

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ (1) 78

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2018

УДК 621.311; 621.313–621.315; 621.318.5

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кошеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;
Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор;
Васильев Ю. С., академик РАН;
Воропай Н. И., чл.-корр. РАН;
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;
Евдокунин Г. А., д-р техн. наук, профессор;
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;
Попков Е. Н., д-р техн. наук, профессор;
Титков В. В., д-р техн. наук, профессор;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Шакарян Ю. Г., д-р техн. наук, профессор;
Юрганов А. А., д-р техн. наук, профессор.

РЕДАКЦИЯ

Курбатов А. Г., канд. техн. наук, доцент – ответственный секретарь;
Леонтьева М. В. – выпускающий редактор;
Виленикина И. И. – секретарь редакции.

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53069 от 07 марта 2013 г.

Журнал «Известия НТИЦ Единой энергетической системы» включен в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует группе специальностей 05.14.00 – Энергетика.

Общие сведения о журнале, условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

Распространение журнала осуществляется по подписке, подписной индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» – 25247.

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТИЦ ЕЭС».

Тел. (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: nto@ntcees.ru.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ – РАЗВИТИЕ, КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ	
<i>Брилинский А. С., Крицкий В. А., Смирнова Л. С.</i> Особенности применения фазоповоротных комплексов в электроэнергетических системах.....	6
<i>Козлов А. В.</i> О повышении уровня независимости источников электроснабжения промышленных предприятий.....	11
<i>Аксаева Е. С., Глазунова А. М.</i> Оценивание максимально допустимого перетока контролируемого сечения электроэнергетической системы.....	23
<i>Лямов А. С., Смоловик С. В., Солодянкин С. А., Тупицина А. Л., Шишкин А. С.</i> Исследование влияния быстродействующих устройств режимного регулирования на показатели устойчивости.....	35
<i>Чернова А. Д.</i> Система поддержки принятия решения по развитию электрических сетей.....	45
<i>Брилинский А. С.</i> Отклик на статью А. Д. Черновой «Система поддержки принятия решения по развитию электрических сетей».....	54
АЛГОРИТМЫ И УСТРОЙСТВА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ	
<i>Лисицын А. А.</i> Учёт действия локальной противоаварийной автоматики в алгоритме ЦСПА третьего поколения.....	55
<i>Барышев В. И., Власов С. В., Сацук Е. И.</i> Автоматика ликвидации асинхронных режимов на основе модели перцептрона Розенблатта.....	62
<i>Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Кокорин Е. Л.</i> Оптимизация комплекса РЗА с учётом технико-экономических параметров.....	69
ВОПРОСЫ ТВН И ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
<i>Алексеев Н. А., Булыкин П. Ю., Змазов Е. Ю., Карпов В. Н., Лозинова Н. Г., Матинян А. М., Пешков М. В., Суслова О. В.</i> Оценка надёжности нового высоковольтного вентильного оборудования ПС Выборгская.....	80
<i>Лубков А. Н., Титков В. В., Тукаев П. Д.</i> Исследования теплового режима трёхфазной кабельной линии в условиях прокладки в полимерных трубах.....	93

<i>Шакиров М. А.</i>	
Начала теории силовых автотрансформаторов. Часть 2.....	109
<i>Евдокунин Г. А., Брилинский А. С.</i>	
Отклик в виде открытого письма на статью М. А. Шакирова «Начала теории силовых автотрансформаторов. Часть 2».....	129
<i>Брилинский А. С., Евдокунин Г. А., Пономарёв Т. А.</i>	
Исследование причин нарушения электрической прочности изоляции устройства РПН трансформатора с сухой изоляцией	130
<i>Брилинский А. С., Евдокунин Г. А., Трубин Д. А.</i>	
Переходное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателей при использовании токоограничивающих реакторов с подмагничиванием.....	142
<i>Калабин П. В., Калимов А. Г., Шакиров М. А., Шиманский С. А.</i>	
Расчёт трёхмерного магнитного поля в трансформаторах на основе интегро-дифференциальных уравнений для скалярного магнитного потенциала.....	151
ИМЕНА И ДАТЫ	
<i>Соломоник Е. А.</i>	
Сергей Дмитриевич Мерхалев (к 100-летию со дня рождения)	161
<hr/>	
Content, Abstracts, Keywords	169
Правила представления рукописей авторами	178

Технический редактор *М. В. Леонтьева*
Компьютерная верстка *Н. И. Егерева*

Подписано в печать 28.05.2018	Формат 70×108/16
Тираж 300 экз.	Заказ 82. Печ. л. 11,25

Отпечатано с готового оригинал-макета
в Издательско-полиграфическом центре Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

Вашему вниманию предлагаются 15 статей, которые распределены (в значительной мере условно) между тремя разделами по основной тематике нашего журнала. В статьях приведены результаты исследований, новые методики, новые технические решения, в том числе – использование фазоповоротного трансформатора в системе выдачи мощности от крупной ГЭС, новый способ выявления асинхронного режима в энергосистеме, учет действия локальной противоаварийной автоматики в алгоритме ЦСПА и др.

Значительная часть представленных статей относится к вопросам техники высоких напряжений и высоковольтного оборудования.

В данном номере публикуются и статьи дискуссионного характера. В частности, дальнейшее развитие получил подход к конструированию трансформаторов с повышенной динамической прочностью (с. 109–118), изложенный в статье из предыдущего номера журнала. Дискуссионным представляется предложение о новом подходе к решению известной задачи выявления и ликвидации асинхронного хода в энергосистеме (с. 62–68). Своевременное выявление и ликвидация асинхронного хода для предотвращения развития аварии в условиях сложной энергосистемы является одной из наиболее трудных задач противоаварийной автоматики.

Дискуссионность статей ни в коей мере не означает сомнения в квалификации авторов или качестве представленных материалов.

К числу дискуссионных мы относим статьи, в которых содержатся предложения, встречающие возражения квалифицированных оппонентов, либо решения, не нашедшие применения в проектной и эксплуатационной практике. К числу таких предложений относится и попытка формализовать процесс выбора проектного решения, отказавшись от экспертных заключений (с. 45–53).

Журнал и в дальнейшем наряду с информационными планирует публиковать дискуссионные статьи, выражая в той или иной форме отношение к ним редакционной коллегии. Призываем и читателей высказывать свои мнения по вопросам, которые представляются дискуссионными.

В разделе «Страницы истории» представлена статья к 100-летию со дня рождения Сергея Дмитриевича Мерхалева, одного из основателей школы ТВН в НИИПТе.

*Главный редактор
«Известий НТЦ Единой энергетической системы»
Л. А. Коцеев*

УДК 621.311

А. С. Брилинский, В. А. Крицкий, Л. С. Смирнова

Особенности применения фазопоротных комплексов в электроэнергетических системах

Изложены особенности схемы фазопоротного комплекса, состоящей из автотрансформатора (или автотрансформаторной группы) и вольтодобавочного трансформатора, которые необходимо учитывать при анализе эффективности её применения на подстанциях и электростанциях.

Ключевые слова: фазопоротный трансформатор, автотрансформатор, устройство поперечного регулирования напряжения.

Введение

Первые образцы фазопоротных трансформаторов (ФПТ) были введены в эксплуатацию в конце 1960-х годов. Согласно [1] в 1969 г. в электрической сети Великобритании был установлен первый ФПТ напряжением 275 кВ. На текущий момент количество эксплуатируемых ФПТ в ведущих европейских странах выглядит так:

- Великобритания – 15 ФПТ (напряжение – 275 и 400 кВ);
- Франция – 6 ФПТ (напряжение – 63, 225 и 400 кВ);
- Бельгия и Нидерланды – 8 ФПТ (напряжение – 150 и 400 кВ);
- Германия – 1 ФПТ (напряжение – 230 кВ);
- Италия – 1 ФПТ (напряжение – 400 кВ) и др.

Помимо Европы ФПТ также широко распространены в США, в электрической сети которых работают 5 ФПТ 230 кВ.

В ЕЭС России ФПТ практически не используются, исключение – Ленинградская атомная станция (ЛАЭС), на которой установлен автотрансформатор связи 750/330 кВ с продольным регулированием напряжения, расположенным в нейтрали, и отдельным последовательным регулировочным трансформатором, осуществляющим поперечное регулирование напряжения. Основное назначение ФПТ на ЛАЭС – изменение потокораспределения при плановом ремонте оборудования.

Подобные установленному на ЛАЭС ФПТ эксплуатируются в энергосистеме Украины на подстанциях Донбасская, Днепровская и Винницкая на электропередаче 750 кВ Донбасс – Западная Украина, обеспечивая принудительное перераспределение потоков мощности между параллельно работающими сетями 330 и 750 кВ.

В Актюбинском районе Республики Казахстан на ПС 500 кВ Ульке с 2007 г. работает ФПТ 220 кВ, обеспечивающий загрузку ВЛ 500 кВ Житикара – Ульке и разгрузку трёх российских ВЛ 220 кВ, тем самым позволяя снизить экономические затраты на передачу электрической энергии из ЕЭС России [2].

Широкое применение ФПТ в странах Европы связано, очевидно, как с необходимостью регулирования потоков мощности по межгосударственным ЛЭП, так и

с отсутствием возможности строительства новых ЛЭП из соображений экономии и сохранения экологии. Кроме того, потребность в управлении потоками мощности между различными частями энергосистем вызвана работой на территории одной страны нескольких управляющих энергокомпаний, доходы которых напрямую зависят от объёмов передаваемой по их сетям мощности.

В России проблема строительства новых ЛЭП в основном связана со значительными технологическими и правовыми сложностями в части землеотвода. Очевидно, что в тех случаях, когда установка ФПТ позволяет достичь технического эффекта, равноценного строительству ЛЭП, выбор должен быть сделан в пользу ФПТ. Тем более что уже сейчас существуют отечественные разработки ФПТ, не уступающие, а по некоторым показателям превышающие лучшие зарубежные образцы [3].

Таким образом, за полвека в России и за рубежом накоплен достаточный опыт применения ФПТ, который позволяет применять подобные устройства в качестве одного из основных мероприятий по исключению токовых перегрузок электросетевых элементов наряду со строительством новых ЛЭП.

Фазоворотный комплекс и особенности его конструкции

Схема с совместным применением трёхфазного автотрансформатора (АТ) или автотрансформаторной группы и вольтодобавочного трансформатора (ВДТ) – далее фазоворотный комплекс, или ФПК – используемая на ЛАЭС и ПС 500 кВ Ульке за время её эксплуатации зарекомендовала себя и доказала свою эффективность для поперечного регулирования напряжения. Трёхфазная схема фазоворотного комплекса представлена на рис. 1. ВДТ состоит из регулировочной (РО), возбуждающей (ВО) и компенсационной обмоток (КО).

В ЭЭС России все подстанции с высшим номинальным напряжением 330 кВ и выше, а также большинство мощных электростанций имеют в своём составе один или несколько АТ. Очевидно, что подстанции и электростанции при наличии места могут быть дооборудованы соответствующими ВДТ, которые обеспечат при необходимости требуемое регулирование потоков мощности, исключив в послеаварийных режимах превышение величин длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки электросетевых элементов.

Несмотря на простоту и надёжность описанного решения, внедрение подобных фазоворотных комплексов требует учёта ряда особенностей. Рассмотрим их более подробно.

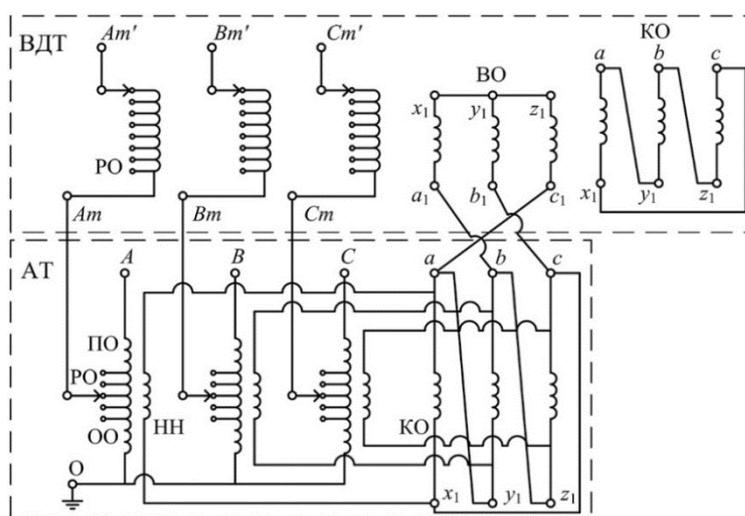


Рис. 1. Трёхфазная схема фазоворотного комплекса

1. Диапазон регулирования угла δ между векторами напряжений

Одним из главных параметров ФПК является обеспечиваемая им предельная величина угла между векторами напряжений. Чем угол выше, тем большим регулировочным диапазоном обладает устройство и тем большая величина мощности может быть передана через него. Определим, от чего зависит предельная величина угла ФПК.

В качестве примера рассмотрим ФПК, состоящий из группы однофазных автотрансформаторов 500/220/10 кВ мощностью 267 МВ·А каждый и трёхфазного ВДТ с проходной мощностью 801 МВ·А, и зададимся углом δ , равным 20° . Отсюда, зная, что модуль вектора $|U_{Am}|$ равен $U_{\text{ном CH AT}} / \sqrt{3} = 132,8$ кВ, а также пренебрегая потерями в АТ и ВДТ, вычислим максимальное падение напряжения в РО:

$$\Delta U_a = \frac{U_{\text{ном CH AT}}}{\sqrt{3}} \operatorname{tg} \delta = 132,8 \cdot 0,364 \approx 48,34 \text{ кВ}.$$

В свою очередь к ВО ВДТ приложено фазное напряжение U_b со стороны обмотки НН АТ, равное $U_{\text{ном НН АТ}} / \sqrt{3} = 10,5 / \sqrt{3} \approx 6,06$ кВ. Следовательно, может быть вычислен коэффициент трансформации ВДТ, а именно: $K_{\text{т ВДТ}} = 48,34 \text{ кВ} / 6,06 \text{ кВ} \approx 8$.

Тогда в номинальном режиме работы ФПК (при $S_{\text{ном (проходной)}} = 801$ МВ·А) в РО будет протекать ток, равный 2010,7 А, а в ВО – ток: $2010,7 \cdot K_{\text{т ВДТ}} \approx 16\,085,6$ А. Отсюда, мощность одной фазы ВДТ равна $U_b I_{\text{ВО}} = 6,06 \cdot 16\,085,6 \approx 97,5$ МВ·А (типовая мощность одной фазы ВДТ).

Таким образом, угол δ , равный 20° , может быть обеспечен только при условии того, что номинальная мощность обмотки НН будет больше 97,5 МВ·А. В рассмотренном случае это не выполняется, так как мощность обмотки НН составляет 67 МВ·А на фазу.

Для мощности обмотки НН одной из фаз автотрансформаторной группы, равной 67 МВ·А, при пересчёте получаем $\Delta U_a = K_{\text{т ВДТ}} \cdot 6,06 = 33,33$ кВ (новое значение $K_{\text{т ВДТ}} = (67 \text{ МВ·А} / 6,06 \text{ кВ}) / 2010,7 \text{ А} = 5,5$), что соответствует углу:

$$\Delta = \operatorname{arctg} \frac{\Delta U_a}{U_{Am}} = \operatorname{arctg} \frac{33,33}{230 / \sqrt{3}} \approx 14^\circ.$$

Следовательно, описанный ФПК способен обеспечить максимальный угол сдвига между векторами напряжений, приблизительно равный 14° . Полученный результат показывает, что диапазон регулирования ФПК описанной конструкции определяется номинальной мощностью обмотки НН, величина которой для АТ составляет 25–40% от его номинальной мощности.

Как правило, обмотка НН АТ не несёт какой-либо существенной нагрузки, работая в режиме холостого хода. В противном случае питание от обмотки НН АТ потребителей является дополнительным фактором, ограничивающим диапазон регулирования ФПК.

2. Выбор устройств регулирования ФПК

Автотрансформатор имеет устройство РПН, которое позволяет регулировать коэффициент трансформации по виткам. Устройство РПН установлено, как правило,

на стороне среднего напряжения АТ и предназначено для продольного регулирования напряжения на выводах АТ в пределах $\pm 8 \times 1,5 \%$.

Выбор устройства поперечного регулирования напряжения – РПН или ПБВ – должен производиться главным образом исходя из схемно-режимных условий, определяемых внешней сетью и характеристиками энергообъекта, на котором устанавливается ВДТ, а также удобства эксплуатации ФПК персоналом подстанции или электростанции.

Вдобавок к этому, согласно [3], в качестве устройства изменения угла ФПК может также рассматриваться тиристорный коммутатор, исключая приводные механизмы, осуществляющие механическое переключение отпаек, а также обладающий возможностью быстрого изменения величины угла (в течение $\sim 10 \div 20$ мс).

Здесь нам хотелось бы обратить особое внимание читателя на тот факт, что до сих пор не выполнено каких-либо работ, однозначно показывающих эффективность и доказывающих необходимость быстрого поперечного регулирования напряжения за счёт применения тиристорных коммутаторов.

Линейка выбираемых устройств поперечного регулирования напряжения: РПН, ПБВ и тиристорный коммутатор, – в зависимости от схемно-режимной ситуации и прочих факторов может быть дополнена вариантом исполнения ВДТ с постоянным сдвигом угла (т. е. отсутствие устройства регулирования как такового). Очевидно, что последний из четырёх вариантов является самым дешёвым и надёжным техническим решением, однако применение такого решения требует детального обоснования в части допустимости всех характерных режимов работы электроэнергетической системы.

