. С. 54-60.
2. Андрюшкин А. Ю., Пелех М. Т., Эффективность пожаротушения тонкораспыленной водой // Проблемы управления рисками в техносфере. – 2012. – Т.21, № 1. – С. 64-69.
3. Душкин А.Л., Янышев С.С., Карпышев А.В. Мобильные и стационарные системы пожаротушения тонкораспыленной водой // Крупные пожары: предупреждение и тушение: материалы XVI науч.-практ. конф. М.: ВНИИПО, 2001. С. 30–33.
4. Волынский М.С. Распыливание жидкости в сверхзвуковом потоке // Известия Академии наук СССР, ОТН «Механика и машиностроение». 1963. № 2, С. 20–27.

УДК 621.3.06

## УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА И ОТОПЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Разумович И.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Калентионок Е.В.

Известна система принудительного охлаждения трансформатора, содержащая узел нагнетания, который помещен в обечайку [1]. Узел нагнетания потока хладагента (воздуха) представлен небольшим вентилятором с электродвигателем 250 вт. и 1500 об/мин. На валу данного электродвигателя закреплена крыльчатка диаметром 400 мм. Двигатель с крыльчаткой установлен в межтрубном пространстве радиатора.

Недостатком данного устройства являются выделения тепла в окружающую среду.

Задача полезной модели состоит в повышении эффективности работы охлаждающего устройства и долговечности работы масляного трансформатора.

Сущность модели состоит в том, что к баку трансформатора через отверстия подключают 2 трубы. Труба, расположенная в верхней части бака трансформатора, подключается через насос к верхнему входу теплообменника. верхний выход и нижний вход теплообменника подключают с помощью труб к радиатору отопления через насос. Нижний выход теплообменника подключают к нижнему отверстию трансформатора.

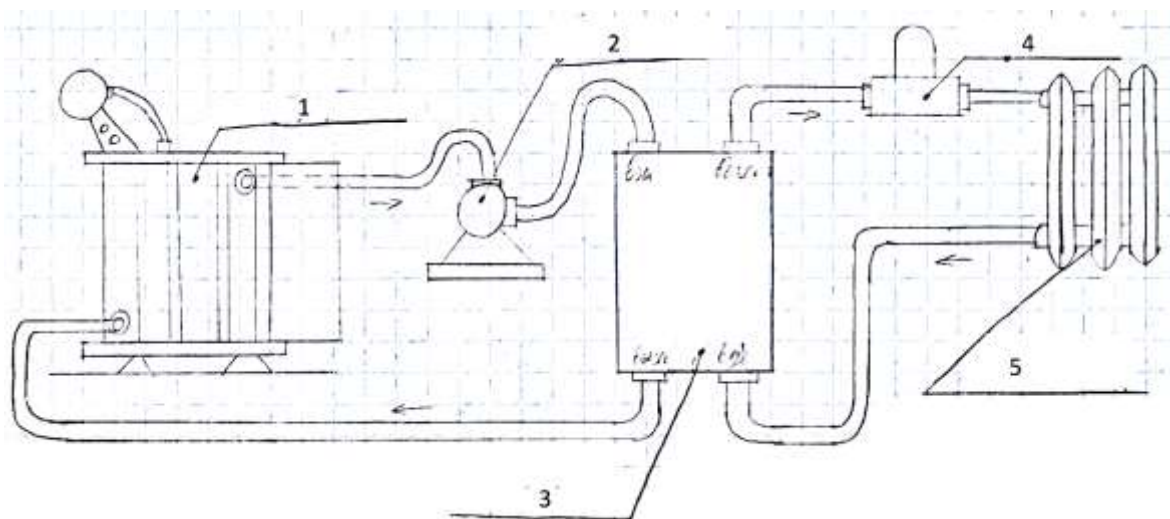


Рисунок 1. – Общий вид устройства отопления ТП  
 1-Трансформатор; 2-Насос для масла; 3-Теплообменник;  
 4-Насос для воды; 5-Радиатор отопления.

Технический результат заключается в том, что повышается эффективность использования тепла и долговечность работы масляных трансформаторов.

### Литература

1. А.с. 143913 Н01F 27/12 «Устройство охлаждения масляных трансформаторов», - Демидов О.Р.

УДК 621.3.06

## РЕКЛОУЗЕР - АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Адамович Р. А.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Калентионок Е. В.

Известен реклоузер включающий заключенные в корпус из твердой изоляции вакуумный выключатель с вакуумной камерой, содержащей неподвижный и подвижный контакты, токовый вывод, соединенный электрически с подвижным контактом и обмотку трансформатора тока, охватывающую часть токового вывода [1] и установленного на одной опоре без разъединителя.

Недостатком такого реклоузера, является отсутствие видимого разрыва, для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

Задача изобретения является создание видимого разрыва и повышения безопасности обслуживающего персонала.

Сущность изобретения состоит в том, что дополнительно к реклоузеру нужно подключить разъединитель. Для этого требуется установка дополнительной опоры, между двумя опорами на крепежных балках располагается реклоузер и разъединитель. Разъединитель одними токовыми выводами подключается к реклоузеру, а другими вводами непосредственно к самой сети.

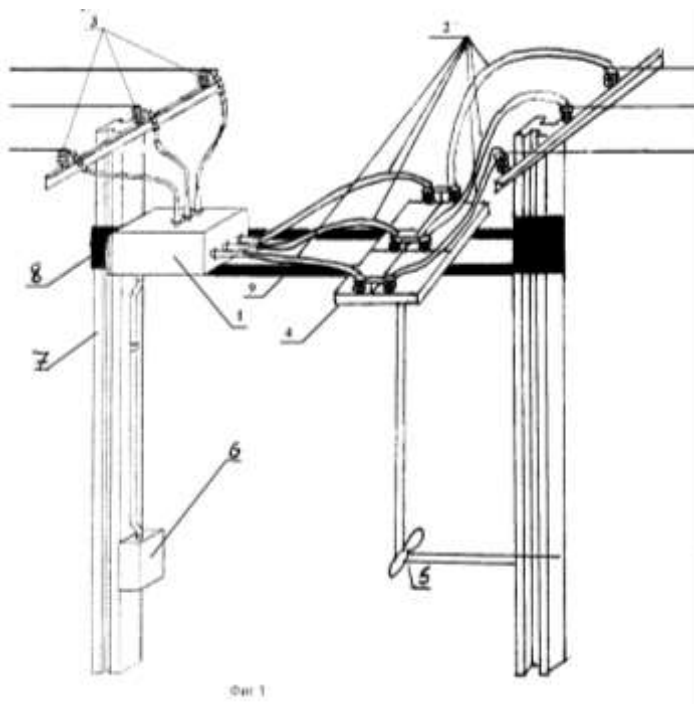


Рисунок 1. Общий вид реклоузера и метод подключения его к линии

На рисунке 1 представлен общий вид реклоузера и метод его подключения к линии:

1 – реклоузер; 2 – изолированные соединительные провода; 3 – опорные изоляторы;

4 – разъединитель; 5 – ручной привод; 6 – блок управления; 7 – опора; 8 – крепление реклоузера; 9 – крепёжные балки.

Таким образом, технический результат заключается в том, что создан видимый разрыв путем установки к реклоузеру разъединителя, вместе с тем повышается безопасность обслуживающего персонала.

#### **Литература**

1. Патент РФ 2142187 Н02В 13/00 “Реклоузер (автоматический выключатель воздушных линий) серии TEL”, – Чалый А. М., Червинский О. И.



УДК 621.313

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОГО АВТОТРАНСПОРТА В БЕЛАРУСИ

Мангул Д.И.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С.Г.

В связи с предстоящим в 2020 г. вводом атомной электростанции мощностью 2400 МВт в Белорусской энергосистеме возникает большой избыток предлагаемой электроэнергии, особенно в ночной период. Заметим, что переменный режим работы станции с разгрузкой и загрузкой в течение суток технически трудно осуществим и аварийно опасен. Для обеспечения баланса по электрической мощности необходимо увеличение спроса на нее. Один из вариантов – применение накопителей энергии в виде аккумуляторов автотранспортных средств, а также для обеспечения потребителей энергии в различное время суток.