3. Ограничение токов КЗ

При исследовании различных режимов работы ФПК было также выявлено, что возникновение КЗ в точке подключения АТ и ВДТ (рис. 2) представляет опасность для переключающего устройства РПН ВДТ. При данной аварии по устройству РПН и РО ВДТ может протекать ток (в зависимости от внешней сети), близкий к допустимой величине 31,5 кА, являющейся предельной для серийно выпускаемых устройств РПН [4]. Длительное протекание такого тока может привести к повреждению РПН.

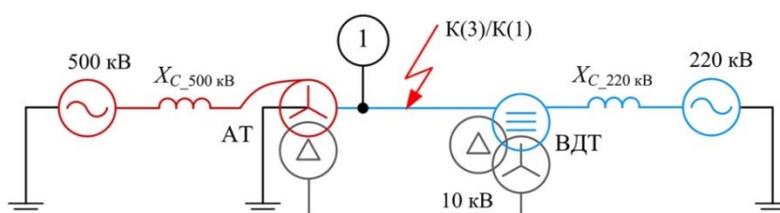


Рис. 2. Принципиальная схема подключения фазоворотного комплекса

Увеличение индуктивного сопротивления РО за счёт изменения регулировочного положения РПН ВДТ может оказаться достаточным для снижения величины тока, протекающего при КЗ. В связи с чем для безопасной эксплуатации фазоворотного комплекса может быть применено конструктивное ограничение диапазона регулирования ВДТ (установка минимального возможного угла сдвига), исключаящее

возможность протекания через устройство РПН токов, превышающих величину его термической и электродинамической стойкости.

Альтернативным решением данной проблемы может быть установка ПБВ взамен РПН, максимальная допустимая величина тока термической стойкости которых для серийно выпускаемых устройств достигает 40 кА.

Заключение

Использование фазопоротных комплексов на мощных подстанциях и электростанциях позволяет изменять в широком диапазоне распределение активной мощности по отходящим от шин распределительных устройств ВЛ различного класса напряжения, исключая в послеаварийных режимах превышение величин длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки электросетевых элементов.

Применение описанной конструкции фазопоротного комплекса имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать при анализе эффективности её применения на конкретных подстанциях и электростанциях.

Список литературы

1. Добрусин Л. А. Тенденции применения фазопоротных трансформаторов в электроэнергетике // Силовая электроника, 2012, № 4. – С. 60–66.
2. Евдокунин Г. А., Николаев Р. Н., Исаков А. К., Оспанов Б. К., Утегулов Н. И. Фазопоротный трансформатор впервые в СНГ применён в Казахстане // Новости электротехники, 2008, № 6. – С. 12–16.
3. Асташев М. Г., Новиков М. А., Панфилов Д. И. Применение фазопоротных устройств с тиристорными коммутаторами в активно-адаптивных электрических сетях // Энергия единой сети, 2013, № 5 – С. 60–64.
4. Каталог продукции Maschinenfabrik Reinhausen [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.reinhausen.com/>.

Брилинский Андрей Станиславович, заведующий отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: brilinskiy@ntcees.ru

Крицкий Виктор Анатольевич, генеральный директор Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: ntc@ntcees.ru

Смирнова Любовь Сергеевна, заведующая лабораторией отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: smirnova_1@ntcees.ru

О повышении уровня независимости источников электроснабжения промышленных предприятий

Рассмотрены способы повышения независимости вводов ГПП или головных РП промышленных предприятий при минимальном снижении надёжности электроснабжения смежных потребителей. Приведён обзор нормативной литературы, в которой регламентируются требования к режимным параметрам в аварийных и послеаварийных режимах. Даны общие рекомендации, позволяющие минимизировать количество остановов электрооборудования, обслуживающего технологические установки промышленных предприятий.

Ключевые слова: независимость, надёжность, провал напряжения, электрическая сеть, схема, релейная защита, автоматический ввод резерва.

В настоящее время в промышленности фиксируется значительное количество остановов технологических установок, обусловленных нарушением их электроснабжения. Нарушения электроснабжения технологических установок предприятий происходят из-за аварийных ситуаций в схемах внутреннего или внешнего электроснабжения.

Под схемой внутреннего электроснабжения объекта подразумевается электрическая сеть среднего (6–35 кВ) и низкого напряжения (0,4–0,6 кВ) от шин главной понизительной подстанции (ГПП) или головного распределительного пункта (РП) до непосредственно выводных зажимов электрооборудования, обслуживающего технологическую установку. Последствия от аварийных ситуаций в схеме внутреннего электроснабжения носят локальный характер и не оказывают значительного влияния на работу электротехнической системы (ЭТС) предприятия. Следует отметить, что в ЭТС предприятия может входить несколько ГПП или головных РП. Кроме того, электрические сети предприятий, как правило, секционированы на всех уровнях (ГПП–РП–ТП), в некоторых случаях в сетях 6–10 кВ установлены токоограничивающие реакторы. Анализ результатов многочисленных расчётов показал, что трёхфазное короткое замыкание (КЗ) на нечётной секции 10 кВ ТП-10/0,4 кВ (ТП (трансформаторная подстанция) внутри ЭТС потребителя) не вызовет провал напряжения на чётной секции 10 кВ этой же ТП-10/0,4 кВ глубиной, превышающей $0,7U_{ном}$, и наоборот (данный эффект достигается за счёт секционирования внутризаводских сетей 0,4–35 кВ). Таким образом, далее в статье возмущения в схеме внутреннего электроснабжения предприятия не рассматриваются.

Основное влияние на функционирование ЭТС промышленных предприятий оказывают режимы работы схемы внешнего электроснабжения. Короткие замыкания в электрических сетях 110–220 кВ, примыкающих к ГПП предприятия, вызывают провал напряжения на шинах ГПП или головного РП, тем самым нарушая нормальное функционирование электрооборудования, обслуживающего технологические установки. При КЗ в сети 110–220 кВ, вызывающем провал напряжения на шинах ГПП предприятия, послеаварийный режим ЭТС исследуемого завода значительно тяжелее, чем в случае короткого замыкания в схеме внутреннего электроснабжения (на КЛ или ВЛ 6–10 кВ между ГПП и РП или между РП и ТП). Анализ

статистических данных и результатов расчётов электромеханических переходных процессов показал, что наиболее неблагоприятные условия для прохождения послеаварийных режимов возникают в случае, когда провал напряжения происходит на всех шинах ГПП предприятия. Именно в таких ситуациях в ЭТС происходят лавины напряжения, следствием которых является остановка производства. Указанная проблема возникает в случае недостаточной электрической взаимной удалённости высоковольтных вводов ГПП или головных РП. Именно степень электрической удалённости вводов и определяет их *независимость*.

В соответствии с действующей редакцией ПУЭ [1] *независимый источник питания* – источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания. Приведённое определение, не регламентирует отклонения режимных параметров ЭТС от значений, соответствующих нормальному режиму во время аварийных режимов. Таким образом, ПУЭ не распространяет на аварийные режимы понятие независимых источников питания. Данная проблема была обозначена Ю. Е. Гуревичем, К. В. Кабиковым в книге «Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя» [2] в 2005 году.

Нормы технологического проектирования электроснабжения промышленных предприятий [3] предъявляют следующие обязательные требования к источникам питания:

- промышленное предприятие с электроприемниками I и II категорий должно обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания;
- установившееся значение напряжения на оставшемся источнике питания в послеаварийном режиме должно быть не менее $0,9U_{ном}$;
- при аварийном отключении одного из источников питания и действии релейной защиты и автоматики на оставшемся источнике питания может иметь место кратковременное снижение напряжения.

Если значение провала напряжения и его длительность таковы, что вызывают отключение электроприемников на оставшемся источнике питания, то эти источники питания не могут считаться независимыми. Значение остаточного напряжения на резервирующем источнике питания при коротком замыкании (КЗ) на резервируемом источнике питания должно быть не менее $0,7U_{ном}$ (п. 4.4.2 НТП ЭПП-94).

Значение остаточного напряжения, по сути, определяет «уровень независимости» источников питания, которые должны быть «электрически удалены» друг от друга.

Следует отметить, что НТП ЭПП-94 отсутствует в реестре нормативно-технических документов (НТД) в области технического регулирования ПАО «Россети» (в редакции распоряжений ПАО «Россети» от 24.03.2016 № 125р, от 21.04.2016 № 173р, от 21.07.2016 № 297р, от 12.10.2016 № 435р, от 20.01.2017 № 11р, от 06.03.2017 № 117р). Данное обстоятельство позволяет при проектировании магистральных распределительных электрических сетей, в том числе и для присоединения крупных промышленных потребителей не учитывать требование в части поддержания напряжения на втором вводе ГПП промпредприятия не менее $0,7U_{ном}$ при трёхфазном КЗ на землю в цепи первого ввода (шины РУ 110–220 кВ,

ВЛ 110–220 кВ, отходящая от РУ головной подстанции). Подобная рассогласованность при проектировании схем внешнего и внутреннего электроснабжения неизбежно приводит к тяжёлым послеаварийным режимам, когда в самозапуске участвуют все двигатели производства (запитанные от обоих вводов), соответствующие следующим требованиям:

- самозапуск двигателей допустим по условиям технологических процессов на установках завода;
- процесс самозапуска электродвигателей не повлечёт за собой опасность для жизни и здоровья обслуживающего персонала технологических установок и работников электротехнических служб завода;
- в технической документации к электродвигателям отсутствуют запреты на тяжёлых пусков.

Следует отметить, что в настоящее время энергетические службы предприятий подстраивают работу ЭТС под требования технологов. По этой причине в самозапуске участвует (в случае выполнения перечисленных выше требований) максимальное количество высоковольтных двигателей, являющихся головными агрегатами технологических установок. При неблагоприятном стечении обстоятельств в ЭТС предприятия часть двигателей отключается защитами минимального напряжения (ЗМН), что приводит к остановке технологической установки. Анализ структуры производств нефтяных и химических заводов показал, что на большинстве предприятий присутствуют так называемые технологические кольца, когда сырьё последовательно проходит обработку в нескольких цехах. Остановка одной технологической установки более чем на 5 минут приводит к остановке всего технологического кольца. Однако, формально, в соответствии с ПУЭ претензии потребителя к сетевой компании после полной остановки производства являются необоснованными (техническая часть договора на технологическое присоединение потребителя формируется в соответствии с требованиями ПУЭ и другими документами из реестра НТД в области технического регулирования ПАО «Россети»).

Неудовлетворительная независимость вводов делает невозможной работу автоматики ввода резерва (АВР) до окончания самозапуска двигателей на резервирующей секции (соблюдение данного условия позволяет снизить количество лавин напряжения в ЭТС предприятия). Применение быстродействующей автоматики ввода резерва (БАВР) в схемах с неудовлетворительной независимостью вводов технически необоснованно.

Подавляющее большинство распределительных сетей 110 кВ и частично 220 кВ оснащено дистанционными защитами (ДЗ) и токовыми защитами нулевой последовательности (ТЗНП) без высокочастотных блокировок. Сведения из технической литературы [4], а также анализ карт уставок релейных защит ВЛ указывают на то, что первые ступени данных защит охватывают 80–95 % длины защищаемого участка. Зачастую первая ступень ТЗНП или ДЗ не охватывает всю длину защищаемой ВЛ. Время срабатывания первых ступеней указанных защит составляет 0–0,1 с, вторых – 0,5–2 с. В подавляющем большинстве случаев КЗ на ВЛ 110–220 кВ отключается с одного конца I ступенью релейных защит с минимальной выдержкой времени, а с противоположного конца действием II и III ступеней со значительными выдержками времени.

Указанные обстоятельства делают проблему неудовлетворительной независимости вводов промышленных предприятий в настоящее время особенно актуальной в связи с повышенной аварийностью в электросетевом комплексе, обусловленной значительным износом электрических сетей 110–220 кВ, неудовлетворительным состоянием трасс ВЛ, увеличением загрузки распределительных сетей в связи с присоединением новых потребителей.

Ниже представлены типовые схемы присоединения промышленных предприятий и их объектов к энергосистемам. Для каждой схемы рассмотрены способы повышения независимости вводов. Для тех случаев, когда мероприятия по повышению независимости вводов неэффективны – приводятся общие рекомендации по сокращению длительности провалов напряжения на шинах потребителей.

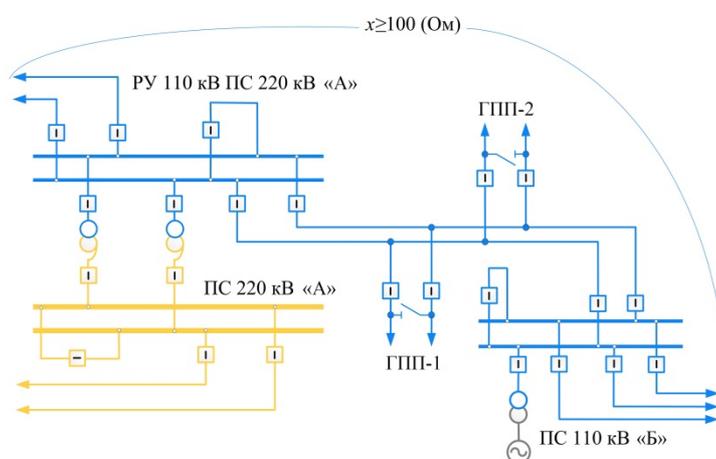


Рис. 1. Схема подключения к электрической сети 110 кВ ГПП-1 и ГПП-2 промышленного предприятия

На рис. 2 представлен способ повышения независимости вводов ГПП-1 и ГПП-2 без ущерба для надёжности электроснабжения смежных потребителей. Обязательными условиями для рассматриваемой схемы являются:

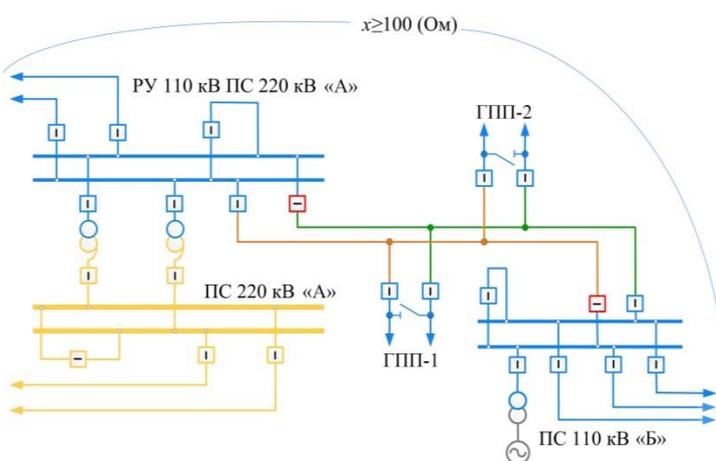


Рис. 2. Повышение независимости вводов ГПП-1 и ГПП-2 путём отключения в нормальной схеме выключателей в ОРУ 110 кВ ПС А и ПС Б

Как видно из рис. 1 в случае малой длины ВЛ 110 кВ «А» – «Б» № 1, 2 взаимная удалённость вводов ГПП-1 или ГПП-2 будет незначительной. В случае коротких замыканий вблизи шин 110 кВ ПС «А» или «Б» на каждом вводе ГПП-1 и ГПП-2 будет провал напряжения одинаковой глубины. Таким образом, независимость вводов обоих ГПП – неудовлетворительная.

Обязательными условиями для рассматриваемой схемы являются:

- все присоединения 110 кВ ПС «А» и ПС «Б» должны быть оборудованы дифференциальными защитами или токовыми и дистанционными защитами с высокочастотными блокировками (время ликвидации КЗ должно быть минимальным);
- АВР на стороне низкого напряжения

- (6–10 кВ) ГПП-1 и ГПП-2 должно быть отстроено от времени срабатывания защит и отключения соответствующих выключателей присоединений 110 кВ ПС «А» и ПС «А» соответственно;
- электрическое удаление подстанций «А» и «Б» после отключения в нормальной схеме выделенных красным цветом на рис. 2 выключателей должно составлять не менее 100 Ом.

Схемы, подобные приведённой на рис. 2 встречаются в ЕЭС России (Ленинградская энергосистема). Однако подобное деление электрической сети обусловлено необходимостью ограничения величин токов короткого замыкания, а не задачами улучшения функционирования электрического оборудования промышленных потребителей.

На рис. 3 представлена типовая схема подключения нефтеперекачивающих или газокomppressorных станций к энергосистеме. Следует отметить, что электрические нагрузки подобных потребителей варьируются в диапазоне 4–20 МВт в зависимости от режима, заданного технологом производства. В примере, приведенном на рис. 3, к подстанции 110 кВ В подключено промышленное производство (двигательная нагрузка). Короткие замыкания в любой точке транзита 110 кВ «А» – «Б» или в сети 220 кВ, примыкающей к РУ 220 кВ ПС «А», ПС «Б» вызывают провал напряжения одинаковой глубины на обоих вводах производства, запитанного от ПС 110 кВ «В».