Развитие электрифицированного автотранспорта целесообразно по трем причинам. Первая – интересы энергосистемы, поскольку при этом возможна совместимость режимов ее работы [2]. Особенно это актуально зимой, когда к генерации атомной электростанции добавляется значительная теплофикационная мощность всех ТЭЦ, равная примерно 3 тыс. МВт. Следует отметить, что в последние годы на ряде электростанций Белорусской энергосистемы была проведена модернизация и обновлено оборудование (в частности, ряд паротурбинных блоков заменен на парогазовые установки и др.), что способствовало значительному повышению установленной мощности (более чем на 1,5 тыс. МВт). Увеличение электропотребления может быть достигнуто не только путем расширения и создания нового производства (в частности, для обеспечения электрификации автотранспорта), но также и за счет замещения электроэнергией других энергоносителей в тех процессах, где это экономически выгодно, учитывая отсутствие необходимости привлечения при этом инвестиционных средств на развитие генерирующих источников.

Вторая причина объясняется экономическими соображениями. При переводе автомобиля с жидкого нефтяного топлива на электрическую энергию, которая используется для зарядки аккумуляторов в ночное время, обеспечивается заметная экономия. Покажем это на простом примере. Если легковой автомобиль на 100 км пути потребляет 10 л бензина марки А-92, литр которого стоит примерно 0,7 долл., то проезд обойдется 7 в долл.

Электромобиль расходует на такое же расстояние около 20 кВт·ч. Если 1 кВт·ч стоит 0,14 долл. по одноставочному тарифу на электроэнергию для промышленности, то на 100 км будет затрачено 2,8 долл., то есть в 2,5 раза меньше, чем автомобилем с двигателем внутреннего сгорания (ДВС). Заметим, что тяговые электродвигатели имеют КПД до 90-95 %, а ДВС - в среднем 25 %. Электромобиль эффективнее автомобиля на бензине и по коэффициенту топливоиспользования: соответственно 32,5 и 25 %. Следует учитывать, что для выработки электроэнергии в энергосистеме применяются также, например,

природный газ и ядерное топливо. И, исходя из стоимостных характеристик, они экономически выгоднее по сравнению с жидким нефтяным топливом [3].

Третья причина – экологическая. Автотранспорт выбрасывает существенно больше загрязняющих веществ, причиняющих огромный вред здоровью людей, животному и растительному миру, особенно в городах. Непоправимый урон, приводящий к изменению климата в глобальном масштабе, наносят парниковые газы. Количественно трудно оценить экономический ущерб от них. По данным российских экспертов, он составляет 0,75 цента на 1 доллар затраченного топлива [1]. При использовании ядерного источника энергии выбросы загрязняющих веществ отсутствуют. При сжигании природного газа их во много раз меньше, чем при сжигании жидких углеводородов в автомобиле. Таким образом, их замещение на автотранспорте электроэнергией, производимой на базе ядерного топлива и природного газа, значительно снижает объем выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду.

При выборе одного из двух вариантов автомобиля – с двигателем внутреннего сгорания или на электроприводе – решение принимается на основе сопоставления стоимости обоих вариантов с затратами на их эксплуатацию. Электромобиль в настоящее время стоит дороже, однако впоследствии он может оказаться более экономически выгодным, если снизить стоимость расходников. Основной из них – аккумулятор, размер затрат на его зарядку зависит главным образом от стоимости производимой в энергосистеме электроэнергии. Для автомобиля с ДВС затраты на эксплуатацию определяются преимущественно стоимостью бензина или дизельного топлива. Для обоих типов автотранспорта учитываются также издержки на их обслуживание, но по сравнению с издержками на энергоносители они невелики.

Сравним варианты традиционными расчетами: по методу минимума годовых приведенных затрат и по определению срока окупаемости в зависимости от капитальных вложений.

Итак, годовые приведенные затраты на электромобиль могут быть записаны в следующем виде:

$$Z_{эм} = E \cdot K_{эм} + C_{ээ} + C_{обс}^{эм}, \quad (1)$$

где  $E$  - процентная ставка на капитал;

$K_{эм}$  - стоимость электромобиля;

$C_{ээ}$  - затраты на электроэнергию, используемую для зарядки аккумуляторов;

$C_{обс}^{эм}$  - расходы на обслуживание автомобиля.

Стоимость потребляемой электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$C_{ээ} = c_{ээ} \cdot b_{ээ} \cdot L, \quad (2)$$

где  $c_{ээ}$  - стоимость 1 кВт·ч,

$b_{ээ}$  - удельный расход электроэнергии (кВт·ч/км),

$L$  - величина годового пробега автомобиля.

Затраты на обслуживание автомобиля могут быть определены в долях от его стоимости и включают в себя амортизационные отчисления, издержки на ремонт, материалы, профилактическое обслуживание и др.

Годовые приведенные затраты для автомобиля с ДВС:

$$Z_{двс} = E \cdot K_{двс} + C_m + C_{обс}^{двс}, \quad (3)$$

где  $K_{двс}$  - стоимость автомобиля;

$C_m$  - затраты на топливо;

$C_{обс}^{двс}$  - расходы на обслуживание.

Выполним расчет для следующих исходных данных: стоимость электромобиля – 25 тыс. долл., а авто с ДВС такой же мощности – 18 тыс. долл. Коэффициент  $E$  принимаем равным 0,1 (примерная ставка рефинансирования Национального банка, без учета инфляции), затраты на обслуживание для обоих типов автомобилей – 0,03 от их стоимости. Годовой пробег будем считать равным 50 тыс. км, расход бензина для ДВС – 10 л на 100 км при стоимости его 0,7 долл./л (А-92 на заправочных станциях). Для электромобиля возьмем удельный расход электроэнергии 0,2 квт·ч/км (по литературным данным), стоимость электроэнергии – 0,14 долл./кВт·ч (что соответствует величине тарифа для одноставочных промышленных потребителей).

Годовые приведенные затраты для автомобиля с электроприводом:

$$Z_{эм} = 0,1 \cdot 25000 + 0,14 \cdot 20 \cdot 50000 / 100 + 0,03 \cdot 25000 = 2500 + 1400 + 750 = 4650 \text{ долл.};$$

для автомобиля с ДВС:

$$Z_{двс} = 0,1 \cdot 18000 + 0,7 \cdot 50000 / 100 + 0,03 \cdot 18000 = 1800 + 3500 + 540 = 5840 \text{ долл.}$$

Как видно, при принятых в расчете исходных данных вариант с электротягой получился более эффективным по сравнению с автомобилем на ДВС, поскольку затраты на топливо для него более чем в 2 раза превышают расходы электроэнергии для электромобиля.

Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений получился сравнительно небольшим, что свидетельствует об экономической предпочтительности электромобиля:

$$T_{ок} = (25000 - 18000) / (3500 + 540) - (1400 + 750) = 4,7 \text{ года.}$$

На рисунке 1 показана динамика затрат на эксплуатацию автотранспорта с ДВС и электромобиля в зависимости от величины годового пробега для различных значений стоимости 1 квт·ч

Как видно из рисунка, при принятых исходных данных электромобиль становится эффективнее автомобиля с ДВС по мере увеличения годового пробега и зона экономически выгодного применения варианта с электротягой тем больше, чем ниже стоимость 1 квт·ч.

Предположим, что годовой пробег автомобиля составляет 10 тыс. км. В этом случае годовые приведенные затраты для двух вариантов составят:

$$Z_{эм} = 3390 \text{ долл.};$$

$$Z_{двс} = 2650 \text{ долл.}$$

Очевидно, что экономически предпочтителен автомобиль с ДВС, так как при небольшом годовом пробеге эффект от замещения жидкого моторного

топлива электроэнергией сравнительно невелик, что не обеспечивает необходимую окупаемость дополнительных капитальных затрат в электромобиль.