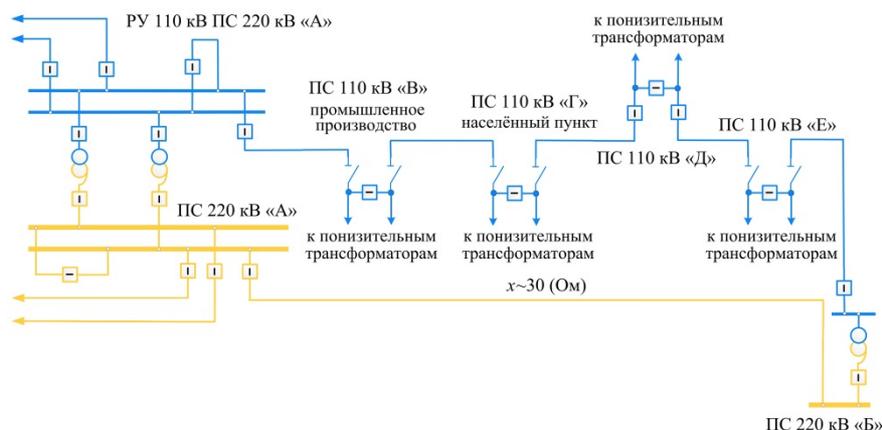


Рис. 3. Типовая схема присоединения промышленного объекта к энергосистеме на территории с малой плотностью электрических сетей

Повышение независимости вводов подстанции 110 кВ «В» путем отключения в нормальной схеме выключателя 110 кВ ПС 110 кВ В (см. рис. 4, выделен зелёным цветом) – **недопустимо**. Реализация указанного мероприятия будет приводить к полному погасанию подстанций 110 кВ «Г», «Д», «Е» в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Б–Е. Установка сетевого АВР на ПС «В» полностью не решит проблемы полного погасания ПС 110 кВ «Г», «Д», «Е», так как существует вероятность отказа данного устройства (работа данных ПС в послеаварийных режимах будет полностью зависеть от работы сетевого АВР).

В данной ситуации (рис. 3, 4) повышение независимости вводов ПС 110 кВ В без ущерба для надёжности электроснабжения потребителей ПС 110 кВ «Г», «Д», «Е» возможно только в случае сооружения ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Г» до ПС 110 кВ, нахо-

длежащей на значительном электрическом удалении от ПС 220 кВ «А» и «Б» в совокупности с отключением в нормальной схеме выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ «В».

У предлагаемого комплекса мероприятий по повышению независимости вводов 110 кВ ПС 110 кВ «В» имеются следующие недостатки:

- высокая стоимость сооружения новой ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Г»;
- высокая вероятность низкого коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) новой ВЛ 110 кВ, что сделает её строительство нерентабельным для сетевой компании;
- вероятность высокой аварийности в сети примыкания новой ВЛ (из удаленной сети будут приходить в исследуемую сеть 110 кВ провалы напряжений);
- для увеличения эффективности предлагаемого комплекса мероприятий может возникнуть необходимость дополнительного секционирования сети 110 кВ, например, на ПС 110 кВ «Г».

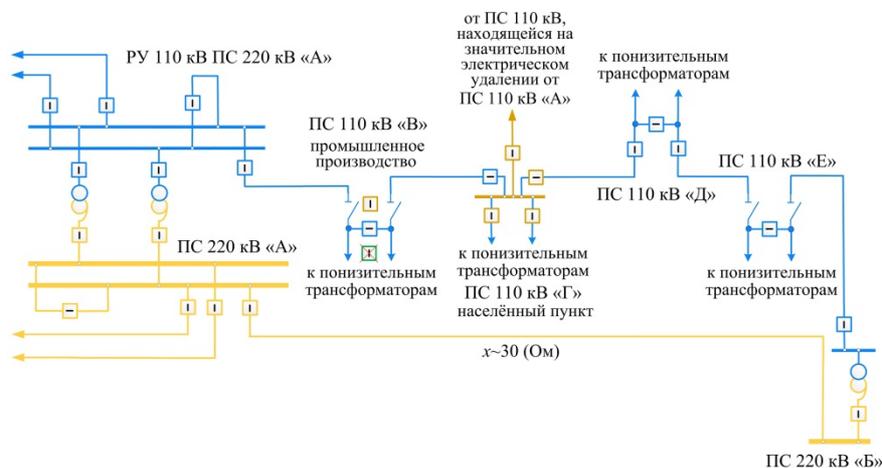


Рис. 4. Повышение независимости вводов ПС 110 кВ «В»

Локальными мероприятиями, снижающими количество остановок технологического оборудования, подключенного к шинам низкого напряжения (6–10 кВ) ПС 110 кВ «В» являются:

- оснащение релейных защит всех ВЛ 110 кВ, формирующих транзит 110 кВ «А» – «Б», высокочастотными блокировками, за счёт которых будет достигнуто значительное сокращение длительности КЗ на защищаемой ВЛ;
- изменение схемы РУ 110 кВ ПС «В».

В настоящее время схема мостика с отделителями в цепях линий и трансформаторов, выключателем в цепи переемычки и шунтирующей переемычкой из двух разъединителей имеет широкое распространение в электрических сетях 110 кВ ЕЭС России. Данную схему необходимо заменить на схему № 35-5Н по стандарту АО «СО ЕЭС» [5] «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переемычкой со стороны линий» (см. рис. 5). Схема № 35-5Н имеет следующие преимущества перед схемой с отделителями:

- при наличии выключателя на каждой линии аварийные отключения данных присоединений не будут вызывать отключение одного из трансформаторов 110/10 (6) кВ. Следствием этого станет возможность значительно упростить и

ускорить алгоритмы работы АВР на стороне 6–10 кВ. Кроме того, предлагаемая схема позволит обеспечить более благоприятные условия для самозапуска двигателей 6–10 кВ (оба работающих в ПАР трансформатора 110/10 (6) кВ позволят значительно снизить $x_{внеш}$ для двигателей);

- оперативные переключения, связанные с выводом в плановый ремонт одной из ВЛ 110 кВ, не будут вызывать необходимость дополнительных манипуляций с СВ-10 кВ в ЗРУ 6–10 кВ ПС «В».

Предлагаемая схема, в отличие от схемы мостика с выключателями в цепях трансформаторов (применяется в случае небольшой длины примыкающих к ПС линий, схема № 35-5АН по [5]) обладает большей надёжностью, за счёт уменьшения количества случаев, требующих срабатывания АВР на стороне 6–10 кВ, обусловленных аварийными ситуациями, связанными с ВЛ 110 кВ. В соответствии со статистическими данными [6] вероятность аварийного отключения трансформатора намного меньше, чем линии:

- параметр потока устойчивых отказов ВЛ 110 кВ: 1,28 (1/(100 км-год));
- параметр потока самовосстанавливающихся отказов ВЛ 110 кВ: 3,21 (1/(100 км-год));
- параметр потока отказов трансформатора 110 кВ: 0,009 (1/год).

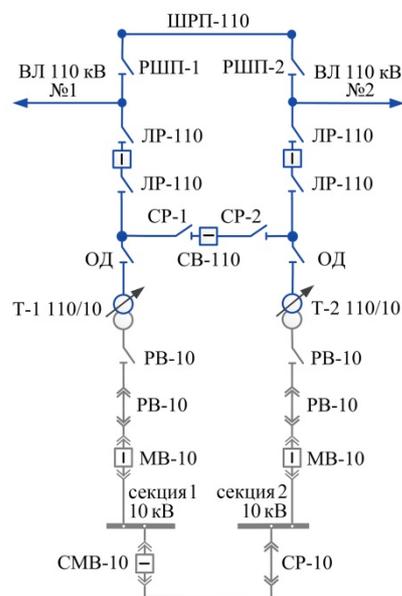


Рис. 5. Схема РУ 110 кВ № 35-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»

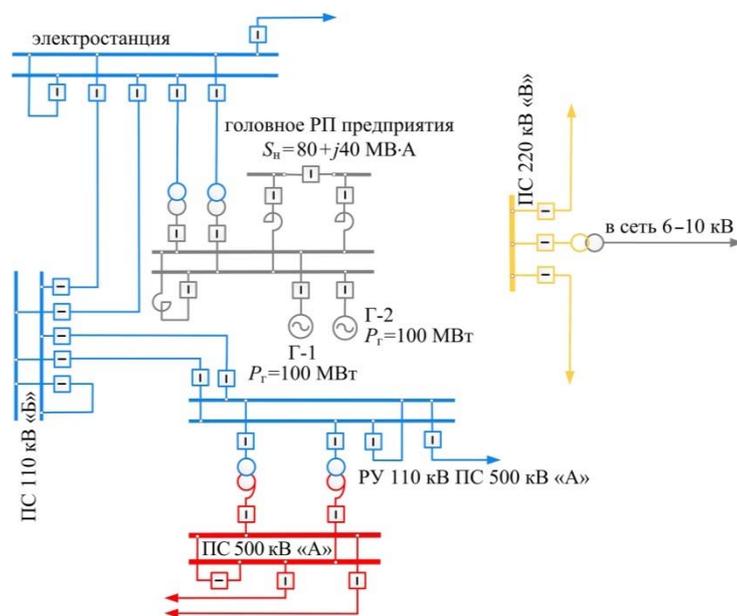


Рис. 6. Схема подключения крупного промышленного предприятия через ГРУ ближайшей электростанции

На рис. 6 представлена схема подключения крупного промышленного предприятия к энергосистеме через генераторное распределительное устройство (ГРУ) ближайшей электростанции. На расстоянии от рассматриваемого завода не превышающем 10 км пролегла трасса транзита, сформированного ВЛ 220 кВ. Сеть 220 кВ значительно (более 100 Ом) электрически удалена от исследуемой сети 110 кВ. С учётом того,

что в узле нагрузки реализован значительный круглогодичный отбор мощности целесообразно рассмотреть сооружение ВЛ 220 кВ от подстанции «В» до электростанции совместно с отключением одной из секций головного РП 10 кВ от ГРУ электростанции (см. рис. 7). Как видно из рисунка даже в достаточно сложной ситуации с точки зрения топологии примыкающей к предприятию электрической сети технически возможно повысить степень независимости вводов. Однако, следует иметь в виду, что предлагаемый комплекс мероприятий требует значительных финансовых затрат со стороны сетевых компаний.

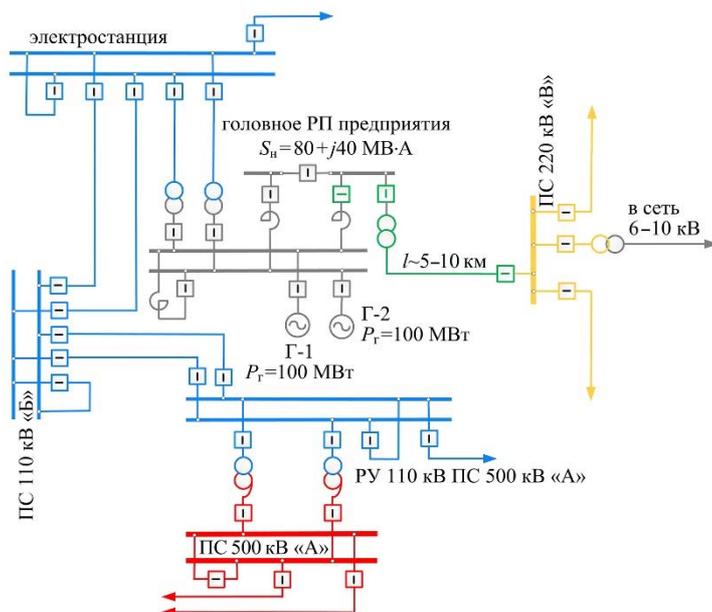


Рис. 7. Схема подключения крупного промышленного предприятия с учётом мероприятий по повышению независимости вводов

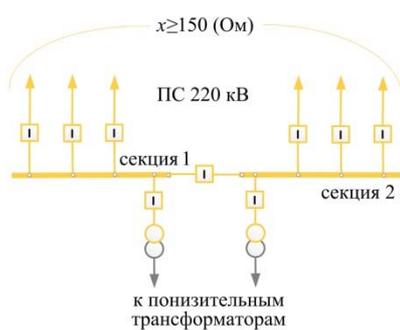


Рис. 8. Укрупнённая схема узловой подстанции 220 кВ в Московской энергосистеме с большим объёмом присоединённой нагрузки

ленного предприятия. Независимость вводов предприятий, запитанных от подстанций 110 кВ «В» и «Д» – удовлетворительная. В представленной на рис. 9 схеме не-

На рис. 8 и 9 представлены примеры схем внешнего электроснабжения промышленных предприятий с удовлетворительной независимостью, реализованные в настоящее время в ЕЭС России.

На рис. 8 показана упрощённая схема распределительного устройства 220 кВ ряда подстанций Московской энергосистемы, к которым относятся: Чагино, Чертаново, Восточная, Руднево, ТЭЦ-26, Ясенево, Очаково. Как было указано выше, секционирование электриче-

ских сетей 110–220 кВ обусловлено необходимостью снижения величин токов КЗ. Расчёты электромеханических переходных процессов показали, что в данном случае секционирование электрической сети 220 кВ Московской энергосистемы увеличивает независимость вводов промышленных предприятий, подключённых к РУ 220 кВ указанных подстанций.

На рис. 9 представлен фрагмент схемы энергосистемы Республики Башкортостан. К подстанциям 110 кВ «В» и «Д» подключены большие объёмы нагрузки промышленных потребителей. Схему на рис. 9 можно назвать эталонной схемой внешнего электроснабжения промышлен-

зависимость вводов потребителей достигнута без снижения надёжности, на этапе формирования электрических сетей 110–220 кВ.

На рис. 10 проиллюстрирована глубина провалов напряжения на секциях шин 6 кВ ГПП, запитанной от ПС 110 кВ «Д» при трёхфазном КЗ на землю на ВЛ 110 кВ «А» – «Б» № 1, ликвидированного действием основных защит. Как видно из рис. 10 на секции шин 6 кВ ГПП, запитанной со стороны ТЭЦ-1, 2, 3 отсутствует провал напряжения при трёхфазном КЗ на землю на ВЛ 110 кВ «А» – «Б».

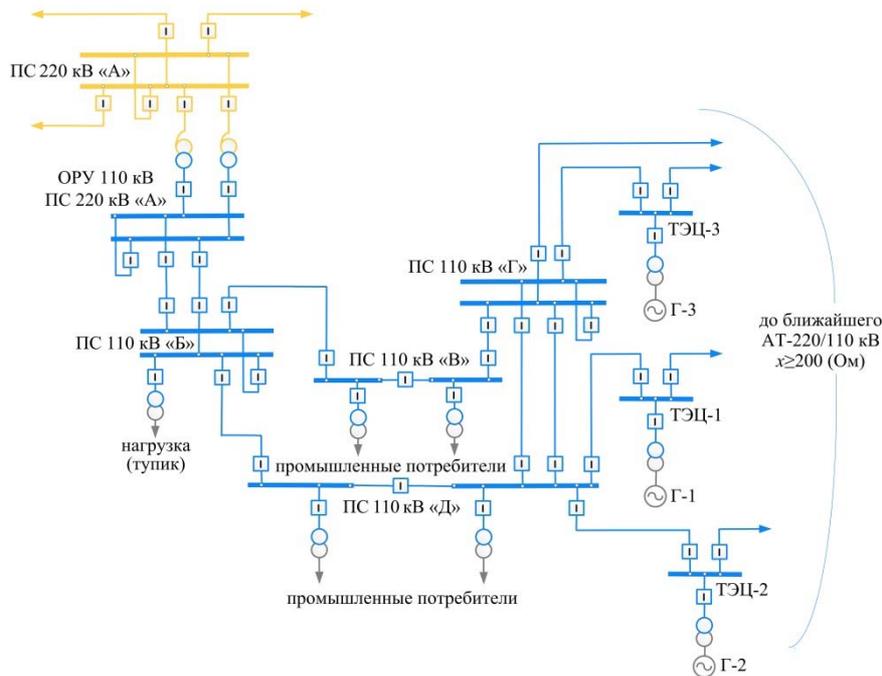


Рис. 9. Фрагмент схемы энергосистемы Республики Башкортостан

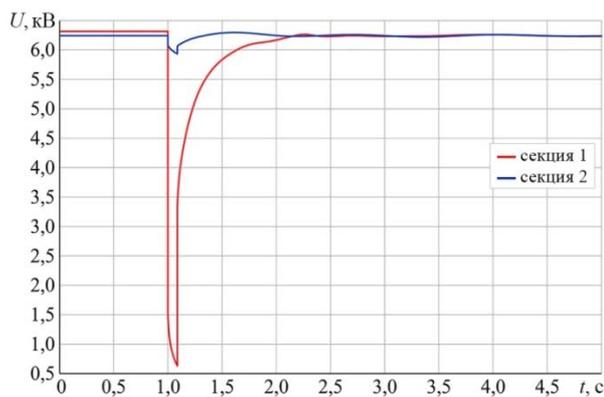


Рис. 10. Глубина провалов напряжения на секциях шин 6 кВ ГПП, запитанного от ПС 110 кВ Д при трёхфазном КЗ на землю на ВЛ 110 кВ «А» – «Б» № 1, ликвидированного действием основных защит

По структуре можно выделить следующие схемы: с последовательным соединением элементов, параллельным, смешанным (последовательно-параллельным).

В соответствии с теорией надёжности [6] энергосистем, части ЭС могут отображаться в виде физических схем и в виде расчётных (логических). Первые характеризуются действительными связями между элементами (электрическими), а вторые – логическими связями, в смысле надёжности. Логическая схема – это графическое представление функционирования системы; она отображает отказ системы как следствие отказов составляющих её отдельных элементов или их комбинаций.

Последовательным в смысле надёжности называют такое соединение элементов, при котором отказ одного элемента вызывает отказ всей системы, но не изменяет надёжности других элементов;

При *параллельном* соединении отказ одного элемента не вызывает отказа всей системы.

В понятии отказа заложен физический аналог электрической схемы с последовательным включением элементов, когда отказ любого из элементов связан с разрывом цепи.

При анализе надёжности системы с последовательным соединением элементов предполагают, что отказ любого из элементов носит случайный и независимый характер и не вызывает изменения характеристик (не нарушает работоспособности) остальных элементов.

В настоящее время в ЕЭС России, выражаясь в терминах теории надёжности, стремятся создать так называемое параллельное соединение логических элементов (см. схему на рис. 3) при формировании схем выдачи мощности электростанций, подключении потребителей. Размыкание выключателя на ПС 110 кВ «В» на схеме, представленной на рис. 3, приведёт к изменению вида логической схемы с параллельного на последовательное соединение. Аналогичный эффект будет наблюдаться и при секционировании электрической сети 110 кВ, схема которой представлена на рис. 11 (отключенные выключатели выделены красным цветом).

С точки зрения теории надёжности энергосистем позиция по приоритету параллельного соединения так называемых логических элементов (нормально включенные СВ-110 (220) кВ, ШСВ-110 (220) кВ) полностью понятна, так как в послеаварийном режиме при аварии в одной из логических цепей (КЗ на промежуточной линии транзита, непосредственно не примыкающей к рассматриваемой ПС) не произойдёт отключения секции шин подстанции. При питании каждой секции ПС 110 кВ «В» на рис. 3 по последовательным логическим цепям в случае аварии на одной из них произойдёт погасание одной из секций шин 110 кВ и связанной с ней через понизительный трансформатор секции низкого напряжения (6–10 кВ). Наличие напряжения на контролируемых погашенных в аварийном режиме секциях шин будет зависеть от успешной работы АВР (в зависимости от того на каком уровне она установлена).

На рис. 11 в случае отключения ВЛ 110 кВ «А» – «Б» № 1 произойдёт выделение одного генератора на изолированную работу. Величины режимных параметров в выделившихся узлах будут полностью зависеть от различных автоматик. Указанные обстоятельства являются основными недостатками секционирования электрической сети, схема которой представлена на рис. 11. Следует отметить, что в случае отсутствия в выделившейся части ЭС генератора, произойдёт погасание одной секции 110 кВ ПС 110 кВ «Б» и электростанции.

Таким образом, с точки зрения теории надёжности наиболее предпочтительным является параллельное соединение элементов в логических схемах (количество нормально отключенных секционных выключателей в электрических сетях должно быть минимально).

Как показали многочисленные исследования, опубликованные в технической литературе [2, 7] и результаты расчётов, полученные в АО «НТЦ ЕЭС» при выпол-

нении проектных работ по повышению надёжности и снижению аварийных остановов электрического оборудования, обслуживающего технологические установки промышленных предприятий при одинаковых возмущениях:

- при неудовлетворительной независимости вводов ГПП, но при безусловном наличии напряжения в послеаварийном режиме – устойчивость двигательной нагрузки промышленных потребителей – нарушается, асинхронные двигатели останавливаются;
- при удовлетворительной независимости вводов даже при исчезновении напряжения с одной из секций ГПП при условии корректной работы АВР все асинхронные двигатели, участвующие в самозапуске выходят на доаварийный режим, синхронные двигатели проходят успешный процесс синхронизации.

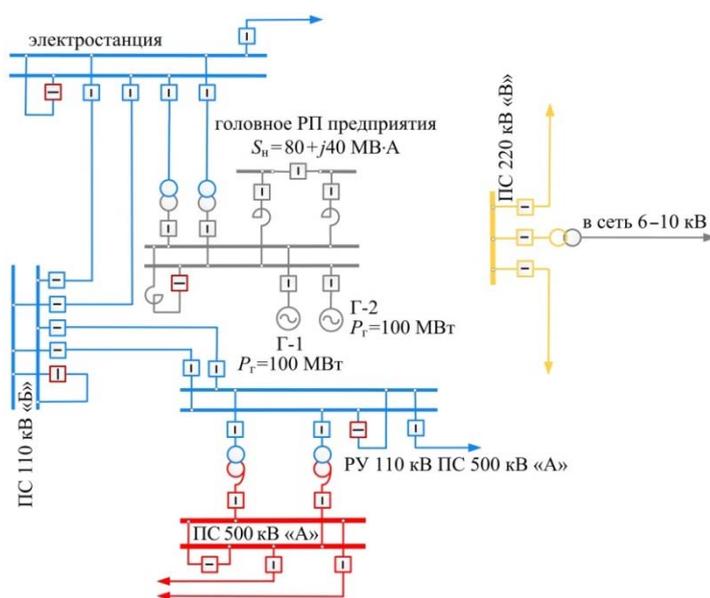


Рис. 11. Секционирование электрической сети 110 кВ и размыкание СВ в ГРУ электростанции

Указанные выше обстоятельства и являются, по сути, основным противоречием теории надёжности электроснабжения и независимости вводов промышленных предприятий. Для успешного преодоления данного противоречия необходимо проводить детальный анализ схем внешнего электроснабжения предприятий на предмет возможности повышения независимости вводов с минимальным ущербом для надёжности электроснабжения смежных потребителей.

Заключение

В настоящее время в ЕЭС России существуют районы электрических сетей, в которых удовлетворительную независимость без значительного снижения надёжности электроснабжения смежных потребителей не обеспечить (см. рис 3). В данной ситуации необходимо:

- корректировать схемы РУ высокого напряжения на более гибкие, соответствующие стандарту [5], исключая тем самым случаи отключения от энергосистемы части нагрузки при аварийных отключениях ВЛ, формирующих схему внешнего электроснабжения;
- оснащать релейные защиты ВЛ 110–220 кВ, формирующих схему внешнего электроснабжения предприятия высокочастотными блокировками, значительно ускоряющими ликвидацию коротких замыканий (длительность провалов напряжения на зажимах высоковольтных двигателей);

- устанавливать в схемах внутреннего электроснабжения предприятий дополнительные средства компенсации реактивной мощности.

Повышение независимости вводов промышленных предприятий путём секционирования электрических сетей 110 кВ и сетевого строительства, с условием высокого КИУМ новых сетевых элементов позволит:

- избежать остановок промышленных производств при локальных авариях в примыкающих электрических сетях (от общесистемных аварий отстраиваться смысла нет, они редкие), тем самым значительно сократив ущербы от простоев заводских мощностей;
- внедрять в схемах внутреннего электроснабжения промышленных предприятий современные БАВР;
- отказаться от отключения части двигательной нагрузки, защитами минимального напряжения с целью обеспечения успешного самозапуска остальных двигателей.

При проектировании схем внешнего электроснабжения новых крупных промышленных потребителей необходимо руководствоваться не только теорией надёжности, но и стремиться обеспечить удовлетворительную независимость вводов ГПП или головных РП, к которым присоединена электрическая нагрузка производств.

В настоящее время наиболее чётко критерии независимости вводов определены в НТП ЭПП-94 [3]. В указанном документе предъявляются требования к режимным параметрам не только в послеаварийных, но и в аварийных режимах. При проектировании схем внешнего электроснабжения промышленных предприятий, необходимо помимо ПУЭ, ПТЭ потребителей и ПТЭ электрических станций и сетей РФ также руководствоваться и НТП ЭПП-94.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок шестое издание и седьмое издание, утверждённые главы. – Новосибирск: Норматика, 2015.
2. Гуревич Ю. Е., Кабиков К. В. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя. – М.: Элекс-КМ, 2005.
3. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция. НТП ЭПП-94.
4. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976.
5. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Стандарт АО «СО ЕЭС». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Введён 12.07.2011 г.
6. Непомнящий В. А. Надёжность оборудования энергосистем. – М.: Электроэнергия. Передача и распределение, 2013.
7. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Хачатрян Э. А. Устойчивость нагрузки электрических систем. – М.: Энергоиздат, 1981.

Козлов Александр Вячеславович, научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kozlov_a@ntcees.ru

Оценивание максимально допустимого перетока контролируемого сечения электроэнергетической системы

Статья посвящена проблеме определения величины максимально допустимого перетока (МДП) в контролируемом сечении электроэнергетической системы. В качестве исходных данных при вычислении МДП можно использовать параметры установившегося режима – детерминистическую информацию, или измерительную информацию, имеющую стохастический характер. Приведен краткий обзор методов расчёта МДП и представлен разработанный авторами статьи метод оценивания МДП. Выполнен сравнительный анализ результатов, полученных по методам, использующим разные (детерминистические или стохастические) исходные данные.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, максимально допустимый переток, оценивание состояния, измерения.

Сокращения

МДП	– максимально допустимый переток;
ИНС	– искусственные нейронные сети;
ПИ МДП	– псевдоизмерение максимально допустимого перетока;
ОС	– оценивание состояния;
СМПП	– система мониторинга переходных процессов;
УПР	– уравнения предельных режимов;
УР	– установившийся режим;
ЭЭС	– электроэнергетическая система;
CPF	– continuation power flow (прогрессивное потокораспределение);
DDM	– domain decomposition method (метод декомпозиции по областям);
SCADA	– supervisory control and data acquisition (система диспетчерского контроля и сбора данных реального времени);
RPF	– repeated power flow (повторяющееся потокораспределение);
OPF	– optimal power flow (оптимальное потокораспределение);
PTDF	– power transfer distribution factor (коэффициенты распределения потоков мощности);
OASIS	– оперативная информационная система с открытым доступом (эта система энергообъединения западных штатов США обеспечивает данными о пропускной способности различных участков линий электропередачи).

Введение

С реформированием электроэнергетики и с увеличением нетрадиционных средств генерации – возобновляемых источников энергии – появились новые проблемы при управлении электроэнергетическими системами (ЭЭС) во всем мире. Эффективность управления режимами зависит от многих факторов, в том числе от степени использования пропускных способностей связей. Величиной, характеризующей пропускную способность линии электропередачи, является максимально допустимый переток (МДП) активной мощности. При вычислении МДП необходимо учитывать генерирующую мощность, величина которой зависит от природных условий, и поэтому вносит некоторую неопределенность в работу ЭЭС, и прини-

мать во внимание нестационарное поведение ЭЭС, связанное, прежде всего, с трудностью предсказания электрической нагрузки. Вследствие этого величина передаваемой по линии мощности и значение МДП оказываются не постоянными в различные промежутки времени. В современных условиях функционирования ЭЭС, когда неопределенность увеличивается, и поведение потребителей электрической энергии становится менее предсказуемым, единственным способом мониторинга МДП контролируемых линий является вычисление указанной величины в режиме реального времени. По этой причине методы вычисления МДП должны быть быстродействующими.

Для определения МДП российскими учеными разработано большое количество методов, среди них: уравнения предельных режимов [1], поиск седлоузловой точки обобщенным методом Ньютона [2], оптимизационный метод [3], метод непрерывного утяжеления, метод последовательного утяжеления [4].

Большинство зарубежных алгоритмов, разработанных для вычисления МДП, основаны на одном из четырех методов вычисления установившегося режима (УР): метод анализа коэффициентов распределения потоков мощности (PTDF) [5–7], повторяющееся потокораспределение (RPF) [8–10] или метод последовательного утяжеления, прогрессивное потокораспределение (CPF) [11], оптимальное потокораспределение (OPF) [12].

Обзор методов вычисления МДП

Метод вычисления МДП по коэффициентам распределения потоков мощности (PTDF)

Значения МДП вычисляются с помощью коэффициентов распределения потоков мощности по линиям в моделях постоянного (линейная модель) или переменного тока. Линейная модель дает быстрые, но приблизительные результаты. В модели переменного тока коэффициенты распределения потоков мощности, вычисляются на базе установившегося режима (УР). NERC предложила стандартный метод для оценки МДП, используя PTDF. Алгоритм [5]:

1. Вычисление УР базового случая методом Ньютона Рафсона.
2. Подача заявления на передачу мощности между узлами m и n .
3. Расчёт УР.
4. Вычисление коэффициентов распределения потоков мощности во всех линиях (k_{PTDF}) при передаче мощности из узла m в узел n :

$$k_{PTDF_{ij(mn)}} = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta T_{mn}}, \quad (1)$$

где ΔT_{mn} – величина заявки на передачу мощности между узлами m и n ; ΔP_{ij} – изменение величины потока активной мощности в линии ($i-j$) при передаче мощности по пути ($m-n$). Коэффициенты $k_{PTDF_{ij(mn)}}$ определяют величину изменения потоков мощности в каждой линии при увеличении передачи по одной из линий.

5. Вычисление МДП

$$P_{mn}^{МДП} = \min \left(\frac{P_{ij}^{\max} - P_{ij}^0}{PTDF_{ij(mn)}}, ij \in B \right), \quad (2)$$

где P_{ij}^{\max} – термический предел мощности линии $(i-j)$; P_{ij}^0 – поток мощности в линии $(i-j)$ в базовом режиме; B – количество линий.

Данный алгоритм положен в основу метода, представленного в [5], где изменения потоков мощности в линии определяются в результате анализа коэффициентов чувствительности напряжения и тока (вместо вычисления УР). В [6] расчёт коэффициентов распределения потоков основывается на допущении о линейном увеличении потоков мощности, что делает модель линейной и безытерационной. Значение МДП вычисляется при поочередном отключении линий с учётом ограничений по термической стойкости. В [7] разработан алгоритм для децентрализованного вычисления МДП методом декомпозиции по областям (DDM). После декомпозиции системы и упорядочивания узлов метод DDM применяется для вычисления матрицы коэффициентов распределения k_PTDF , которая преобразуется к блочно диагональной матрице, где каждый блок соответствует определенной области управления. Вычисления в каждой области выполняются параллельно. Конечное значение МДП определяется как минимальное значение МДП из предоставленных всеми областями управления.

Метод последовательного утяжеления (RPF)

В методе утяжеления для вычисления МДП выполняется утяжеление режима, например постепенным увеличением мощности нагрузки и генератора, и вычисляется УР методом Ньютона. Этот процесс повторяется до тех пор, пока не нарушатся заданные ограничения.

Авторы [8] разработали практический метод для максимального использования пропускной способности линии, ограниченной генераторным и нагрузочным узлами, без уменьшения надёжности системы. Предложенный метод основывается на компьютерном моделировании различных сценариев при постепенном изменении мощности в выбранных нагрузочном и генераторном узлах. Расчёт установившегося режима выполняется усовершенствованным методом Ньютона–Рафсона.

В [9, 10] вычисление МДП выполняется с помощью ИНС. В [10] входными данными являются статус линии, первоначальный модуль напряжения во всех узлах и нагрузка в узлах потребления. Выходные данные – это МДП. Результаты, предсказанные ИНС, сравниваются с результатами, полученными методом утяжеления. В [9] разработана интеллектуальная система, в которой управляющие воздействия вырабатываются с помощью ИНС. Для обучения ИНС используются ретроспективные данные и данные анализа аварий. Это позволяет ИНС учитывать нелинейные изменения в системе и давать оптимальный ответ о распределении нагрузки между генераторами и об отключении мощности нагрузки.

В [4] подробно описана система мониторинга запасов устойчивости, в которой для определения МДП применяется метод последовательного утяжеления.

Метод прогрессивного потокораспределения (CPF)

Метод прогрессивного потокораспределения используется для определения точки бифуркации, т. е. точки коллапса напряжения при увеличении нагрузки в системе. Вычисление параметров режима по методу CPF – это многошаговый процесс, где на каждом шаге увеличивается нагрузка, и решается задача УР. CPF состоит из

двух шагов: предсказание и коррекция. На шаге предсказания оцениваются параметры режима после увеличения нагрузки. На шаге коррекции вычисляется точное решение методом Ньютона Рафсона. Эти шаги повторяются до тех пор, пока не будет достигнута критическая точка – точка, в которой вектор касательных к графику функции инъекции от напряжения и λ равен нулю, где λ – это параметр, контролирующий величину мощности в узлах. Инъекции активной и реактивной мощности в потребляющем и генерирующем узлах записываются в виде [11]:

$$P_i = P_{i0} + \lambda K_{Pi}; \quad (3)$$

$$Q_i = Q_{i0} + \lambda K_{Qi}, \quad (4)$$

где P_{i0} , Q_{i0} – активная и реактивная инъекции в базовом режиме в узле i ;

K_{Pi} , K_{Qi} – коэффициенты распределения нагрузки.

Уравнения УР выглядят следующим образом:

$$f(\delta, U, \lambda) = 0, \quad (5)$$

где δ – вектор фазовых углов; U – вектор модулей напряжений.

Шаг предсказания. При изменении режима в направлении касательной $t = [\Delta\delta, \Delta U, \Delta\lambda]^T$, точка решения вычисляется следующим образом:

$$d[f(\delta, U, \lambda)] = f_\delta \Delta\delta + f_U \Delta U + f_\lambda \Delta\lambda = 0. \quad (6)$$

Ранг уравнения (6) является неопределенным, поэтому в вектор касательных вводится произвольная величина, которая называется прогрессивным параметром

$$\begin{bmatrix} f_\delta & f_U & f_\lambda \\ 0 & e_k & 0 \end{bmatrix} [t] = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix}, \quad (7)$$

где e_k – вектор строки с нулевыми элементами, кроме k -го элемента, являющимся прогрессивным на данном этапе расчёта. Прогрессивный параметр – это параметр режима, который изменяется с наибольшей скоростью. Если параметр увеличивается, то в правом столбце (7) используется 1, при уменьшении параметра в (7) подставляется -1 . На первом шаге в качестве прогрессивного параметра выбирается λ . Следующая точка решения определяется по формуле:

$$\begin{bmatrix} \delta^* \\ U^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta \\ U \\ \lambda \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \\ \Delta\lambda \end{bmatrix}, \quad (8)$$

где σ – скаляр, используемый для регулирования размера шага.