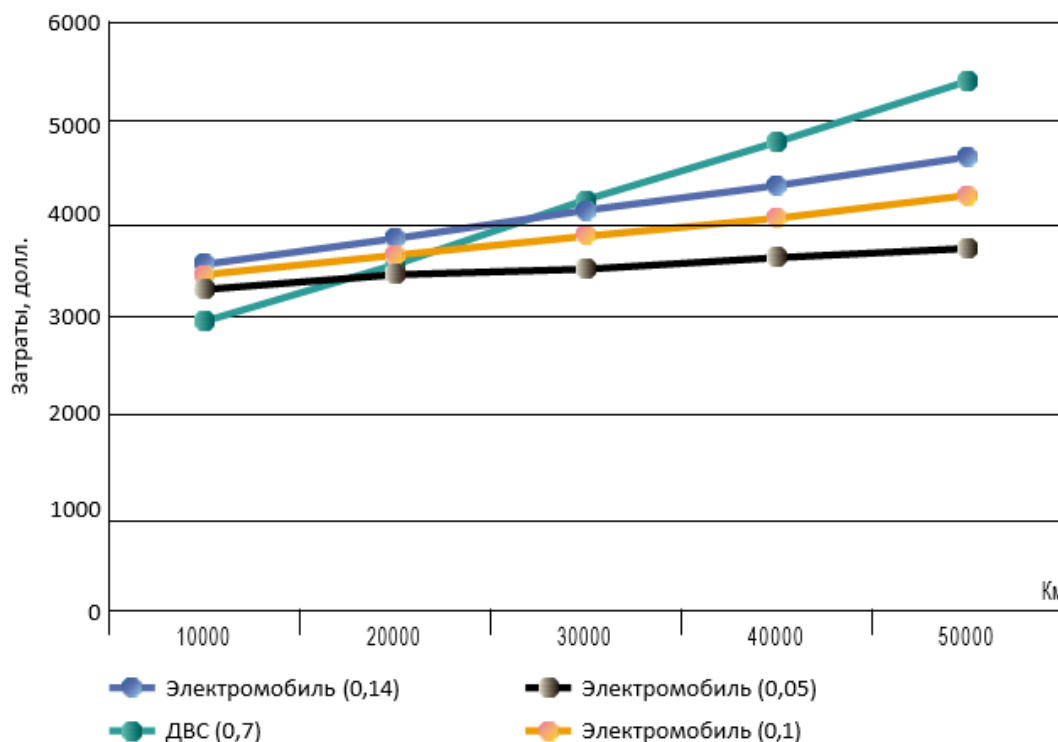


Рисунок 1. Динамика затрат на эксплуатацию автотранспорта с ДВС и электромобилей в зависимости от величины пробега и стоимости электроэнергии

Важно правильно определить стоимость 1 кВт·ч энергии, потребляемой при зарядке аккумуляторной батареи. Следует отметить, что при этом покрытие потребности в электроэнергии будет осуществляться не от АЭС, работающей в течение суток с постоянной электрической нагрузкой, а от парогазовых энергетических установок, увеличивающих свою выдаваемую мощность по мере увеличения спроса со стороны аккумуляторов.

При удельном расходе топлива на этих установках, равном примерно 0,22 кг у.т./кВт·ч, и цене 200 долл./т. у.т. топливная составляющая будет равна 4,4 цента/кВт·ч. Исходя из этого, затраты на электроэнергию, используемую для зарядки аккумуляторов, надо определять по расходам природного газа на выработку электроэнергии, несмотря на наличие в энергосистеме АЭС. Таким образом, в данном случае речь, по существу, идет о сопоставлении с жидким нефтяным топливом природного газа, преобразованного в электрическую энергию.

Оценка экономической эффективности такого замещения на автотранспортных средствах показывает высокую результативность этого мероприятия, что объясняется меньшей стоимостью природного газа по сравнению с нефтепродуктами, а также тем, что при таком замещении не требуются слишком большие инвестиции в эту замену, так как во многих случаях можно ограничиться переоборудованием существующих автомобилей под газовое топливо (установка газовых баллонов, надстройка системы

регулирования подачи газа) и затратами, связанными с компримированием газа. При переводе же на электроэнергию необходим выпуск новых автомобилей с установкой в них дорогостоящих аккумуляторных батарей.

Развитие электрифицированного автотранспорта должно рассматриваться с учетом эффекта, достигаемого в энергосистеме, и затрат на производство электроэнергии, используемой для зарядки аккумуляторов. Необходимо принимать во внимание также и экологическую составляющую, экономическая оценка которой затруднительна. Следует ожидать появления разработанного на основе Парижского саммита соглашения, имеющего юридическую силу и обязывающего страны принимать меры по снижению загрязнения окружающей среды. Для финансового обеспечения этого процесса предполагается выделение ежегодно 100 млрд долл., которые будут распределяться прежде всего между развивающимися странами.

При сопоставлении вариантов автомобилей надлежит учитывать следующее обстоятельство. Из-за периодически производимой перезарядки аккумуляторы изнашиваются: срок службы составляет 4-5 лет. А их замена - это дополнительные расходы. Данный факт требует динамической постановки задачи, то есть учета для электромобиля затрат (каждые 4-5 лет) на приобретение новых аккумуляторов. Период сопоставления вариантов должен быть принят одинаковым для них, и достаточно большим: в пределе, равном бесконечности. Возможна также иная постановка задачи: не учитывать периодические вложения, а включать в состав эксплуатационных расходов для электромобиля такую величину амортизационных отчислений, которая обеспечивала бы через каждые 4-5 лет восстановление аккумуляторов по истечении их срока службы. Однако не все производители информируют о необходимости частой замены аккумуляторов. Компания Tesla, например, дает гарантию на 8 лет, то есть допускается возможность обновления этого расходника за счет изготовителя до окончания указанного срока эксплуатации. В других фирмах аккумуляторы выдаются ежегодно владельцам авто в аренду. Существуют и другие возможности решения этой проблемы.

Главное направление повышения эффективности электротяги – удешевление стоимости аккумуляторной батареи, увеличение срока ее службы, а также снижение стоимости 1 кВт·ч электроэнергии, используемой для подзарядки. Основным компонентом современных аккумуляторов является литий, мировые запасы которого ограничены. Необходима разработка новых моделей, способных к накоплению больших объемов электроэнергии на базе более доступных материалов.

В нашей стране имеются большие перспективы для электрификации автомобильного транспорта. Поэтому необходимо углубленное системное исследование указанной проблемы, с оценкой энергетического, экономического и экологического эффектов, а также формирование приоритетных направлений и анализ возможных масштабов развития электрической тяги на автотранспорте Беларуси. Целесообразна также разработка технически более совершенных, более емких и долговечных аккумуляторных батарей не только для автотранспорта, но и для использования в других отраслях экономики,

например, для повышения энергоэффективности жилых зданий. Для сокращения сроков внедрения электромобилей в Беларуси и придания динамичности процессу в целом необходимо подготовить план мероприятий по созданию производства электромобилей, эффективных зарядных станций, развивать технологическую инфраструктуру.

#### Литература

1. Лычагин А.А., Об оценке эффективности установок на базе возобновляемых источников энергии // Проблемы теплоснабжения России. 2005. Вып. 3. С. 48-51.
2. Падалко Л.П., Кузьменок В.И., Иванов Ф.Ф. Энергосистема Беларуси и развитие автотранспорта на электротяге // Энергетика и ТЭК, 2015, №3. С. 40-43.
3. Падалко Л.П., Иванов Ф.Ф. Электромобиль выходит на дорогу // Экономика Беларуси. 2015. №2. С. 51-57.



УДК 621.316.722

## РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ПОМОЩЬЮ УСТРОЙСТВА РПН ТРАНСФОРМАТОРА

Ратомский Е.И., Сивцов Н.А.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С.Г.

Системы электропитания обычно работают на нескольких уровнях напряжения. С момента изобретения в конце 19-го века, трансформатор заложил важную основу для развития современных систем электроснабжения на большие расстояния. Сегодня силовые трансформаторы электрической сети по-прежнему являются чрезвычайно важным оборудованием в энергосистеме, и их соответствующие исследования никогда не прекращались.

Одним из важных показателей для измерения качества электроэнергии является стабильность напряжения. Поскольку выработка и потребление электроэнергии не могут быть сбалансированы, нагрузки и токи изменчивы, а колебания напряжения неизбежны, особенно в излучаемых сетях. Чтобы стабилизировать напряжение сети, подключить сеть и регулировать поток нагрузки, необходимо отрегулировать напряжение.

РПН (устройство регулирования напряжения под нагрузкой) представляет собой устройство для регулировки амплитуды фазного напряжения. По сравнению с устройством регулирования напряжения без нагрузки, РПН обладает характеристиками большого диапазона регулирования напряжения и отсутствием отключения во время процесса, что имеет незаменимые преимущества в улучшении качества электроэнергии и обеспечении экономичной работы энергосистемы. В наше время широко используются механические устройства РПН, но есть все еще некоторые неизбежные недостатки, такие как сложные механизмы, электрическая дуга, медленный ответ и т. д. [1]

Улучшение структуры и рабочих характеристик РПН трансформатора, адаптация его к новым требованиям, развития электросетей, использование быстроразвивающейся технологии силовой электроники для создания устройства РПН распределительного трансформатора и повышения производительности механических устройств РПН неизбежная тенденция в будущем. Рассмотрим несколько технологических маршрутов РПН и проанализируем тенденции и перспективы развития.