Шаг коррекции. Для вычисления точного решения используется модифицированный метод Ньютона, в котором к уравнениям УР добавляется уравнение, учитывающее прогрессивный параметр:

$$\begin{bmatrix} f(x) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = [0], \quad (9)$$

где $x = [\delta \ U \ \lambda]^T$; x_k – прогрессивный параметр; η – предсказание этого параметра.

Критическая точка определяется по знаку $\partial\lambda$, так как компонента касательной λ в критической точке равна 0 и отрицательна за её пределом.

В [11] при вычислении МДП учитываются непредвиденные ситуации и наличие физических и эксплуатационных пределов. С этой целью создается список непредвиденных ситуаций, и формируется информация об условиях функционирования энергосистемы (из плана текущей эксплуатации берутся прогноз нагрузки, график генерации, данные о вышедшем из строя оборудовании). Информация о параметрах текущего режим поступает от оценивания состояния. Вычисленные значения МДП помещаются в информационную систему открытого доступа (OASIS).

Метод оптимального потоко распределения (OPF)

Данный метод предназначен для решения оптимизационной задачи с заданным критерием оптимизации. При этом используются разные методы оптимизации: эвристические методы, метод внутренней точки. Авторы [12] в качестве метода оптимизации используют генетический алгоритм. Целевая функция записывается следующим образом: максимизировать сумму генерации и нагрузки в требуемых узлах с соблюдением ограничений в виде уравнений УР и эксплуатационных системных ограничений. Минимальная величина мощности передачи при соблюдении всех ограничений по напряжению, по термической стойкости, по статической устойчивости рассматривается как МДП:

$$P^{\text{МДП}} = \min(P_0^{\text{МДП}}, P_k^{\text{МДП}}), \quad (10)$$

где $P_0^{\text{МДП}}$ – максимальная величина мощности передачи без непредвиденных ситуаций; $P_k^{\text{МДП}}$ – максимальная величина мощности передачи в условиях k -й непредвиденной ситуации.

Оптимизационная задача в [2] записывается следующим образом:

$$F(x, y)^T F(x, y) \rightarrow \underset{\min x \max P}{\text{saddle-node}} \text{ (седловая точка)}, \quad (11)$$

где x – вектор искоемых переменных; y – вектор заданных переменных, $P \in y$.

Задача (11) решается обобщенным методом Ньютона следующим образом:

$$x_{i+1} = x_i + \Delta x_i, \quad \Delta x_i = -G^{-1} \text{grad}(F^T F), \quad (12)$$

где G – матрица Гессе целевой функции; $\text{grad}(F^T F)$ – градиент.

В [2] сходимость итерационного процесса к желаемому экстремуму достигается двумя путями: контролем знака определителя матрицы Гессе и изменением длины шага.

Авторы [3] определяют предельный режим оптимизационным методом и утверждают, что критерий предельного режима содержится в самой вычислительной модели УР. Рассматривается задача условной оптимизации

$$f(x, y) \rightarrow \min \quad (13)$$

при ограничениях в виде равенства

$$\Delta F(x, y) = 0. \quad (14)$$

Разделение оптимизируемых параметров на зависимые и независимые позволило уменьшить сложность задачи, разделив её на две подзадачи:

- решение системы уравнений (14);
- оптимизация в пространстве независимых переменных.

В [3] рассматривается типовая задача оптимизации режима электроэнергетической системы: минимизация цены электрической энергии на оптовом рынке. Получение предельного режима осуществляется при условии отсутствия балансирующего узла в целевой функции. Критерием наступления предельного режима является наступление факта, когда увеличение мощности на балансирующей станции тратится только на потери.

Использование уравнений предельного режима

Характер малых колебаний энергосистемы может быть определен по алгебраическому критерию устойчивости. Исследование системы на устойчивость выполняется по следующему алгоритму:

- описание движения (качания) системы $W(x_1, x_2, \dots, x_n)$ дифференциальными уравнениями, где x_1, x_2, \dots, x_n – координаты системы;
- исследование дифференциальных уравнений на предмет устойчивости системы. При исследовании устойчивости по Ляпунову составляется характеристическое уравнение и анализируются его корни. Если все вещественные корни отрицательны, то система устойчива. Первым меняет свой знак свободный член характеристического уравнения, который является детерминантом матрицы Якоби. Следовательно, необходимо следить за знаком детерминанта

$$a_{n=} = (-1)^N \det \frac{\partial W}{\partial x} = 0, \quad (15)$$

где N – количество узлов в системе;

- утяжеление режима до тех пор, пока детерминант матрицы Якоби не поменяет свой знак.

В [1] предлагается процесс утяжеления режима и проверку смены знака характеристического уравнения заменить на решение системы уравнений предельных режимов (УПР), состоящих из двух групп уравнений:

$$\left. \begin{aligned} F[x, y(T)] &= 0; \\ V[x, S, y(T)] &= \frac{\partial W}{\partial x} S = 0 \end{aligned} \right\}, \quad (16)$$

где $F[x, y(T)]$ – нелинейные уравнения УР, T – скалярная переменная, определяющая траекторию утяжеления режима, $S = [S_1, S_2, \dots, S_N]$ – собственный вектор матрицы $\frac{\partial W}{\partial x}$, отвечающий нулевому собственному значению. Одна из координат, например, N -я рассматривается заданной.

Проблема определения параметров предельного режима на основе уравнений предельного режима сводится к решению системы уравнений (16) с неособенной

матрицей итерационным методом. Контроль точности решения УПР осуществляется по невязкам уравнений УР и по параметру T . Дополнительная проверка достижения предельного режима выполняется по знаку якобиана, вычисленного на каждой итерации.

Краткий анализ описанных методов и представление разработанного метода

Достоинством метода PTDF является достаточно быстрое получение результатов, что очень важно для задач реального времени. Но значения МДП, полученные с помощью PTDF оказываются корректными только в случае небольшого изменения режима по сравнению с базовым. При использовании методов RPF и CPF вычисляются точные значения МДП, но для их получения требуются промежуточные расчёты установившихся режимов, что является недостатком данных методов. С помощью OPF возможен расчёт МДП с учётом наиболее экономичного распределения нагрузки между электростанциями при соблюдении всех сетевых ограничений. Другие достоинства и возможные недостатки OPF определяются выбранным методом оптимизации. При использовании УПР и при поиске седло узловой точки обобщенным методом Ньютона необходимо хорошее начальное приближение.

В данной работе предлагается метод вычисления перетока активной мощности в контролируемых сечениях, который является максимально допустимым для текущих условий функционирования ЭЭС. В качестве исходных данных для вычисления МДП используются измерения параметров режима, которые имеют некоторую погрешность. Вследствие чего задача называется оцениванием МДП. Метод не требует промежуточных расчётов и хорошего начального приближения, не привязан к базовому режиму, а для учёта разнообразия режимов проводятся предварительные вычисления offline. На временной диаграмме этапов управления режимами ЭЭС процесс оценивания МДП выполняется одновременно с оцениванием состояния. В основу метода оценивания МДП положены метод нормальных уравнений и метод контрольных уравнений, используемые при решении задачи оценивания состояния ЭЭС [13]. Для вычисления оценок МДП были выполнены небольшие модификации указанных методов.

Оценивание МДП

В основе решения задачи оценивания МДП лежит идея о том, что при использовании метода взвешенных наименьших квадратов суммы остатков оценивания МДП за счёт выбора весовых коэффициентов можно получить желаемое решение из любой точки с требуемой точностью. При решении задачи вычисления МДП критерии желаемого режима определяются каждым заинтересованным субъектом (например, коммерческим оператором) в соответствии с их собственными интересами, вследствие чего формируются противоречивые условия. Согласование интересов всех субъектов происходит за счёт выполнения ограничений, о которых заявляет каждый субъект. При оценивании МДП выполнение ограничений гарантируется соответствующими значениями весовых коэффициентов псевдоизмерений МДП.

Исходной информацией для формирования входных данных, по которому вычисляются оценки измерений и оценки МДП (параметры установившегося резуль-

тирующего режима), является оперативная информация (on-line информация) и расчётная информация. On-line информация – это данные, полученные от системы SCADA и СМПП:

$$\bar{y} = (U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, \delta_i), \quad (17)$$

где U_i – модули узловых напряжений; P_i, Q_i – инъекции активных и реактивных мощностей в узлах; P_{ij}, Q_{ij} – перетоки мощностей в трансформаторах и линиях; δ_i – фазы напряжений в тех узлах схемы, где установлены регистраторы комплексных электрических величин.

Расчётная информация – это ПИ МДП $P_{lk}^{\text{ПИ МДП}}$ в контролируемых линиях и их весовые коэффициенты.

Значение ПИ МДП не зависит от схемно-режимных ситуаций ЭЭС и является постоянной расчётной информацией, которая вычисляется заранее и хранится в базе данных. Для вычисления ПИ МДП каждая контролируемая линия представляется простейшей электрической системой. ПИ МДП для коротких линий – это предельно допустимый переток, который может передать линия без нарушения термической стойкости. ПИ МДП для длинных линий – это предельно допустимый переток, который может передать линия без нарушения статической устойчивости.

Весовые коэффициенты ПИ МДП могут изменяться при изменении режимной ситуации в ЭЭС и, поэтому определяются как переменная расчётная информация. Их значения вычисляются заранее методом равномерного поиска с учётом системных ограничений и при соблюдении критерия оптимальности подбора весовых коэффициентов.

Критерий оптимальности записывается следующим образом [14]:

$$\Phi_k = \sum_1^{kol} (P_{lk}^{\text{ПИ МДП}} - P_{lk}(x))^2 \rightarrow \min, \quad (18)$$

где kol – количество контролируемых линий; P_{lk} – оценки перетоков в контролируемых линиях.

Вектор измерений, по которому выполняется оценивание МДП выглядит следующим образом:

$$\bar{y}_{\text{рез}} = (\bar{y}^n, \bar{y}^k, P_{lk}^{\text{ПИ МДП}}) = (\bar{y}, P_{lk}^{\text{ПИ МДП}}), \quad (19)$$

где \bar{y}^n – измерения нерегулируемых параметров режима. Значения этих параметров в процессе расчёта остаются в пределах точности измерений; \bar{y}^k – измерения регулируемых параметров режима. Значения этих параметров могут изменяться в заданных пределах регулирования [14].

Задача расчёта МДП заключается в поиске допустимых значений максимально приближенных к заданным недопустимым $P_{lk}^{\text{ПИ МДП}}$ и сводится к минимизации целевой функции наименьших взвешенных квадратов:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) + (P_{lk}^{\text{ПИ МДП}} - P_{lk}(x))^T R_p^{-1} (P_{lk}^{\text{ПИ МДП}} - P_{lk}(x)), \quad (20)$$

где R_y^{-1} – диагональная матрица весовых коэффициентов измерений; R_p^{-1} – диагональная матрица весовых коэффициентов ПИ МДП.

Оценивание МДП на тестовой схеме

В работе выполнен сравнительный анализ результатов, полученных по методу оценивания МДП и по методу оптимального потокораспределения [12, 15]. Значения МДП, вычисленные авторами [12] сравнивались с величинами, рассчитанными по методу CPF [15], в результате чего авторы [12] пришли к выводу, что метод ОРФ точнее вычисляет значения МДП. В данной работе метод оптимального потокораспределения выбран, потому что задача оценивания МДП может быть рассмотрена как оптимизационная задача. При выборе весовых коэффициентов ПИ МДП критерием оптимизации является выражение (18), при вычислении оценок результирующего режима критерием оптимизации является функция взвешенных наименьших квадратов (20).

Расчёты выполнялись на 30-узловой схеме IEEE (рис. 1). Решается задача определения МДП между ЭЭС2 и ЭЭС3. Контролируемое сечение между этими системами – это линии 10–17, 10–20, 23–24 (рис. 1, утолщенные линии). Балансирующим узлом является узел № 1.

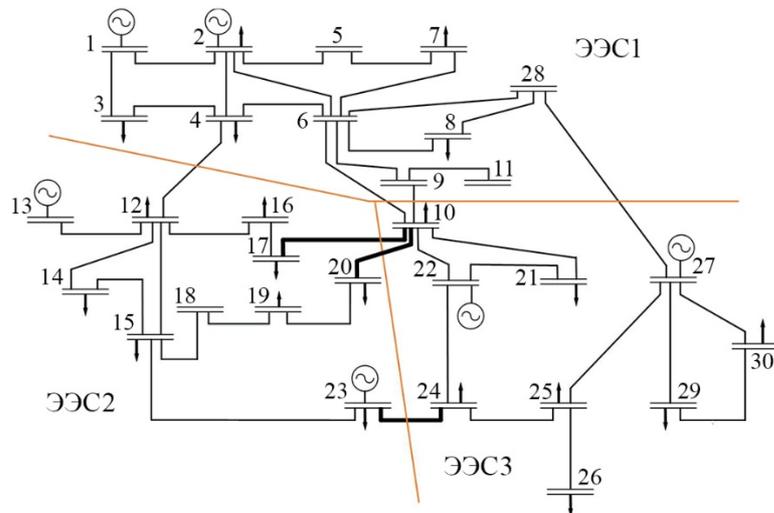


Рис. 1. Тестовая 30-узловая IEEE схема

Подготовительный этап

В качестве значения ПИ МДП линий контролируемого сечения используется значение натуральной мощности, взятое из справочника.

$$P_{10-17}^{\text{ПИ МДП}} = 900; \quad P_{10-20}^{\text{ПИ МДП}} = 900; \quad P_{24-23}^{\text{ПИ МДП}} = 900. \quad (21)$$

Ограничениями при вычислении весовых коэффициентов ПИ МДП являются следующие неравенства:

$$\bar{P}_{27} \leq \hat{P}_{27} \leq 100; \quad (22)$$

$$\bar{P}_{22} \leq \hat{P}_{22} \leq 100; \quad (23)$$

$$U_{\text{ном}} - 5\% \leq \hat{U}_i \leq U_{\text{ном}} + 5\%; \quad (24)$$

$$\bar{y}_i - 3\sigma \leq \bar{y}_i \leq \bar{y}_i + 3\sigma, \quad (25)$$

где \bar{P}_{22} , \bar{P}_{27} – измерения генерации активной мощности в узлах 22 и 27; \hat{P}_{22} , \hat{P}_{27} – оценка генерации активной мощности в узлах 22, 27; \hat{U}_i – оценки модуля напряжения в узлах, принадлежащих ЭЭС2 и ЭЭС3, σ – среднеквадратичное отклонение погрешности измерений. Дополнительная мощность передается в узлы 17, 20.

Выражение (25) означает, что в узлах с нерегулируемыми параметрами значения измерений (инъекции активной и реактивной мощности, напряжения) должны оставаться в диапазоне допустимой погрешности.

В соответствии с условиями (22) – (25) были выбраны весовые коэффициенты ПИ МДП контролируемых линии, при которых критерий (18) минимальный и, следовательно, мощность, передаваемая по контролируемым линиям максимальна.

Основной этап

По полученному срезу с выбранными весовыми коэффициентами ПИ МДП решается задача оценивания МДП. В качестве весовых коэффициентов измерений используются значения обратные дисперсиям, определяемые характеристиками метрологического тракта.

Анализ результатов

На рис. 2 показаны значения разности между инъекциями активной мощности в текущем и результирующем режимах, полученные при вычислении МДП. Из рис. 2 видно, что все обязательства перед потребителями выполнены, так как изменение параметров режима произошло только в регулируемых узлах. Активная мощность изменилась в узлах 22, 27 и 17, 20. Анализ рис. 3 показывает, что перетоки активной мощности изменились в контролируемых линиях 25 (10–20), 26 (10–17) и в линиях по которым передается дополнительная мощность в узлы 17 и 20.

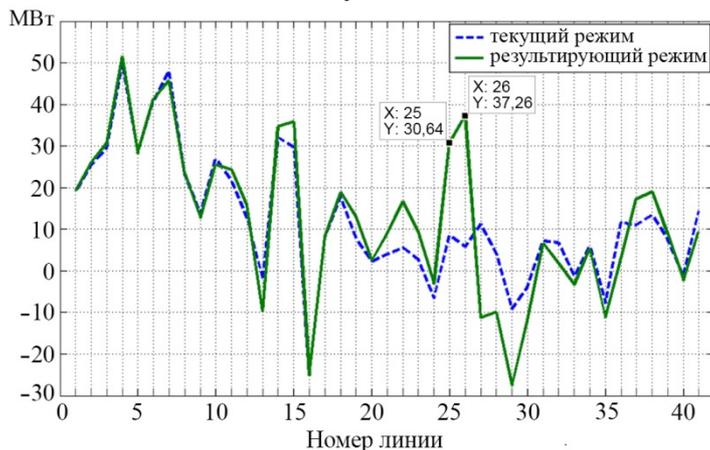


Рис. 3. Перетоки активной мощности по линиям

оценивания МДП. Из таблицы видно, что результаты, полученные по ОРФ и по методу оценивания МДП, совпали с точностью заданной измерениям активной мощности в задаче оценивания МДП (5 МВт).