### **Основной принцип регулирования напряжения**

Как важные показатели мощности диапазон и размер колебаний напряжения непосредственно влияют на производительность, эффективность и срок службы электрооборудования. Электрооборудование спроектировано и изготовлено в соответствии с номинальным напряжением, при котором достигается оптимизация. Избыточное смещение напряжения не только негативно для нормальной работы пользователя, но также не способствует безопасному и экономичному функционированию энергосистемы. Слишком низкое напряжение увеличит потери в сети и может даже повредить стабильную работу системы. Если напряжение слишком высокое, то это

повредит уровень изоляции электрооборудования и увеличит потери на корону, возникающие в высоковольтной сети. Напряжения в электрической сети соответствуют предписанным стандартам, и для регулировки напряжения необходимы стратегии регулирования напряжения. [2].

Принцип регулировки напряжения показан на рисунке 1. Электрическая энергия, вырабатываемая генератором  $G$ , отправляется пользователю через повышение напряжения, линию передачи и понижение напряжения. Предположим, что пропускная способность линии передачи, потери в сети и мощность возбуждения трансформатора игнорируются. Параметры трансформатора были уменьшены до стороны высокого напряжения. Общее сопротивление трансформатора и линии для людей. Общее реактивное сопротивление  $X$ . Напряжение на доступном узле нагрузки:

$$U_b = \frac{U_G n_1 - DU}{n_2} = \frac{U_G n_1 - (PR + QX)}{n_2} \quad (1)$$

Формула (1) показывает, что для изменения напряжения узла нагрузки можно изменить напряжение на клеммах генератора, параметры  $R$  и  $X$  линии, активную  $P$  и реактивную мощность  $Q$  линии, коэффициент увеличения  $1n$  и коэффициент понижения  $2n$ .

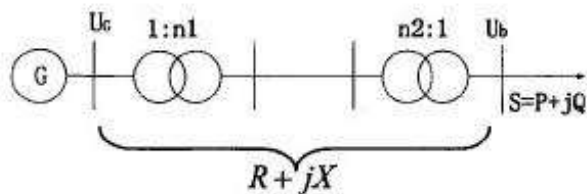


Рисунок 1. Схема регулировки напряжения.

Регулирование напряжения трансформатора существенно меняет отношение  $n$ , которое делится на бесступенчатое регулирование напряжения и ступенчатое регулирование напряжения. Первое обычно используется в местах с низким уровнем напряжения и небольшой емкостью. Ступенчатое регулирование напряжения осуществляется путем изменения количества обмоток трансформатора. Меняется число витков, а затем меняется соотношение, чтобы стабилизировать выходное напряжение вторичной обмотки. Ступенчатое регулирование напряжения трансформатора включает в себя: ПБВ (переключение без возбуждения) и РПН. Первый заключается в изменении коэффициента напряжения трансформатора в случае сбоя питания (первичная сторона отключена от сети), а затем регулировка напряжения вторичной обмотки. Пошаговое регулирование напряжения под нагрузкой означает, что трансформатор оснащен отводом на определенной обмотке и отводом изменение завершается, когда вторичная сторона подключена к нагрузке. Когда изменение ответвления выполнено, часть обмотки снимается или подключается для изменения количества витков обмотки. Соотношение

также изменилось, в конечном итоге изменив выходное напряжение и достигнув регулирования напряжения.

### **Устройство РПН в энергосистеме**

Подстанции энергосистемы часто оснащены устройством РПН для передачи высокого напряжения и распределения важных нагрузок. Трансформатор, оснащенный устройством РПН, может изменять число витков катушки посредством переключения, когда есть нагрузка, тем самым изменяя их соотношение, чтобы регулировать напряжение узла и улучшать качество мощности; и может регулировать поток нагрузки энергосистемы, снижать стоимость устройства реактивной мощности и экономить электроэнергию. В электросети с реактивным источником питания регулирование напряжения под нагрузкой является удобным, эффективным и экономичным методом контроля качества напряжения. Устройство РПН имеет большой диапазон регулировки, не сложное в эксплуатации и не требует больших инвестиций. Кроме того, это также может уменьшить энергосистему благодаря циркуляции, предотвращению непреднамеренного обмена реактивной мощностью, снижению потерь в параллельных рабочих линиях, повышению надежности электроснабжения и более гибкому планированию энергосистемы. Комбинация реактора, конденсатора и устройства РПН также может образовывать гибкие и надежные компоненты передачи.

### **Технология механического регулирования напряжения под нагрузкой**

Классическое устройство РПН имеет два независимых селекторных переключателя и переключатели. Реактивное устройство РПН с переходным реактором в качестве устройства ограничения тока должно отключать ток, что не только увеличивает объем, но и увеличивает количество трансформаторного масла. С появлением вакуумных выключателей при перестановке обмоток реактивного сопротивления вакуумный выключатель появился на реактивном устройстве РПН [3].

Вакуумный выключатель может подавлять образование дуги. Вакуумная среда подходит для переключения больших токов, а контакты в основном не требуют технического обслуживания. Однако из-за некоторых ограничений работы вакуумного выключателя это решение не нашло широкого применения в инженерной практике.

### **Сравнение активного и реактивного устройства РПН**

Резистивное устройство РПН обычно принимает структуру скрытого типа, переключения трансформаторного масла и перехода сопротивления. Срок службы дугового контакта переключателя намного больше, чем у реактивного типа. Из-за малого времени перехода пружинный механизм обычно приводится в действие механизмом с приводом от двигателя, чтобы сделать переключение более надежным и быстрым. Характеристика реактивного устройства РПН - простая структура, и число шагов регулирования напряжения удваивается, когда число отводов является постоянным. И даже если блок питания моторного привода механизма выходит из строя в определенной позиции при переключении, это не влияет на нормальную работу устройства. Недостатком является то, что коэффициент мощности циркулирующего тока низкий, фаза

задерживается на 90 градусов, а электрический срок службы контактов переключателя относительно короткий. Трансформатор с переключателем реактивного сопротивления большой и дорогой, и теперь только США все еще используют его. Сходство между ними заключается в том, что отвод выбора всегда выполняется в условиях холостого хода, передача нагрузки выполняется специальным контактом или переключателем, а ограничивающий ток элемент работает только во время процесса переключения. Разница в том, что реактор не вырабатывает много тепла и предельное значение тока можно переключать медленно. Время переключения от 5 до 6 с. Элемент активного сопротивления потребляет большое количество энергии и перегревается. Это должно быть переключено быстро. Время переключения составляет около 40 мс. В противном случае текущее время переноса резистора будет слишком большим, повышение температуры будет слишком ограниченным, а потери будут слишком большими. Следовательно, устройство переключения сопротивления должно иметь механизм быстрого действия. Ток переключения реактивного переключателя задерживается на 90 градусов, характеристики тушения дуги плохие, срок службы контактов короткий, загрязнение трансформаторного масла более серьезное, а работы по техобслуживанию громоздки. Активный ток переключения такой же, как у фазы восстановительного напряжения, коэффициент мощности циркулирующего тока равен 1, резистивная дуга легче подавляется, срок службы контакта большой, а работы по техническому обслуживанию и ремонту просты. Поэтому резистивный тип больше подходит для случаев с более высоким напряжением и большей емкостью. С точки зрения производственного процесса, переходное реактивное сопротивление рассчитывается в соответствии с постоянной номинальной нагрузкой, которая потребляет больше материалов, занимает больше объема и является более дорогой. Переходной резистор рассчитан на кратковременную нагрузку, мал по размеру и низкой стоимости. Структура резистивного устройства РПН более сложна, но компактна. Если уровень процесса высокий, резистивный тип сохранит материал.

### **Новая технология регулирования напряжения под нагрузкой**

Ввиду недостатков и проблем традиционного механического устройства РПН, ученые провели много исследований и предложили множество новых регуляторов напряжения под нагрузкой. По характеристикам отводов этих устройств их можно в основном разделить на два типа: механический улучшенный тип и силовой электронный тип переключателя. Механически усовершенствованное устройство РПН относится к устройству РПН, изготовленному из механического переключателя с силовым электронным переключателем. Смысл состоит в том, чтобы использовать силовое электронное устройство в качестве переходного устройства при переключении отвода, используя силовой электронный переключатель в качестве цепи включения и выключения, и механический контакт не отключается, тем самым подавляя дугу.

В 1990 г. в Великобритании предложили стабилизатор напряжения под нагрузкой с использованием тиристорного шунта. В устройстве используются

отдельный переходный резистор и тиристор для подавления дуги, возникающей в процессе переключения. Простое расположение контактов механического переключателя гарантирует, что тиристор, используемый для подавления дуги, подключается к цепи только в течение короткого периода времени и что выход из строя тиристора не приводит к повреждению селектора отводов или трансформатора [4]. Когда переключатель активирован, импульсный трансформатор подает триггерный сигнал на оба набора тиристориков независимо от текущего направления действия. Всегда будет ряд условий, так что ток нагрузки будет проходить через тиристор, чтобы завершить гашение дуги. Преимущество состоит в том, что в процессе переключения нет дуги, срок службы переключателя значительно увеличивается, и, таким образом, количество переключений может быть увеличено; недостаток состоит в том, что триггер тиристора реализуется импульсным трансформатором, и относительно сложно спроектировать и изготовить трансформатор, и принята схема РПН для коммутатора.