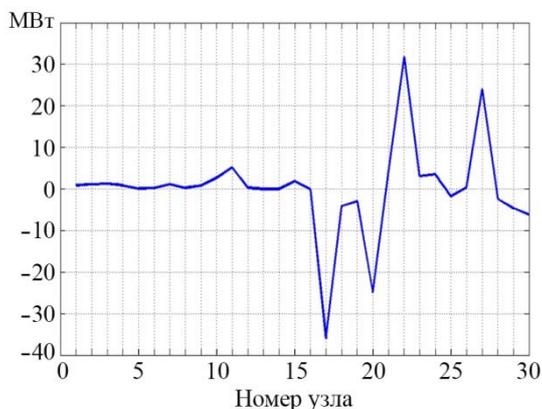


Рис. 2. Отклонения инъекций активной мощности в текущем и результирующем режимах

В результате анализа графиков, показанных на рис. 3, можно сделать вывод, что максимальная мощность, которая может быть передана по контролируемому сечению (линии 25 и 26) в заданных условиях работы ЭЭС, равна 68 МВт.

В табл. 1 показаны значения МДП, вычисленные по методам CPF и ОРФ [12] и по методу

Таблица 1

Результаты расчёта МДП по трем методам

Метод	Потокораспределение		Оценивание МДП
	прогрессивное	оптимальное	
МДП (МВт)	51,50	62,9	68

Заключение

Проанализирован опыт российских и зарубежных авторов по определению максимально допустимого перетока в контролируемых линиях ЭЭС. При вычислении МДП по рассмотренным методам не учитывается стохастический характер измерительной информации, а в качестве исходных данных используются параметры установившегося режима.

Представлен метод оценивания МДП, разработанный авторами статьи. Определение МДП осуществляется на основе измерительной информации. Результатом расчёта является результирующий установившийся режим со значениями активных перетоков в контролируемых линиях, являющимися максимально допустимыми в текущих условиях работы ЭЭС при соблюдении режимных ограничений и при выполнении обязательств перед всеми потребителями.

Выполнен сравнительный анализ результатов, полученных с помощью метода оценивания МДП и оптимального потокораспределения, представленного в литературе [12]. Анализ результатов показал совпадение значений МДП с заданной точностью. Это означает, что при корректном выборе весовых коэффициентов ПИ МДП результирующий установившийся режим, полученный методом оценивания МДП, оказывается предельно допустимым, вследствие того, что переток активной мощности из ЭЭС3 в ЭЭС2 является максимально допустимым.

Список литературы

1. *Конторович А. М., Крюков А. В.* Использование уравнений предельных режимов в задачах управления ЭЭС // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1987. – № 3. – С. 25–33.
2. *Паздерин А. В., Чусовитин П. В., Шабалин Г. С., Юфев С. В.* Определение запасов устойчивости и управляющих воздействий для обеспечения устойчивости в задачах противоаварийного управления на основе обобщенного метода Ньютона // 5-я Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Сочи, 2015, 1–5 июня. – С. 2.1–9.
3. *Аюев Б. И., Давыдов В. В., Ерохин П. М.* Оптимизационные модели ближайших предельных режимов электрических систем // Электричество. 2010, № 11. – С. 2–9.
4. *Александров А. С., Максименко Д. М., Михайленко А. Ф., Неуймин В. Г.* Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учёта действия противоаварийной автоматики // Известие НТЦ ЕЭС. 2017, № 1 (76). – С. 64–72.
5. *Ghawghawe N. D., Thakre K. L.* Application of power sensitivity analysis and PTDF for determination of ATC // Conference paper: Power Electronics, Drives and Energy Systems. January. 2007.

6. *Kowshik Mushfiq-Ur-Rahman, Md. Saiduzzaman, Md. Naieem Mahmood, Md. Rokunuzzaman Khan.* Calculation of Available Transfer Capability (ATC) of Bangladesh Power System Network // Department of Electrical and Electronic Engineering Ahsanullah University of Science and Technology. Bangladesh, IEEE ISGT Asia 2013. P. 1–5.
7. *Xiaochen Zhang, Santiago Grijalva.* Decentralized Total Transfer Capability Evaluation Using Domain Decomposition Methods // IEEE Transactions on Power Systems, 2016, Volume: 31 Issue: 5. P. 3349–3357.
8. *Mutlu Yilmaz, Bulent Bilir.* Determination of Power Transfer Capability by Incremental Changes // IEEE Electrical Power & Energy Conferenc (EPEC). Canada, 21–23 August, 2013.
9. *AL-Masri A. N., Ab. Kadir M. Z. A., Hizam H. , Mariun N. and Yusof S.* Control Action based on Steady-State Security Assessment using an Artificial Neural Network // 2010 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon2010). Kuala Lumpur, Malaysia. Nov 29 – Dec 1, 2010. P. 706–711.
10. *Hiarth Buch, Kalpesh K Dudani, Dinesh P Pipalava.* Prediction of Total Transfer Capability using ANN in Restructured Power System // 5th Nirma University International Conference on Engineering (NUiCONE). 2015. P. 1–5.
11. *Liang Min, and Ali Abur.* Total Transfer Capability Computation for Multi-Area Power Systems // IEEE Transactions on power systems. Vol. 21, no 3, august. 2006. P. 1141–1147.
12. *Rajathy R., Gnanadass R., Vincy V., Shaliny Esther Ambroise, Harish Kumar.* Total Transfer Capability Enhancement using Differential Evolution // Control, Automation, Communication and Energy Conservation (INCACEC). 2009. P. 1–8.
13. Системные исследования в электроэнергетике: ретроспектива научных направлений. Под ред. Н. И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2010. – 685 с.
14. *Глазунова А. М., Аксаева Е. С.* Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы // Электричество, 2013, № 12. – С. 21–29.
15. *Ejebe G. C., Tong J.; Waight J. G.; Frame J. G.; Wang X.; Tinney W. F.* Available transfer capability calculation // IEEE Transaction on Power System, vol.14, no4, Nov.1998. P. 1521–1527.

Глазунова Анна Михайловна, канд. техн. наук, доцент, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН).

E-mail: glazunova@isem.irk.ru

Аксаева Елена Сергеевна, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН).

E-mail: aksaeva@isem.irk.ru

Исследование влияния быстродействующих устройств режимного регулирования на показатели устойчивости

Статья посвящена исследованию статической и динамической устойчивости электропередачи с современными устройствами гибких систем передачи переменного тока (ГСППТ) и разработке способов учёта указанных устройств при расчётах режимов и устойчивости сложных энергосистем. В качестве примеров таких устройств рассмотрены: компенсирующее устройство, выполненное на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ), статический синхронный продольный компенсатор (ПСТАТКОМ) и объединенный регулятор потока мощности (ОРПМ). Предлагаемая методика моделирования устройств ГСППТ пригодна для численных расчётов переходных процессов, в частности, оценки влияния на уровень динамической устойчивости параллельной работы при конечных возмущениях, а также определения показателей демпфирования маловозмущенного движения.

Ключевые слова: энергосистема, статическая устойчивость, динамическая устойчивость, статический синхронный компенсатор, объединенный регулятор потока мощности.

В энергетически развитых странах мира проявляется интерес к устройствам на основе силовой электроники, позволяющим комплексно решать задачи обеспечения требуемых показателей устойчивости и надёжности ЭЭС, а также снижения суммарных затрат на передачу электрической энергии за счёт исключения нового сетевого строительства [1–6]. Эти устройства, используемые для повышения пропускной способности и показателей управляемости электропередач, определяют свойства гибких систем передачи переменного тока (ГСППТ, в зарубежной терминологии – FACTS). Активное электротехническое сетевое оборудование ГСППТ способно оптимизировать режимы работы электрической сети сразу по нескольким критериям: пропускная способность, уровень технологических потерь, устойчивость, перераспределение потоков мощности, качество электроэнергии и т.д. Кроме того, устройства ГСППТ способны дополнять либо исключать управляющие воздействия устройств противоаварийной автоматики (ПА).

В связи с развитием технологий ГСППТ актуальной является разработка методов оценки эффективности указанных устройств для рекомендаций по возможному их применению в ЭЭС России. В статье [6] приведены методика и результаты расчёта характеристик мощности линии электропередачи с различными устройствами ГСППТ. В качестве примеров таких устройств были рассмотрены: статические тиристорные компенсаторы и управляемые шунтирующие реакторы (СТК/УШР), обладающие сходными характеристиками, компенсирующее устройство, выполненное на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ), объединенный регулятор потока мощности (ОРПМ [1–5]).

1. Расчётная схема энергосистемы

В качестве расчётной схемы принята схема электропередачи «генератор – линия электропередачи – система бесконечной мощности», приведенная на рис. 1. В середине линии включено компенсирующее устройство продольно-поперечного действия, так называемый, объединенный регулятор перетока мощности (ОРПМ).

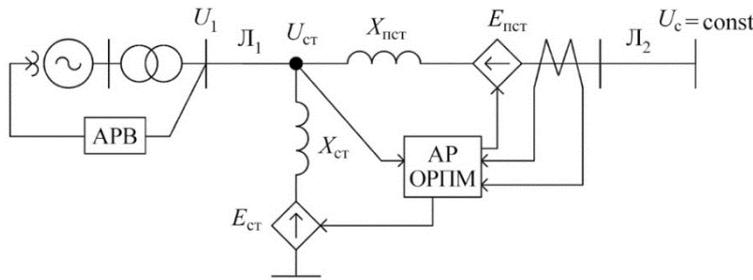


Рис. 1. Расчётная схема энергосистемы с устройством ГСППТ

Устройство состоит из двух преобразователей напряжения, связанных звеном постоянного тока, через которое преобразователи могут обмениваться активной мощностью; реактивную мощность необходимого знака каждый из преобразователей генерирует независимо.

Параметры линии электропередачи приняты такими, чтобы энергосистема была близка к пределу динамической устойчивости при трёхфазном КЗ в начале линии электропередачи (точка с напряжением U_1) при длительности короткого замыкания $\Delta t_{КЗ} = 0,1$ с. Мощность каждого из преобразователей ОРПМ составляет 0,2 относительных единицы; за базисную мощность принята мощность генератора S .

2. Моделирование устройств ГСППТ

2. Моделирование устройств ГСППТ

2.1. Математическая модель СТАТКОМа

Для выполнения расчётов электромеханических переходных процессов электроэнергетической системы с учётом регулируемого устройства типа СТАТКОМ предложена следующая динамическая модель, описываемая системой алгебро-дифференциальных уравнений.

Входной переменной является напряжение на шинах высокого напряжения сети в точке подключения устройства $U_{ст}$, заданное своими проекциями U_q и U_d на координатные оси q и d генератора.

Мощность СТАТКОМа $S_{ст}$ задается в исходных данных.

Приращение ЭДС СТАТКОМа $\Delta E_{ст}$ вычисляется на основе следующей передаточной функции:

$$\Delta E_{ст} = \frac{K_{st} \cdot (U_{ст} - U_{уст})}{1 + pT_v} + \frac{k_{0\omega st} \cdot s}{1 + pT_{0\omega 1}}, \quad (1)$$

где $U_{уст}$ – заданная величина уставки по напряжению;

K_{st} – коэффициент регулирования канала отклонения напряжения ($K_{st} = -5 \dots -100$ единица ЭДС СТАТКОМа/единица напряжения);

T_v – постоянная времени канала отклонения напряжения ($T_v = 0,001$ с);

s – скольжение ротора генератора относительно синхронной оси;

$k_{0\omega st}$ – коэффициент регулирования по скольжению ротора генератора;

$T_{0\omega 1}$ – постоянная времени канала регулирования по скольжению ($T_{0\omega 1} = 0,01$ с).

Скольжение ротора генератора в качестве переменной управления принято для упрощения. В более сложной схеме в качестве параметра управления принимают отклонение частоты напряжения в точке подключения устройства.

Поскольку при моделировании используется общая координатная система q, d , связанная с математической моделью генератора, то вычисляются коэффициенты распределения приращения ЭДС по осям q и d :

$$\left. \begin{aligned} K_q &= \text{abs}(U_q)/U_{\text{ст}}; \\ K_d &= \text{abs}(U_d)/U_{\text{ст}}. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Составляющие токов СТАТКОМа по осям q и d вычисляются в соответствии с соотношениями, связывающими составляющие его ЭДС и напряжения на его зажимах:

$$I_{q\text{ст}} + jI_{d\text{ст}} = (E_{q\text{ст}} + jE_{d\text{ст}} - U_q - jU_d) \cdot jb_{\text{ст}},$$

откуда следует, что

$$I_{q\text{ст}} = -b_{\text{ст}} \cdot (E_{d\text{ст}} - U_d); \quad (3)$$

$$I_{d\text{ст}} = b_{\text{ст}} \cdot (E_{q\text{ст}} - U_q). \quad (4)$$

Выражения в круглых скобках представляют собой проекции приращений ЭДС СТАТКОМа соответственно на d и q координатные оси, поэтому, q -, d -составляющие токов вычисляются по выражениям:

$$I_{q\text{ст}} = -b_{\text{ст}} \cdot \Delta E_{\text{ст}} \cdot K_d \cdot \text{sign}(U_d); \quad (5)$$

$$I_{d\text{ст}} = b_{\text{ст}} \cdot \Delta E_{\text{ст}} \cdot K_q \cdot \text{sign}(U_q). \quad (6)$$

Величина приращения ЭДС ограничивается таким образом, что модуль тока СТАТКОМа, равный произведению $\Delta E_{\text{ст}} \cdot b_{\text{ст}}$ не может превысить заданной в относительных единицах величины мощности устройства $S_{\text{ст}}$.

Непосредственное использование результатов вычисления токов по алгебраическим выражениям (5), (6) в балансе токов в узле подключения СТАТКОМа приводит к вычислительной неустойчивости, поэтому значения, участвующие в вычислительном процессе, определяются с помощью передаточных функций:

$$I_{d\text{ст}p} = \frac{I_{d\text{ст}}}{1 + pT_s}; \quad (7)$$

$$I_{q\text{ст}p} = \frac{I_{q\text{ст}}}{1 + pT_s}, \quad (8)$$

где T_s – постоянная времени, определяющая запаздывание реакции СТАТКОМа на изменение управляющего воздействия по каналу регулирования ЭДС, обычное значение $T_s = 0,0033 \dots 0,01$ с.

2.2. Математическая модель ПСТАТКОМа

Для регулируемого устройства последовательного включения (ПСТАТКОМ) разработана математическая модель, подобная модели СТАТКОМа. Предполагается, что устройство может работать независимо в качестве статического синхронного продольного компенсатора, а также в составе объединенного регулятора перетока мощности (ОРПМ), включающего в себя СТАТКОМ, который обменивается с ПСТАТКОМом определенной величиной активной мощности (в соответствии с параметрами регулирования последнего). Энергетические связи двух устройств отражены в системе ограничений.

Входной переменной является значение тока I_m , протекающего по включенному последовательно в линию электропередачи трансформатору в точке подключения

устройства, заданное своими проекциями I_q и I_d на координатные оси общей координатной системы q, d .

Индуктивное сопротивление трансформатора ПСТАТКОМа принимается в относительных единицах равным $x_{пст} = 0,04 \dots 0,1$ о.е.

Мощность ПСТАТКОМа $S_{пст}$ задается в исходных данных (обычно принимается равной мощности СТАТКОМа).

Сигнал управления ЭДС ПСТАТКОМа вычисляется по известному отклонению тока с помощью следующей передаточной функции:

$$\Delta I_m = \frac{K_{0i}(I_m - I_{уст})}{1 + pT_i}, \quad (9)$$

где $I_{уст}$ – величина уставки по току;

K_{0i} – коэффициент регулирования канала отклонения тока ($K_{0i} = -10 \dots -100$ единица ЭДС ПСТАТКОМа/единица тока);

T_i – постоянная времени канала отклонения тока ($T_i = 0,01$ с).

Составляющие ЭДС ПСТАТКОМа по осям q и d вычисляются с использованием передаточных функций с учётом дополнительного сигнала управления по отклонению скольжения s ротора генератора относительно синхронной оси (постоянные времени $T_{пст}$ и $T_{0\omega}$ приняты равными 0,01 с):

$$\Delta E_{qпст} = \frac{\Delta I_m \cdot x_{пст} \cdot I_{dрег}}{1 + pT_{пст}} + \frac{k_{0\omega} \cdot s}{1 + pT_{0\omega}}; \quad (10)$$

$$\Delta E_{dпст} = \frac{-\Delta I_m \cdot x_{пст} \cdot I_{qрег}}{1 + pT_{пст}} + \frac{k_{0\omega} \cdot s}{1 + pT_{0\omega}}, \quad (11)$$

где $I_{dрег}$, $I_{qрег}$ – составляющие тока ПСТАТКОМа, определяемые в соответствии с углом регулирования ρ (при работе ПСТАТКОМа в составе ОРПМ угол ρ в общем случае отличен от нуля):

$$I_{dрег} = I_q \cdot \sin(\rho) + I_d \cdot \cos(\rho); \quad (12)$$

$$I_{qрег} = I_q \cdot \cos(\rho) - I_d \cdot \sin(\rho). \quad (13)$$

При работе ПСТАТКОМа в составе ОРПМ обмен активной мощностью с сетью осуществляется путем использования возможностей СТАТКОМ при учёте ограничений, определяемых заданными мощностями устройств. Необходимые для расчёта мощности обмена со СТАТКОМом d, q – составляющие активного тока ПСТАТКОМа $I_{qпст}$, $I_{dпст}$ вычисляются исходя из величины измеренной (текущей) активной мощности ПСТАТКОМа $P_{пст_изм}$. Формально приравнявая нулю величину измеренной реактивной мощности ПСТАТКОМа $Q_{пст_изм}$ можно получить следующие соотношения, определяющие d, q – составляющие тока ПСТАТКОМа, соответствующие развиваемой активной мощности:

$$I_{qпст} = \frac{P_{пст_изм}}{\left(\frac{\Delta U_{dпст}^2}{\Delta U_{qпст}} + \Delta U_{qпст} \right)}; \quad (14)$$

$$I_{dпст} = I_{qпст} \cdot \frac{\Delta U_{dпст}}{\Delta U_{qпст}}. \quad (15)$$

С учётом обмена СТАТКОМа с сетью активной мощностью и связи через звено постоянного тока с ПСТАТКОМом в уравнения (5) и (6) вводятся дополнительные члены:

$$I_{qст} = -b_{ст} \cdot \Delta E_{ст} \cdot K_d \cdot \text{sign}(U_d) + I_{qпст}; \quad (16)$$

$$I_{dст} = b_{ст} \cdot \Delta E_{ст} \cdot K_q \cdot \text{sign}(U_q) + I_{dпст}. \quad (17)$$

Величины приращений добавочных напряжений ПСТАТКОМа вычисляются по полученным составляющим ЭДС (выражения (10), (11)) с учётом ограничений, определяемых возможностями обмена мощностями со СТАТКОМом в соответствии с его нагрузкой собственной реактивной мощностью и обменной активной мощностью; они ограничиваются на уровне мощности ограничения S_p таким образом, что приращения напряжений, вносимые ПСТАТКОМом, не превышают заданных величин, соответствующих мощности $S_{пст}$. Для этого рассчитываются коэффициенты распределения в координатной системе q, d :

$$K_q = \text{abs}(I_{qрег})/I_m;$$

$$K_d = \text{abs}(I_{dрег})/I_m.$$

Составляющие напряжений ПСТАТКОМа по осям q и d вычисляются в соответствии с ограничениями:

$$\Delta U_{qпст} = \text{if } \text{abs}(\Delta E_{qпст}) \geq S_p * K_d \text{ then } S_p * K_d * \text{sign}(\Delta E_{qпст}) \text{ else } \Delta E_{qпст}; \quad (18)$$

$$\Delta U_{dпст} = \text{if } \text{abs}(\Delta E_{dпст}) \geq S_p * K_q \text{ then } S_p * K_q * \text{sign}(\Delta E_{dпст}) \text{ else } \Delta E_{dпст}, \quad (19)$$

где $S_p = \text{if } S_{пст_изм} > S_{пст} \text{ then } \frac{(S_{пст} - K_y(S_{пст} - S_{пст_изм}))}{1 + pT_{S1}} \text{ else } S_{пст}$ – вспомога-

тельная переменная, используемая для повышения вычислительной устойчивости, практически равна $S_{пст}$;

K_y – коэффициент регулирования ($K_y = -1\ 000 \dots -10\ 000$);

T_{S1} – служебная постоянная времени, служащая для предотвращения вычислительной неустойчивости ($T_{S1} = 0,01$ с).

Передаточная функция после оператора then представляет собой запаздывающее звено, обеспечивающее вычислительную устойчивость в системе, содержащей два существенно нелинейных элемента – СТАТКОМ и ПСТАТКОМ, каждый со своей системой жёстких ограничений.

Непосредственное использование результатов вычисления составляющих напряжения по алгебраическим выражениям (18), (19) в балансе напряжений в узле подключения ПСТАТКОМа также приводит к вычислительной неустойчивости, поэтому значения, участвующие в вычислительном процессе, определяются с помощью передаточных функций:

$$\Delta U_{dпст\ p} = \frac{\Delta U_{dпст}}{1 + pT_u}; \quad (21)$$

$$\Delta U_{qпст\ p} = \frac{\Delta U_{qпст}}{1 + pT_u}, \quad (22)$$

где T_u – постоянная времени, определяющая запаздывание реакции ПСТАТКОМа на изменение управляющего воздействия по каналу регулирования ЭДС, обычное значение $T_i = 0,0033 \dots 0,01$ с.

Система ограничений построена таким образом, что ПСТАТКОМ обладает приоритетом по отношению к СТАТКОМу – питание ПСТАТКОМа активной мощностью (при регулировании фазового угла выходного напряжения) приводит к снижению возможной генерации реактивной мощности, используемой для поддержания напряжения в узле подключения СТАТКОМа.

Модели устройств были верифицированы путем сопоставления переходных процессов при типовых возмущениях с процессами, рассчитанными в комплексе Matlab/Simulink (SimPowerSystems Blockset).

3. Влияние на предельное время отключения короткого замыкания

Предельное время отключения короткого замыкания определялось при трёх-фазном замыкании в начале линии электропередачи, поскольку анализ и сопоставление получаемых результатов при данном возмущении выполняются наиболее просто.

Оценивалось влияние порознь подключаемых устройств и полного состава ОРПМ.

Во всех случаях предполагалось, что генератор оснащен быстродействующей системой регулирования возбуждения (настроечные параметры модели АРВ приведены ниже), обеспечивающей двукратное форсирование возбуждения на начальном этапе процесса и последующее непрерывное регулирование напряжения возбуждения. Результаты расчётов предельных времен отключения КЗ сведены в табл. 1.

Таблица 1

Предельное значение времени отключения КЗ

Вариант расчёта	Время КЗ, с
Без СТАТКОМа и ПСТАТКОМа	0,1047
СТАТКОМ $K_{st} = -10$	0,115
ПСТАТКОМ (положительный коэффициент) $K_{oi} = 10$	0,1138
ПСТАТКОМ (отрицательный коэффициент) $K_{oi} = -10$	0,088
Вместе (положительный коэффициент) $K_{oi} = 10; K_{st} = -10$	0,122
Вместе (отрицательный коэффициент) $K_{oi} = -10; K_{st} = -10$	0,1035

Предельное время отключения КЗ определялось на первом колебании угла.

При определении предельных времен КЗ использовались сравнительно небольшие величины коэффициентов регулирования по каналу отклонения напряжения СТАТКОМа ($K_{st} = -10$) и каналу отклонения тока ПСТАТКОМа ($K_{oi} = \pm 10$), обеспечивающие удовлетворительную стабилизацию указанных величин при протекании переходных процессов.

Весьма заметным с точки зрения увеличения предельного времени отключения является влияние СТАТКОМа. На рис. 2–4 сопоставлены процессы, вызванные коротким замыканием без участия СТАТКОМа и с его участием.

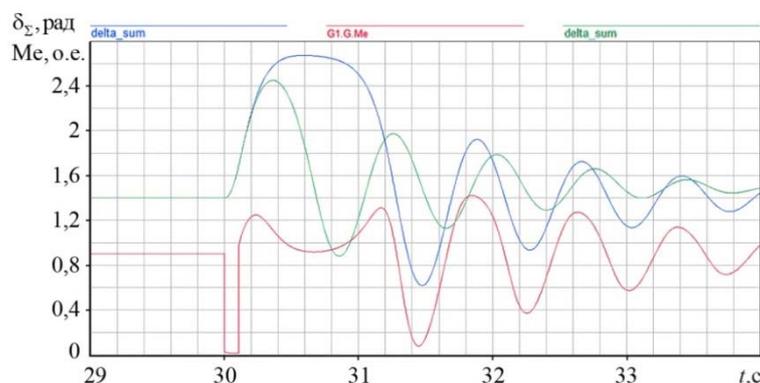


Рис. 2. Изменение угла (синяя кривая) и электромагнитной мощности генератора (красная кривая) при коротком замыкании (зеленая кривая – при действии СТАТКОМа) при длительности короткого замыкания $\Delta t_{кз} = 0,1047$ с

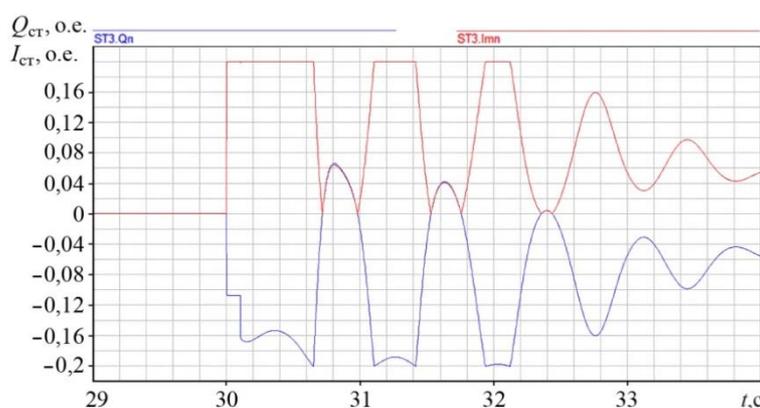


Рис. 3. Изменение реактивной мощности (синяя кривая) и тока (красная кривая) СТАТКОМа в течение переходного процесса, вызванного коротким замыканием

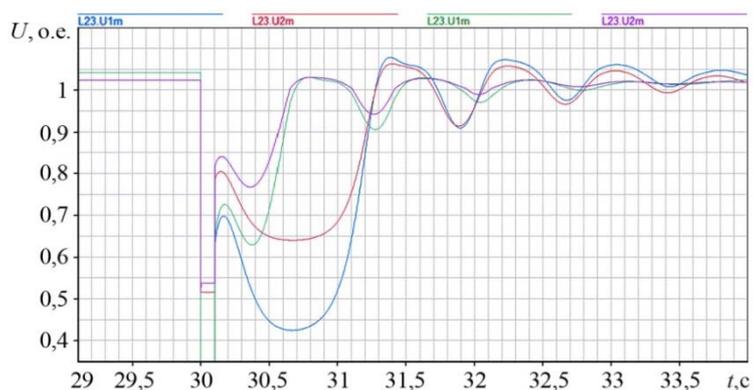


Рис. 4. Изменение напряжений в начале линии Л1 и в точке установки СТАТКОМа (синяя и красная кривые – СТАТКОМ отключен)

Сопоставление кривых на рис. 2–4 подтверждает достаточную эффективность СТАТКОМа. Генерация реактивной мощности в соответствии с принятым законом регулирования (рис. 4) способствует стабилизации напряжения в середине линии и увеличивает предельное время отключения КЗ.

Влияние ПСТАТКОМа на протекание переходного процесса зависит от знака коэффициента K_{0i} . При регулировании по отклонению тока линии ПСТАТКОМ вводит в линию напряжение, пропорциональное току линии, совпадающее или противоположно направленное по отношению к падению напряжения на сопротивлении линии. В литературе [1–5] такой режим называется режимом компенсации сопротивления линии, поскольку ПСТАТКОМ ведет себя как продольно включенная ёмкость, либо как индуктивное сопротивление.

Соответственно, при положительном значении этого коэффициента увеличивается ток статора генератора и возрастает его электромагнитная мощность на этапе от момента отключения КЗ до первого максимума угла. Этот фактор способствует увеличению предельного времени отключения КЗ.

Важным фактором, влияющим на характер протекания процесса, является изменение напряжения в средней точке линии электропередачи (место подключения ПСТАТКОМа). Совместное действие устройств (при полном составе ОРПМ) приводит к возрастанию критического времени отключения КЗ (до 0,122 с, см. табл. 1).

На основе полученных результатов может быть сделан вывод, что ОРПМ, настроенный на стабилизацию (ограничение) тока линии, т. е. при отрицательном K_{0i} , на первых этапах переходного процесса должен либо выводиться из работы, либо кратковременно переключаться в режим компенсации индуктивного сопротивления линии, поскольку весьма негативно влияет на динамическую устойчивость параллельной работы.

4. Влияние ОРПМ на колебательную статическую устойчивость

Учитывая высокое быстродействие устройств, входящих в состав ОРПМ, было определено влияние настроечных параметров их регуляторов на показатели демпфирования маловозмущенных электромеханических колебаний. При выполнении расчётов показателей устойчивости была использована типовая модель автоматического регулятора возбуждения сильного действия [7], имеющая шестой дифференциальный порядок.

На основе приближенного построения области устойчивости на плоскости коэффициентов каналов стабилизации $K_{0\omega}$, $K_{1\omega}$ удалось добиться показателей демпфирования на уровне $\alpha = -2,29$ 1/с. Характеристические корни, определяющие колебания ротора генератора, приведены в табл. 2. Частота колебаний ротора является достаточно высокой в связи со сниженной величиной механической инерционной постоянной генератора ($T_J = 5,3$ с).

Таблица 2

Характеристические корни, рассчитанные при настройке АРВ:

$$K_{0u} = -25; K_{1u} = -1; K_{0\omega} = -1; K_{1\omega} = 1,5; K_f = -1$$

Вещественная часть, 1/с	Мнимая часть, 1/с
-2,292	±9,67

Оптимизация настроечных параметров СТАТКОМа и ПСТАТКОМа, выполненная по методике одновременной координации настроек регуляторов на базе численного поиска, использующая в виде функции качества сумму разности заданного показателя затухания (α_{\min}) и всех корней, лежащих правее α_{\min} [8], показала высо-

кую эффективность привлечения каналов стабилизации данных устройств. Процедура оптимизации указала на целесообразность уменьшения (по абсолютной величине) коэффициента пропорционального регулирования СТАТКОМа (K_{st}) и увеличения коэффициентов каналов стабилизации СТАТКОМа и ПСТАТКОМа (K_{0i} , K_{0o}). Результат расчёта характеристических корней представлен в табл. 3.

Таблица 3

Результат расчёта характеристических корней при прежней настройке АРВ и настройках устройств ОРПМ $K_{st} = -1$; $K_{0ost} = 100$; $K_{0i} = -3,64$; $K_{0o} = 34,25$

Вещественная часть, 1/с	Мнимая часть, 1/с
-3,12	$\pm 10,38$

Использование оптимальных с точки зрения демпфирования настроечных параметров позволило практически сохранить предельное время отключения КЗ (0,12 с против 0,122 с, табл. 4).

Таблица 4

Предельное значение времени отключения КЗ

Вариант расчёта	Время КЗ, с
Без СТАТКОМа и ПСТАТКОМа	0,1047
СТАТКОМ $K_{st} = -10$	0,115
ПСТАТКОМ (положительный коэффициент) $K_{0i} = 10$	0,1138
ПСТАТКОМ (отрицательный коэффициент) $K_{0i} = -10$	0,088
Вместе (положительный коэффициент) $K_{0i} = 10$; $K_{st} = -10$	0,122
Вместе (отрицательный коэффициент) $K_{0i} = -10$; $K_{st} = -10$	0,1035
Оптимальные коэффициенты	
Вместе $K_{st} = -1$; $K_{0ost} = 100$; $K_{0i} = -3,64$; $K_{0o} = 34,25$	0,12

Выводы

1. Разработана методика математического моделирования быстродействующих устройств ГСППТ, основанная на представлении их регулируемыми источниками ЭДС, связанными системой взаимных ограничений. Разработанные модели устройств были верифицированы путем сопоставления переходных процессов при типовых возмущениях с процессами, рассчитанными в комплексе Matlab/Simulink. Представление устройств в виде источников регулируемых ЭДС позволило предварительно оценить эффективность применения дополнительных каналов стабилизации в алгоритмах управления.

2. Рассмотрено влияние устройств ГСППТ на предельное время отключения КЗ, отмечено возможное негативное влияние на уровень динамической устойчивости последовательного преобразователя ОРПМ в случае его работы в режиме компенсации индуктивного сопротивления, направленного на ограничение тока линии.

3. Оптимизация настроечных параметров СТАТКОМа и ПСТАТКОМа, выполненная по методике одновременной координации настроек регуляторов на базе численного поиска, основанная на методе сдвига собственных значений, показала высокую эффективность привлечения каналов стабилизации данных устройств с точки зрения демпфирования колебаний.

Список литературы

1. Кочкин В. И., Шакарян Ю. Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. – М.: Торус Пресс, 2011. – 312 с.
2. Паздерин А. В., Солодянкин С. А. Повышение надёжности функционирования энергосистем за счёт технологий гибких систем передачи переменного тока // Электрические станции, 2009, № 5. – С. 38–41.
3. Паздерин А. В., Солодянкин С. А. Составляющие эффективности внедрения статических синхронных компенсаторов в электрических сетях // Электрические станции, 2012, № 11. – С. 34–39.
4. Hingorani N. G., Gyugyi L. Understanding FACTS, IEEE Press, N.Y., 2000, 428 pp.
5. Eremia M. Advanced Solutions in Power Systems, IEEE Press, 2016, 1063 pp.
6. Лямов А. С., Паздерин А. В., Солодянкин С. А. Анализ характеристик мощности электропередач с устройствами FACTS // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 1 (76). – С. 77–86.
7. Устинов С. М. Метод численного поиска настроек регуляторов для обеспечения устойчивости больших энергообъединений // Известия РАН. Энергетика, 2015, № 2. – С. 49–56.
8. Беляев А. Н., Перишков Г. А., Попков Е. Н., Смоловик С. В., Чудный В. С. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие. – СПб: Изд-во Политехн. ун-та, 2017. – 157 с.