Механическое улучшенное устройство РПН имеет следующие характеристики: введение тиристорного переключателя в схему переключения позволяет механическому переключателю работать без питания или эквипотенциала, тем самым достигая переключения без дуги, и после переключения завершено, тиристор снят, все еще с помощью механического переключателя проводит ток нагрузки; Скорость переключения в основном определяется временем работы механического переключателя.

Следовательно, механически модифицированное устройство РПН может решить проблему искрения во время переключения, но структура все еще сложна, цикл действия длинный, а скорость отклика относительно низкая [5], и напряжение не может быть быстро отрегулировано.

### **Силовой электронный переключатель устройства РПН**

С 1990-х годов ученые начали изучать устройство РПН типа силового электронного переключателя, которое улучшило скорость реакции регулирования напряжения при регулировании напряжения под нагрузкой. Были изучены топологии и типы силовой электроники. Ученые в 2010 году предложили новый тип твердотельного устройства РПН на основе силового электронного переключателя. Схема использует тиристор в качестве переключающего устройства и использует микроконтроллер AVR для управления им методом дискретной модуляции. Рисунок 2 - принципиальная схема бесконтактного РПН с управляемой схемой переключения. В схеме I K1-K6, K0 представляют собой тиристорные переключатели, QF - это механический переключатель, а R0 и R - переходные резисторы, которые используются для предотвращения повреждения трубки переключателя, вызванного импульсным током возбуждения, и для балансировки напряжения, Преимущество этой схемы состоит в том, что можно реализовать переключение без дуги, потери на переключение малы, скорость переключения высока, и переключение может выполняться часто. Недостатком является то, что тиристор также используется для передачи тока нагрузки в нормальных условиях, а надежность работы низкая. Каждая из ветвей K22-K0 и K21 несет



частичный ток, ток на тиристор уменьшается, что делает схему более надежной, но требует вдвое больше тиристоров.

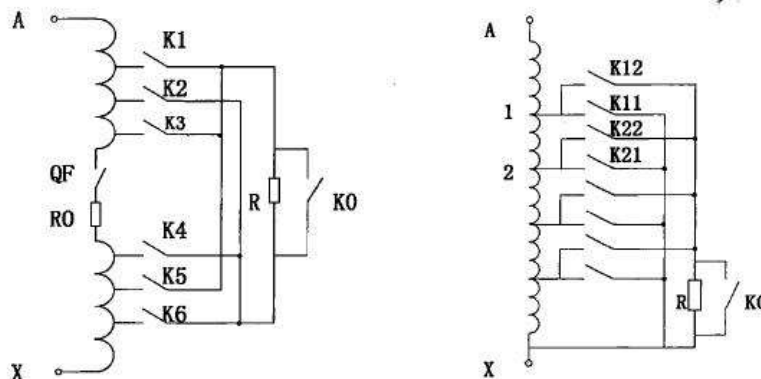


Рисунок 2. Принципиальная схема силового электронного переключателя I (слева) и II (справа).

### Сравнение характеристик в разных устройствах РПН.

В настоящее время большинство устройств РПН по-прежнему использует тип механического контакта, который имеет следующие недостатки: искрение легко происходит во время переключения, действие и скорость отклика медленные, время действия переключения не может быть точно отрегулировано, частота отказов высока, а объем технического обслуживания велик. Процесс переходного процесса во время передачи может быть вредным для безопасной работы сети. Быстрое развитие дисциплин в области силовой электроники привело исследователей к совершенствованию дугогасящей среды и приступило к изучению структуры переключателей и принципа перехода.

Новое устройство РПН, основанный на технологии силовой электроники, стало отечественным и зарубежным благодаря своей долговечности, экономичности и частой настройке. Полностью электронное устройство РПН обычно соединяет обмоточный отвод и силовой электронный переключатель, состоящий из мощного антипараллельного тиристора, и осуществляет регулирование напряжения путем управления включением-выключением трубки переключателя. Оно не имеет механических движущихся частей, не генерирует дугу при переключении и имеет высокую скорость отклика. Обладает большей управляемостью, но количество тиристоров выросло. В нормальных условиях оно должно выдерживать напряжение и проводить ток. При выборе типа необходимо оставить больше запаса, увеличить стоимость, снизить надежность, а также необходимо установить охлаждающее устройство. И есть также ахиллесова пята: как только тиристор поврежден, выключатель полностью выходит из строя. Механически улучшенное устройство РПН не сильно изменилось по структуре. Когда переключатель включен, тиристор вводится для предотвращения образования дуги. После переключения механический переключатель все еще отвечает за поток, и в основном может быть реализована работа без дуг, что в определенной степени повышает надежность и срок службы. Тем не менее, скорость отклика значительно не улучшилась. В настоящее время многие люди все еще стремятся изучить



гибридное решение для устройства РПН, чтобы добиться надежности, обеспечиваемой полностью электронным решением, и избежать проблемы тепловыделения управляемого устройства. Характеристики нескольких различных типов коммутации устройств РПН, представленных выше, сравниваются в таблице 1 ниже.

Таблица 1 – Характеристики типов коммутации устройств РПН

Тип	Скорость	Электрическая дуга	Потери коммутатора	Влияние отказа тиристора	Выявление неисправности системы	Стоимость
Традиционный механический	Низкая	Большая	Да	Нет	Нет	Высокая
Улучшенный механический	Низкая	Маленькая	Да	Нет	Нет	Высокая
Силовой электронный	Высокая	Отсутствует	Да	Да	Да	Может быть уменьшена

### Заключение.

В этом документе рассмотрена существующая схема управления напряжением устройством РПН, а также новые методы управления напряжением. Хотя традиционное механическое устройство РПН широко используется для регулирования напряжения в электросети, его длительное время горения дуги и большая стоимость ограничивают его дальнейшее развитие. С развитием технологии силовой электроники, ценовые преимущества электронного устройства РПН и хорошие характеристики не имеют аналогов среди других типов. В настоящее время основная проблема электронного устройства РПН состоит в том, что надежность нуждается в дальнейшем улучшении, а алгоритм требует дальнейшей оптимизации и улучшения.

### Литература

1. Chung Y.H. Dynamic voltage regulator with solid state switched tap changer / G.H. Kwon, T.B. Park // IEEE PES International Symposium on Quality and Security of Electric Power Delivery Systems. – 2003. – pp. 05 – 108.
2. Fohrhaltz H.A. Load tap-changing with vacuum interrupters // J. IEEE Transactions on power apparatus and systems. – 1967. – pp. 422 – 428.
3. Hochart B. Power transformer handbook // Butterworth E. Co. (Publishers) Ltd., Saint-Quen. – 1987. – Chapter 2.
4. Cooke G.H. Thyristor assisted on-load tap changers for transformers // IEE Conference Publication. – 1990. – pp. 127 – 131.
5. Degeneff R.C. A new concept for a solid-state on-load tap changer // J. 1:7 – 1990. – pp. 1-4.

УДК 621.3

## ПРИМЕНЕНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КОММУНАЛЬНО- БЫТОВОМ СЕКТОРЕ

Хитров И. С.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С. Г.

С каждым годом потребление электрической энергии растёт. Основной способ получения электроэнергии на сегодняшний день в странах СНГ — это сжигание органического топлива, но ресурсы не бесконечны, следовательно, их стоит расходовать с умом. На сегодняшний день потребитель желает получить дешёвую и качественную электроэнергию, при этом важным фактором является бесперебойность питания.

Решением данных проблем может быть установка в доме, квартире накопителя энергии. В основном в качестве накопителей используется литий-ионные аккумуляторы. Они обладают рядом достоинств:

- высокая плотность накапливаемой энергии и разрядных токов;
- выдача более высокого напряжения (по сравнению с аккумуляторами типов NiCd и NiMH);
- постоянная готовность к эффективной эксплуатации;
- минимальный саморазряд – 4–6% за месяц, 10–20% за год;

Накопитель энергии состоит из двух частей и выглядит как на рис. 1: Аккумуляторный блок, предназначенный для накопления энергии от промышленной сети, топливного или ветрового генератора, солнечной панели или водяной турбины. Автономный инвертор, который в режиме ожидания осуществляет подзарядку АКБ до заданного значения. При пропадании питания переключается в режим преобразователя постоянного напряжения в переменное (220 В или 380 В), подавая его во внутреннюю сеть жилья. [1]



Рисунок. 1 – Накопитель энергии

Как видно из рисунка объект не маленький, для примера габариты установки при номинальной мощности 4 кВт 1070x804x197 мм. Это примерно, как навесной шкафчик. И если в частных домах места вполне хватает, то в небольших квартирах с установкой данного агрегата могут возникнуть проблемы.

Если рассматривать это с экономической стороны, цена на накопители варьируется от 4000 до 10000 \$. Весьма недешево, за такую сумму можно приобрести автомобиль. Но если денег хватает, то почему бы и не приобрести.

Ещё одним преимуществом накопителей энергии является то что они могут питаться как от сети, так и от других источников электрической энергии. Таким образом приобретая накопитель можно купить солнечную батарею или ветрогенератор, которые в целом создадут систему питания электрической энергии. Это позволит сократить счета за электроэнергию. Однако на сегодняшний день счета за электричества не столь велики и для того чтобы система окупилась могут потребоваться 10-20 лет.

Подводя итог можно сказать что накопители энергии в доме весьма полезная вещь. Она позволяет фактически забыть о перебоях в получении электроэнергии. В совокупности с бытовыми генераторами и солнечными батареями снижает количество потребляемой энергии из сети. А это в свою очередь может обеспечить выравнивание суточного графика нагрузки. Но всё же на сегодняшний день их применение сильно ограничено ввиду дороговизны оборудования. Далекое не каждому оно по карману и проще просто потреблять энергию из сети. Помимо этого, по своей конструкции накопители весьма громоздки. Но технологии не стоят на месте и вполне возможно, что через пару лет такие накопители станут доступнее по цене и меньше по размеру. И если многие начнут их использовать это благоприятно скажется на энергосистеме, немного на экологии и самому потребителю будет удобно, так как электричество всегда будет для нужд.

#### Литература

1. Стройдвор инженерные системы и сети в строительстве [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://strojdvor.ru/elektrosnabzhenie/kak-vybrat-nakopitel-elektricheskoy-energii-dlya-chastnogo-doma/>. – Дата доступа 11.10.2020.
2. Volts energy storage [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://voltsbattery.com/>. – Дата доступа 12.05.2020.

УДК 621.3

## ЖЁСТКИЕ ШИНЫ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ. КРИТЕРИИ ВЫБОРА ЖЁСТКИХ ШИН

Лугачёв В. М.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С. Г.

Общие сведения. Шина – это жёсткий неизолированный проводник с низким сопротивлением. Шины служат для подвода и распределения электрической энергии в распределительных устройствах, трансформаторных подстанциях, вводах энергии в здания, подключения электрического оборудования и т. п.

В зависимости от подключаемого оборудования шины могут быть разной формы и выполняться из разного материала. В частности, шины могут изготавливаться из меди, алюминия и стали. Шины из меди обладают низким сопротивлением, хорошей теплоотдачей, однако для экономической целесообразности их используют только в ответственных, высоконагруженных установках. Шины из стали имеют более низкую стоимость, однако могут использоваться только в маломощных установках при токе 200-300 А. Оптимальными, по экономическим и техническим соображениям, являются шины из алюминия и его сплавов. Шины могут изготавливаться разнообразного сечения: сплошного прямоугольного и круглого, полового квадратного, круглого, п-образного и т. д.

К земле, полу, потолку, стенам или корпусу оборудования шины крепятся на изолятор с помощью шинодержателя. Крепление к изолятору производится шпилькой с пружинной шайбой в продольное овальное отверстие. Возможно присоединение алюминиевых шин к медным, однако оно осуществляется с помощью переходных зажимов, для предотвращения образования электрической пары.

Выбор шин. Основным критерием выбора служит площадь сечения шины. Она определяется исходя из экономической плотности тока, по следующей формуле:

$$q_э = \frac{I_{ном}}{i_э},$$

где  $I_{ном}$  – ток нормального режима, А;

$i_э$  – нормированная экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup> (табличное значение).

Однако, следует отметить, что по данной формуле не определяются: сечения главных (сборных) шин (т. к. нагрузка в этих шинах неравномерна по длине), временные или резервные шины (т. к. нагрузка на них эпизодическая) и шины под напряжение до 1000 В при  $T_{max} < 4500$  ч. Все вышеперечисленные шины следует выбирать по допустимому току.

После выбора сечения шины проверяются:

- по допустимому току из условий нагрева;
- на термическую стойкость при воздействии токов КЗ;
- на динамическую стойкость при КЗ;

- на механическую прочность.

Проверка по допустимому току. Выбранные шины должны удовлетворять условиям нагрева. Расчёт проводят при токах, больших чем штатные, т. е. при максимальных нагрузках в ремонтном или послеаварийном режиме. Исходя из этого должно выполняться следующее условие:

$$I_{max} \leq I_{доп},$$

где  $I_{доп}$  – допустимый ток на шины выбранного сечения, с учётом поправки на температуру охлаждающей среды или варианта расположения шин, А. Он находится по следующей формуле:

$$I_{доп} = I_{доп. ном.} \sqrt{\frac{\vartheta_{дл.доп} - \vartheta_0}{\vartheta_{дл.доп. ном.} - \vartheta_0 ном.}} = I_{доп. ном.} \sqrt{\frac{70 - \vartheta_0}{45}} [A],$$

где  $I_{доп. ном.}$  – допустимый ток при температуре окружающей среды  $\vartheta_0 ном. = 25^\circ C$  (табличное значение, зависит от площади сечения и формы);

$\vartheta_{дл.доп} = 70^\circ C$  – для шин любого материала формы и сечения;

$\vartheta_0 ном.$  =  $25^\circ C$  – табличная температура окружающей среды;

$\vartheta_0$  – действительная температура охлаждающей среды,  $^\circ C$ .

Проверка шин на электродинамическую стойкость при КЗ Подбираемые шины должны соответствовать следующему условию:

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{к. доп},$$

где  $\vartheta_k$  – температура шин при нагреве током к. з. ;

$\vartheta_{к. доп}$

– допускаемая температура нагрева шин при к. з. (табличное значение).

$\vartheta_k$  находят по графику (рис. 1), исходя из величины  $f_k = f_n + k \frac{B_k}{q^2}$ , которая описывает термическое состояние шины.

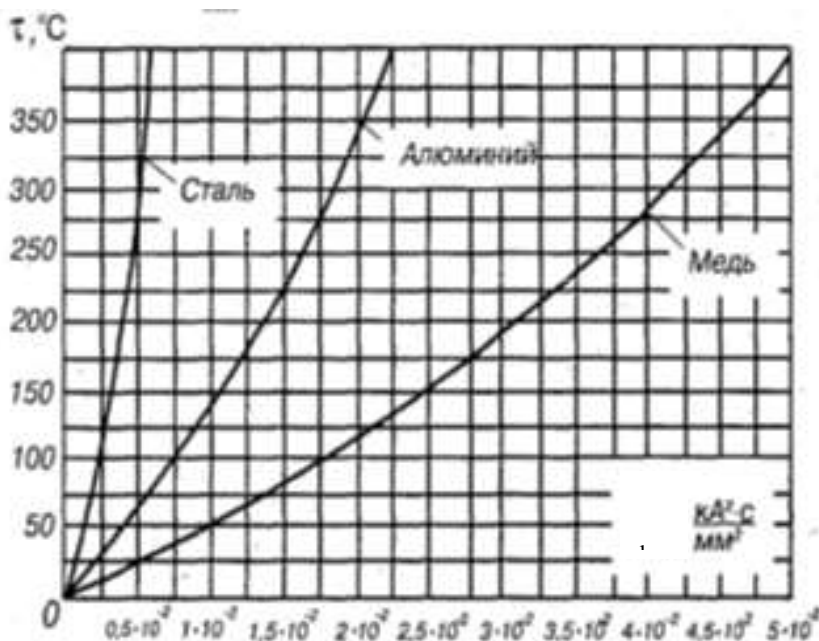


Рисунок .1 Кривые для определения температур нагрева проводников при КЗ

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Металлические шины, закреплённые на изоляторах представляют собой динамическую колебательную

систему на которую оказывают действие электродинамические силы, кроме того эта система имеет и собственную частоту колебаний. При КЗ могут возникнуть такие силы, составляющие которых будут изменяться с частотой 50 и 100 Гц. Таким образом, может возникнуть резонанс, что вызовет значительные дополнительные нагрузки на шины и изоляторы. Однако, резонанс не наступает, если собственные частоты колебаний менее 30 Гц или более 200 Гц. Частота собственных колебаний определяется по формуле:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ — для алюминиевых шин,}$$

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ — для медных шин,}$$

где  $l$  – длина пролёта между изоляторами, м;

$q$  – поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы (зависит от формы шины, в таблицах приведены данные для его расчёта, исходя из размеров шин, их формы и взаимного расположения), см<sup>4</sup>.

Изменяя длину пролёта, стараются попасть в безрезонансный интервал, если это сделать не удаётся, то проводят специальный расчёт, учитывающий действия сил, возникающих при резонансных колебаниях.

Механический расчёт. Механический расчёт рассмотрим на примере однополосных шин. Для шин других сечений рассчитываются аналогично, за исключением поправок на форму, количество шин в пакете, взаимное расположение и т. п. Наибольшее электродинамическое усилие возникает при трёхфазном КЗ, исходя из этого в расчётах будем принимать ударный ток трёхфазного КЗ.

Шины считаются механически прочными, если выполняется следующие условие:  $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ ,

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое механическое напряжение в материале шин (табличное значение), МПа;

$\sigma_{\text{расч}}$  – механическое напряжение в материале шины, вычисляется оно по следующей формуле, МПа.

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{fl^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot k_{\Phi} \frac{i_y^2 l^2}{W a},$$

где  $M = \frac{fl^2}{10}$  – изгибающий момент, Н·м;

$f$  – равномерно распределённая сила, Н;

$l$  – длина пролёта между изоляторами, м;

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия (зависит от формы шины, в таблицах приведены данные для его расчёта, исходя из размеров шин, их формы и взаимного расположения), см<sup>3</sup>;



$i_y$  – ударный ток трёхфазного КЗ, А;

$a$  – расстояние между шинами, м;

$k_\phi = 1$  – коэффициент формы, т. к. расстояние между шинами значительно больше их периметра.

*Выбор изоляторов.* Шины крепятся к опорам на изоляторах, выбор которых осуществляется по следующим критериям:

- соответствие номинального напряжения установки номинальному напряжению изолятора:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

- номинальный ток меньше максимального расчётного:  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;

- допускаемая нагрузка на головку изолятора не превосходит расчётную нагрузку на него:  $F_{расч} \leq F_{доп}$ ;

$$F_{доп} = 0,6F_{разр},$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, Н;

$F_{расч} = f_\phi l k_h$  – при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз, Н; где  $k_h = H/H_{из}$ ;

$$H = H_{из} + b + h/2;$$

$H_{из}$  – высота изолятора, мм;

$b$  – ширина шины, мм;

$h$  – высота шины, мм.

*Вывод.* Таким образом, подбор варианта ошиновки установок представляет собой последовательный проверочный расчёт, с постоянным корректированием параметров шин для соответствия их характеристик техническим нормам. Расчёт, также осложнён большим количеством данных, получаемых из графических зависимостей, и сложных математических выкладок, что негативно сказывается на его точности. Кроме этого, необходимо учитывать большое количество параметров подключаемого оборудования, большое разнообразие форм шин, вариантов их расположения и материалов изготовления.

#### Литература

1. Виды шин и проводов // forca.ru: интернет-портал. URL: <https://forca.ru/spravka/shiny-i-tokoprovody/vidy-shin-i-provodov.html> (дата обращения: 15.05.2020).

2. Режим нагрева элементов электрических установок токами- термическое действие токов короткого замыкания// studbooks.net: онлайн библиотека. URL: [https://studbooks.net/2078905/matematika\\_himiya\\_fizika/rezhim\\_nagreva\\_elementov\\_elektricheskikh\\_ustanovok\\_tokami\\_termicheskoe\\_deystvie\\_tokov\\_korotkogo\\_zamykaniya](https://studbooks.net/2078905/matematika_himiya_fizika/rezhim_nagreva_elementov_elektricheskikh_ustanovok_tokami_termicheskoe_deystvie_tokov_korotkogo_zamykaniya) (дата обращения: 15.05.2020).

3. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: [учебник для энергетических и энергостроительных техникумов]/ Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 2-е изд., перераб.- Москва: энергия, 1980.

УДК 621.3

## ОПТИЧЕСКИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Барановский П. Г.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С.Г.

Во времена широкого внедрения микропроцессорных устройств релейной защиты, достоинствами которых является точность измерений, все еще используются электромагнитные трансформаторы тока, недостатками которых является отсутствие информации о токе в начальные периоды аварийного переходного процесса, из-за того, что погрешности трансформации тока достигают 90%.

В этих условиях системы защиты либо работают ложно, либо не работают до момента появления информации. В связи с этим были разработаны оптические трансформаторы тока (ОТТ). Эти устройства в традиционном смысле не являются трансформаторами тока (масштабными преобразователями), а относятся скорее к передающим преобразователям, преобразующим переменный или постоянный ток большого масштаба в соответствующий ему измерительный сигнал иного рода. Электромагнитные трансформаторы тока работают по закону электромагнитной индукции. Оптические трансформаторы тока работают по принципу поворота плоскости поляризации линейно поляризованного света в постоянном магнитном поле (эффект Фарадея).

Схема ОТТ состоит из чувствительного элемента в виде нескольких витков оптического волокна, намотанных вокруг токопровода, помещенных в защитную оболочку из немагнитного материала, и электронно-оптического блока, соединенного с чувствительным элементом.

Электронно-оптический блок с помощью лазера генерирует монохроматический циркулярно поляризованный световой сигнал, который проходя через чувствительный элемент меняет плоскость поляризации, и поступает обратно в электронно-оптический блок на оптический вход, где на фазовом детекторе из него формируется электрический измерительный сигнал.

Преимущества ОТТ по сравнению с электромагнитными трансформаторами тока в следующем:

- возможность измерения переменного (до 100 кА) и постоянного или импульсного (до 600 кА) тока разных уровней напряжений (до 800 кВ);
- оптико-электронное малоинерционное преобразование световых сигналов с отсутствием петли гистерезиса, магнитного насыщения и остаточного намагничивания, характерного для электромагнитных аналогов и сдерживающих их динамический диапазон и точность измерений;
- большой динамический диапазон (0,1...200%  $I_{ном}$ ) и высокая точность (0,1...0,2%) для измерений и защиты токовых цепей, достигаемые за счет использования поляризованных световых сигналов и их цифровой обработки; при этом одно и то же изделие, в отличие от электромагнитных аналогов, может использоваться при 10-кратно различающихся первичных номинальных токах за счет электронной перенастройки коэффициентов трансформации;

- широкая полоса пропускания сигналов (до 10 кГц), позволяющая производить полный анализ качества электроэнергии в части гармоник (до 100 гармоник) и переходных процессов;

- возможность интеграции в измерительные и информационные системы с использованием различных интерфейсов – аналоговых, дискретных и цифровых – и исключением влияния вторичной нагрузки на процессы измерения, что даёт возможность использовать на действующих подстанциях;

- отсутствие вредных веществ и электропроводящих материалов в оптических датчиках, использование маломощных световых сигналов, исключающих возможность возгорания говорит о полной эколого-, пожаро-, взрыво- и электробезопасности;

- высокая помехоустойчивость позволяет монтировать ОТТ в сложной электромагнитной обстановке без ее предварительного анализа и коррекции;

- долговечность, стабильность и высокие показатели повторяемости метрологических параметров изделий;

- слабая чувствительность к вибрациям и изменениям температуры;

- возможность установки в ограниченном пространстве, с установкой на опору или путем подвешивания к жесткой шине, что обусловлено малым весом;

- надежность оптических датчиков, самодиагностика электронно-оптических блоков минимизируют требования к техническому обслуживанию и проверке.

Данные преимущества являются следствием применения маломощных поляризованных световых сигналов, помещенном в магнитное поле измеряемого тока, бесконтактного воздействия поля на данные сигналы в виде эффекта Фарадея и цифровой обработки результатов измерений поворота плоскости поляризации.

Переход на оптические трансформаторы тока даст:

- возможность «замены на ходу» источника сигнала и тем самым – повышение надежности функционирования релейных защит;

- увеличение быстродействия (не требуется защита «от дребезга», уменьшение времени срабатывания исполнительной части – за счет оптических модулей, уменьшения времени выявления аварийного режима).

- улучшение условий в части безопасного производства работ и электромагнитной совместимости (благодаря оптическим связям нет выноса потенциала с ОРУ)

- в виду принципиального отсутствия насыщения, упрощаются принципы и алгоритмы защит (например, не нужно вводить торможение для дифференциальных защит).

Ограничением применения ОТТ на данный момент являются:

- высокая стоимость, которая учитывая научно-технический прогресс, будет снижаться;

- отсутствие норм проектирования подобных систем с учетом опыта эксплуатации данных устройств, которые будут создаваться с течением времени.

В связи с описанными выше преимуществами, а также отсутствием критических недостатков ОТТ будут постепенно вытеснять электромагнитные трансформаторы.

#### Литература

1. Гречухин В.Н. Электронные трансформаторы тока и напряжения. Состояние, перспективы развития и внедрения на ОРУ 110-750 кВ станций и подстанций энергосистем // Вестник ИГЭУ, 2006. Вып. 4.
2. Дьяков А.Ф., Зеленохат Н.И. Новая концепция создания автоматизированной системы управления переходными режимами в объединенных энергосистемах // Известия «Академии электротехнических наук РФ №3(5), 2009. С. 1-11.

УДК 621.315

## МЕТОДЫ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Козин Г.Д.

Научный руководитель – м.т.н., ст. преп. Гапанюк С.Г.

Для надежной работы электрических установок состояние изоляции имеет первостепенное значение. В процессе эксплуатации на изоляцию воздействуют электрические, механические и тепловые нагрузки, что приводит к постепенному ухудшению её свойств. Процесс ухудшения свойств называется старением изоляции. Изменения свойств (уменьшение сопротивления, снижение электрической прочности, рост диэлектрических потерь) приводят к пробое. Пробой твердой и комбинированной изоляции – необратимое явление, приводящее к нарушению работы электрического оборудования. С целью своевременного предупреждения, устранения дефектов (локальных и распределенных) и недопущения внезапных пробоев необходима профилактика изоляции в процессе её эксплуатации. Вовремя принятые меры обеспечивают надежную эксплуатацию электрического оборудования и позволяют ему функционировать в течении долгого времени.

Поскольку задача контроля качества изоляции осложняется значительными объемами материалов, в отношении которых стоит проводить проверку, в целях сокращения, задействованных человеческих и материальных ресурсов, контроль качества осуществляют неразрушающими методами. Они позволяют быстро и без нарушения работоспособности электрической установки осуществить контроль качества, что прямо противоположно разрушающему методу, для использования которого требуется демонтаж или выведение из эксплуатации рассматриваемого элемента электрической сети.

Сохранение целостности изоляции при неразрушающих испытаниях достигается за счет использование низких напряжений, которые не влияют на работоспособность электрических установок, и косвенных методов оценки качества изоляции. В энергосистемах применяются в основном электрические неразрушающие методы, которые базируются на явлениях, возникающих в диэлектриках под действием слабых электрических полей: электропроводности и электрической поляризации.

С загрязнением изоляции повышается ее электропроводность, а соответственно понижается электрическая прочность. Таким образом, проводимость может служить косвенным показателем загрязненности изоляции, что сказывается на её состоянии.

Рассеяние энергии, обусловленное процессом приобретения диэлектриком отличного от нуля макроскопического дипольного момента, характеризуется величиной ( $\text{tg } \delta$ ). Эта величина называется тангенсом диэлектрических потерь и может служить как косвенный показатель состояния изоляции.

Контроль состояния изоляции по  $\text{tg } \delta$  является одним из самых распространенных, так как позволяет не только зафиксировать наличие дефекта, но и в некоторых случаях определить его характер.

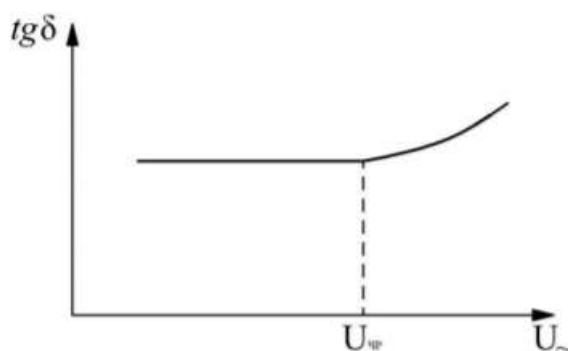


Рисунок 1. Зависимость  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции от напряжения

Критическое значение тангенса диэлектрических потерь определяется для разных видов изоляции. Если измеренное значение  $\operatorname{tg} \delta$  не изменяется с увеличением напряжения, то изоляция считается нормальной. Если, начиная с некоторого напряжения значение  $\operatorname{tg} \delta$  увеличивается, то это свидетельствует о наличии в изоляции частичных зарядов, соответственно, чем выше напряжение, тем выше диэлектрические потери. Как правило, профилактический контроль изоляции электрического оборудования по  $\operatorname{tg} \delta$  производится при испытательном напряжении 10 кВ, независимо от номинального напряжения оборудования. Однако, в качестве исключения, для некоторых видов электрического оборудования измерения диэлектрических потерь проводится при других значениях напряжения, которые могут достигать полуторакратного рабочего напряжения. Измерения при высоких напряжениях проводятся только в лабораторных условиях, поскольку для этого требуется громоздкое оборудование, что вызывает затруднения в условиях эксплуатации.

Для контроля состояния комбинированной изоляции (состоящей из нескольких диэлектриков с разными характеристиками) используется явление абсорбции. Это явление обусловлено накоплением на границах диэлектриков зарядов с различными свойствами.

Одним из простых и наиболее распространенным методом такого контроля является метод контроля изоляции по сопротивлению утечки.

Сопротивление утечки – обратная величина проводимости. Измерения выполняются с помощью простых переносных приборов – мегаомметров. Источником постоянного напряжения служит генератор с ручным или моторным приводом, а измерительным прибором - логометр.

При измерениях зависимость сопротивления от времени не определяют, а фиксируют лишь две характерные точки – сопротивление спустя 15 секунд и 60 секунд после включения мегаомметра. Состояние изоляции оценивают либо по абсолютному значению  $R_{60}$  либо по отношению

$$k_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{15}},$$

где  $R_{60}$  – сопротивление спустя 60 секунд после включения мегаомметра;

$R_{15}$  – сопротивление спустя 15 секунд после включения мегаомметра;

$k_{\text{абс}}$  – коэффициент абсорбции.



По мере уменьшения влаги в изоляции, этот коэффициент стремится к какому-то предельному значению, равному примерно 2,0-2,5. Низкие значения свидетельствуют о сильном увлажнении изоляции, что приводит к образованию дефектов. По сопротивлению утечки можно судить о наличии сосредоточенных дефектов, чего нельзя осуществить при помощи метода контроля состояния изоляции по тангенсу диэлектрических потерь.

К примеру, механические повреждения, малые по объему в сравнении с объемом изоляции, а также следы от незавершенных разрядов часто приводят к сильному снижению сопротивления изоляции.

В сочетании с другими методами контроля можно достичь эффективных результатов, используя методы регистрации частичных разрядов.

При помощи индикаторов частичных разрядов, непосредственно включенных в цепь разряда, можно фиксировать самые слабые частичные разряды и количественные измерения энергии, которая рассеивается одиночными разрядами. При помощи этого индикатора измеряются ритмические изменения (пульсации) напряжения, которые через усилитель подаются на пластины электронного осциллографа.

Как только на экране осциллографа возникают пульсации, определяют напряжение, при котором наблюдается явление ионизации (рисунок 1), а по частоте импульсов и их амплитуде – интенсивность частичных зарядов.

Данный метод позволяет непрерывно контролировать состояние изоляции под рабочим напряжением.

Недостаток данного метода заключается в сложной расшифровке полученных результатов из-за большого количества помех. Так же при снятии показаний фиксируются частичные разряды, а не наличие дефекта, то есть, если имеется пробой, в который попала проводящая жидкость, при помощи этого метода зарегистрировать дефект не удастся.

Основными преимуществами неразрушающих методов контроля изоляции являются:

1. Косвенная оценка состояния изоляции без физического воздействия на объект. Это особенно выгодно при профилактике дорогостоящих образцов.

2. Полезная возможность осуществлять контроль за образцом в динамике его службы.

Из этого вытекает связь между эксплуатацией и процессом образования дефектов, помогает в будущем эти дефекты предотвращать.

3. Не требует остановки эксплуатации испытуемого объекта, поскольку контроль проводится косвенно, не оказывая влияния на физические параметры рабочих деталей.

#### Литература

1. В. Ф. Важов. Техника высоких напряжений / В. Ф. Важов, В. А. Лавринович. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 150 с.
2. Коган Ф.Л. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования / Ф.Л. Коган. – М.: АО «Фирма ОРГРЭС», 1998. – 94 с.