Лямов Александр Сергеевич, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: aleksandrliamov@yandex.ru

Смоловик Сергей Владимирович, д-р техн. наук, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smolovik@ntcees.ru

Солодянкин Сергей Александрович, старший диспетчер оперативно-диспетчерской службы Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала.

E-mail: solodsal@mail.ru

Тупицина Анна Леонидовна, студент 4-го курса кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: anja171196@gmail.com

Шишкин Андрей Сергеевич, студент 6-го курса кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: shishkin1994@yandex.ru

УДК 621.311

А. Д. Чернова

Система поддержки принятия решения по развитию электрических сетей

Представлены основные этапы поддержки принятия решения в области развития электрических сетей. Предложено реализовать формирование альтернатив в зависимости от сценария развития электрических сетей, учитывающего техническое состояние оборудования и уровень перспективной нагрузки.

Оценку альтернатив по развитию электрических сетей предложено осуществлять по значениям частных критериев, без участия эксперта, с последующим отнесением их к множеству предпочтительных решений на основе технологии искусственных нейронных сетей.

Разработанный алгоритм системы поддержки принятия решения успешно апробирован на примере технического перевооружения подстанции, полученные результаты не противостоят предложениям инвестиционной программы развития электрических сетей.

Ключевые слова: развитие электрических сетей, системы поддержки принятия решений, нейронные сети.

Введение

В настоящее время наблюдается активная цифровизация электроэнергетики, что создает новые возможности для разработки и внедрения автоматизированных управленческих систем. Анализ проведенных исследований, касающихся принятия решения по развитию электрических сетей, показал, что в них используются методы искусственного интеллекта и многокритериальной оптимизации по следующим направлениям: оптимизация системы электроснабжения в условиях неопределенности [1], выбор пунктов размещения подстанций глубокого ввода [2], оптимизация режимов электроэнергетических [3], выбор конфигурации электрической сети [4].

Отмечая бесспорную ценность существующих исследований, стоит заметить, что в них не реализованы:

- выбор сценария и формирование альтернатив по развитию электрических сетей с учётом оценки технического состояния оборудования;
- интеграция в едином программном комплексе, осуществляющем выбор сценария и оценку альтернатив по развитию электрических сетей без участия эксперта с последующим их отнесением к множеству предпочтительных решений.

Таким образом, разработка системы поддержки принятия решения (СППР), основанной на оценке технического состояния оборудования, позволяющая повысить достоверность принимаемого решения, является актуальной и значимой.

Основные этапы принятия решения

Опираясь на классическую методику поддержки принятия решения [5], в исследовании применительно к предметной области и заявленной проблематике разработаны следующие этапы принятия решения:

- определение необходимости решения: формализация проблемы принятия решения по развитию электрических сетей;

- генерация возможных решений: формирование альтернатив в зависимости от сценария развития электрических сетей;
- выбор критериев принятия решений, оценка альтернатив по развитию электрических сетей;
- сравнение и выбор предпочтительных альтернатив по развитию электрических сетей;
- оценка результатов и обратная связь.

Рассмотрим каждый из перечисленных этапов.

1. Формализация проблемы принятия решения по развитию электрических сетей

Для формализации проблемы по выбору варианта развития электросетевых объектов (первый этап) автором создана информационная модель, которая включает в себя следующие элементы и их характеристики:

- источники питания, их напряжение (в том числе дополнительные источники, если существует возможность подключения к ним);
- характеристики линий электропередачи (длина линии; тип линии: воздушная или кабельная; число цепей; сечение фазы; осложняющие условия прохождения трассы; а также фактические параметры состояния функциональных узлов);
- характеристики потребителя (значение нагрузки; отрасль промышленности, к которой относится основной потребитель; его напряжение и категоричность; число часов использования максимума нагрузки);
- характеристики подстанции (номер типовой схемы, тип выключателей, мощность трансформатора, а также фактические параметры состояния его функциональных узлов).

2. Формирование альтернатив в зависимости от сценария развития электрических сетей

Второй этап включал в себя оценку технического состояния оборудования и уровня перспективной нагрузки, на основании которых выбирался сценарий развития электрических сетей и формировались соответствующие альтернативы.

2.1. Оценка технического состояния оборудования

На основе методики, изложенной в приказе Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 [6], автором разработан программный модуль по расчёту индекса технического состояния (ИТС) линий электропередачи и силовых трансформаторов путем сравнения фактических и нормативных значений параметров функциональных узлов, входящих в состав оборудования. Ниже представлены основные этапы расчёта ИТС:

- ввод фактических и нормативных параметров состояния функциональных узлов;
- оценка по балльной шкале параметров функциональных узлов;
- балл группы параметров приравнивается к минимальному баллу одного из параметров;
- расчёт ИТС узла:

$$\text{ИТС}_y = \begin{cases} 26 & \left| \text{ОГП}_i = 0, 100 \sum \frac{\text{КВ}_i \cdot \text{ОГП}_i}{4} > 26; \right. \\ 100 \sum \frac{\text{КВ}_i \cdot \text{ОГП}_i}{4}, & \end{cases} \quad (1)$$

где КВ_i – весовой коэффициент параметра; ОГП_i – общий балл группы параметров.

- расчёт ИТС оборудования:

$$\text{ИТС} = \begin{cases} 50 & \left| \text{ИТС}_i = 25, \sum \text{КВу}_i \cdot \text{ИТСу}_i > 50; \right. \\ \sum \text{КВу}_i \cdot \text{ИТСу}_i, & \end{cases} \quad (2)$$

где КВу_i – весовой коэффициент узла.

На основе оценки ИТС оборудования принималось решение о техническом состоянии и составлялся перечень оборудования, подлежащий замене.

2.2. Выбор сценария развития электрических сетей

Далее, исходя из заявок на технологическое присоединение, оценивался уровень перспективной нагрузки и выбирался сценарий развития (реконструкция или техническое перевооружение) в рамках которого осуществлялся поиск альтернатив развития электросетевого объекта. Общая схема алгоритма представлена на рис. 1.

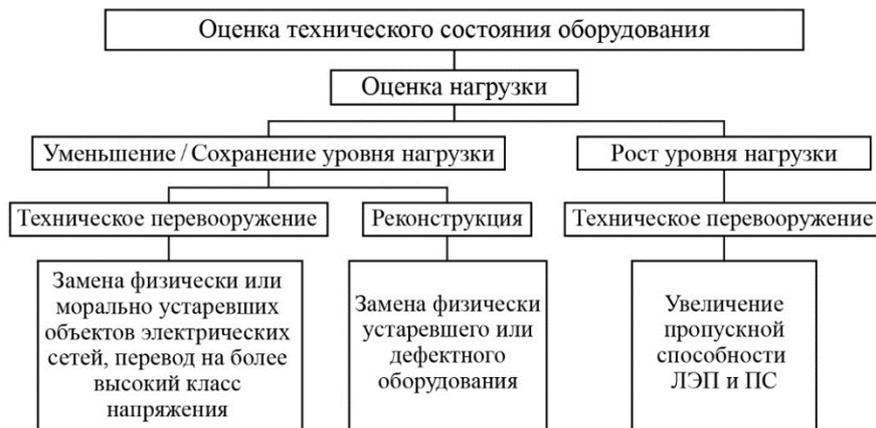


Рис. 1. Выбор сценария развития

2.3. Формирование альтернатив по развитию электрических сетей

Под альтернативами развития понимаются вариативные совокупности параметров элементов линий электропередачи (длина линии, тип линии, количество линий и цепей, тип опоры) и объектов электрических подстанций (номер схемы подстанции, тип выключателей).

После выбора сценария на основании метода полного перебора формируется множество возможных вариантов развития, которые включают в себя параметры как действующего оборудования, так и параметры альтернатив для заменяемых элементов и объектов.

Каждая альтернатива представляет собой кортеж $A \{d_z, w_n, l_m, c_k, p_j, s_v, b_i\}$ длиной 7, элементы которого входят в такие множества, как «Расстояние до источника

питания» $D \{d_1, d_2, \dots, d_z\}$; «Тип проводника» $W \{w_1, w_2, \dots, w_n\}$; «Количество линий» $L \{l_1, l_2, \dots, l_m\}$; «Количество цепей» $C \{c_1, c_2, \dots, c_k\}$; «Тип опоры» $P \{p_1, p_2, \dots, p_j\}$; «Номер схемы подстанции» $S \{s_1, s_2, \dots, s_i\}$; «Тип выключателя» $B \{b_1, b_2, \dots, b_t\}$. Каждый вариант развития содержит значения сечения провода и мощности трансформатора, которые определяются из исходных данных и конкретных значений вышеперечисленных параметров.

Для того чтобы альтернатива была физически реализуема, параметры различных объектов должны быть согласованы. Так как некоторые из объектов являются зависимыми (например, число линий, цепей и число трансформаторов, тип схемы), то для учёта требования непротиворечивости были разработаны условия, согласно которым осуществлялось цикличное наполнение кортежа $A \{d_z, w_n, l_m, c_k, p_j, s_i, b_t\}$ только согласующимися параметрами элементов и объектов для каждой альтернативы.

3. Выбор критериев принятия решений, оценивание альтернатив по развитию электрических сетей

Обоснование каждого частного критерия, входящего в систему, и их математические модели, разработанные автором в соответствии с нормативными и законодательными документами, представлены в работе [7].

Оценивание каждой сформированной альтернативы осуществлялось путем составления множества, состоящего из численных значений критериев: суммарных дисконтированных затрат C , тыс. руб.; годовых потерь электроэнергии W , тыс. кВт·ч.; ущерба от перерыва в электроснабжении D , тыс. руб.; площади отвода земельных участков S , км².

4. Сравнение и выбор предпочтительных альтернатив по развитию электрических сетей

На четвертом этапе осуществлялся выбор решения, реализованный с использованием технологии искусственных нейронных сетей (ИНС): по значениям частных критериев альтернативы относились к множеству предпочтительных решений или к нецелесообразным.

4.1. Отнесение альтернатив развития электрических сетей к множествам предпочтительных и нецелесообразных решений при помощи технологий искусственных нейронных сетей

Для реализации поставленной задачи была выбрана архитектура нейронной сети в виде многослойного перцептрона, во входном слое которого 4 нейрона, по числу критериев оценки альтернатив, 2 скрытых слоя и выходной слой с 1 нейроном (рис. 2). Сеть была обучена алгоритмом на основе метода обратного распространения ошибки, позволяющим корректировать значения весов, связывающих нейроны между собой, в процессе обучения до тех пор, пока значение ошибки (разницы между выходом сети и желаемым значением) не достигнет минимума. Данный метод относится к методам обучения с учителем, ниже представлены его основные операционные действия.

1. Формирование входного и выходного векторов обучающей выборки: входные векторы $X = \{X_1, X_2, \dots, X_m\}$ со значениями критериев, где $X_i = \{C_m, W_m, D_m, S_m\}$, и

соответствующие им выходные значения $T_i = \{T_1, T_2, \dots, T_n\}$, где T_n принимает значение 0 или 1. Значение «0» соответствует тому, что альтернатива относится к множеству нецелесообразных решений, а значение «1» – к множеству предпочтительных решений.

2. Определение выходов каждого нейрона Y_i и сети в целом Y_{out} :

$$Y_i = f\left(\sum_{k=1}^a w_{k,i} \cdot Y_k\right), \quad (3)$$

где k – номер нейрона в предыдущем слое;

i – номер нейрона в текущем слое;

w – вес соответствующей связи (синапса между k и i нейронами);

Y_k – значение на выходе нейрона предыдущего слоя;

a – количество нейронов в текущем слое.

3. Промежуточная корректировка составляющей весов связей.

Для выходного нейрона:

$$\delta_{out} = (Y_{out} - T) \cdot f'(IN_{out}), \quad (4)$$

где IN – это суммарное значение, подаваемое на вход нейрона.

Для скрытых нейронов:

$$\delta_{hidden} = f'(IN_{hidden}) \sum \omega_{hidden, hidden+1} \cdot \delta_{hidden+1}, \quad (5)$$

где f – функция активации:

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}; \quad (6)$$

$$f'(x) = f(x) \cdot (1 - f(x)). \quad (7)$$

Для выходного нейрона:

$$f(x) = f(IN_{out}) = Y_{out}. \quad (8)$$

Подставляя уравнения (8), (7) в (4) получим:

$$\delta_{out} = (Y_{out} - T) \cdot Y_{out} \cdot (1 - f(Y_{out})). \quad (9)$$

4. Корректировка весов сети с целью минимизации ошибки.

Изменение веса для выходного нейрона:

$$\Delta w_{out-1,out} = \eta \cdot \delta_{out} \cdot Y_{out-1}. \quad (10)$$

Изменение веса для скрытых нейронов:

$$\Delta w_{in,hidden} = \eta \cdot \delta_{hidden} \cdot Y_{in-1}, \quad (11)$$

где η – скорость обучения;

$$w = w + \Delta w. \quad (12)$$

По окончании эпохи обучения рассчитывалась среднеквадратичная ошибка:

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (T_i - Y_{out i})^2. \quad (13)$$

Обучение сети считается законченным, когда ошибка вместе с градиентом функции ошибок достигают минимума, а дальнейшие эпохи обучения приводят только к росту ошибки.

В работе для обучения ИНС вводилась матрица размерностью $X \times M$, где X – число критериев; $M = O + N$ – общее количество примеров; O – количество реально существующих подстанций, отнесенных к множеству предпочтительных решений, для которых на выходе ИНС подается значение T , равное единице; N – количество нецелесообразных решений, для которых значение T принималось равным нулю.

В работе при обучении ИНС $O = 296$ шт., $N = 1930$ шт., $M = 2226$ шт.

5. Оценка успешности обучения.

После завершения обучения рассчитывается коэффициент корреляции R (рис. 2) между значениями, полученными на выходе сети (*output*, по оси Y) и целевыми значениями (*target*, по оси X). Для обученной сети он находился в области допустимых значений и составил $R = 0,967$.

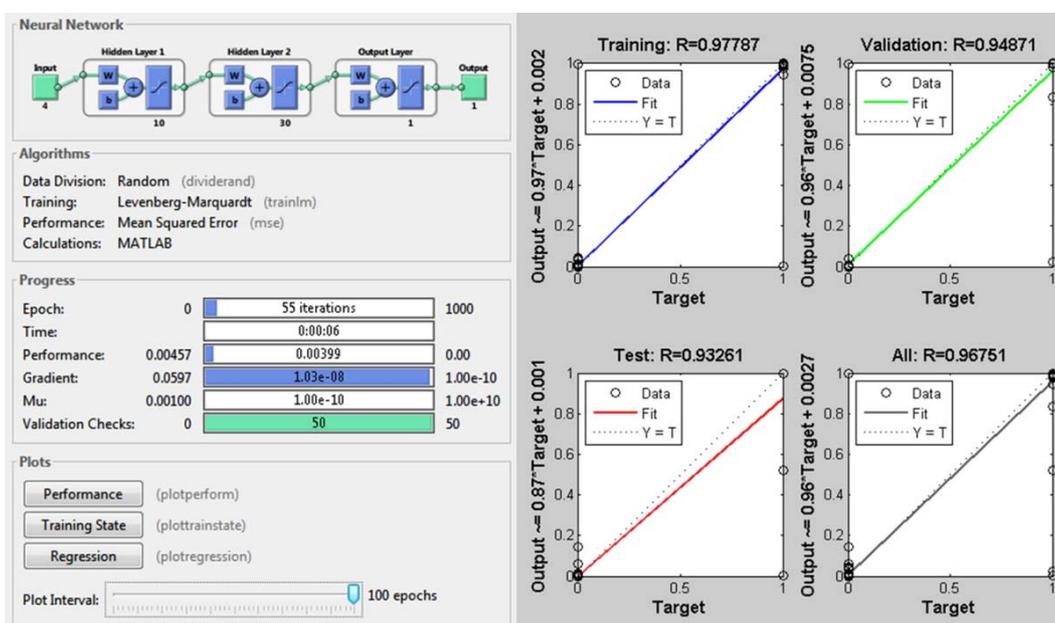


Рис. 2. Обучение нейронной сети и графики регрессии для обучающей, валидационной и тестирующей выборок

4.2. Алгоритм принятия решений и его программная реализация

Разработка алгоритма выбора решения включала в себя автоматизированные выбор сценария, формирование альтернатив и их многокритериальную оценку, отнесение альтернативы к множеству предпочтительных решений. Алгоритм в виде диаграммы активностей представлен на рис. 3.

5. Оценка результатов

Выбор предпочтительных решений с помощью обученной ИНС включает в себя следующие операционные действия:

- формирование входного вектора ИНС X_i для рассматриваемого объекта (значения критериев оценки альтернатив);

- определение значений T_i на выходе обученной ИНС;
- отнесение альтернатив к множеству предпочтительных (значение T_i близкое к 1) или нецелесообразных (значение T_i близкое к 0) решений.

Предложенный алгоритм апробирован на ПС «Степановская» сельской группы подстанций г. Оренбурга со следующими характеристиками: класс напряжения 35/10 кВ, установлено 2 трансформатора мощностью 6,3 МВ·А, максимальная нагрузка составляет 8,32 МВ·А. Согласно заявкам по договору на технологическое присоединение мощность нагрузки к 2020 году возрастает до 19,607 МВ·А.



Рис. 3. UML-диаграмма активностей, отображающая алгоритм работы системы

Исходные данные для расчёта и интерфейс программы представлен на рис. 4. Для программной реализации использовался объектно-ориентированный подход. Средой разработки выбрана Visual Studio, язык разработки – C#. В качестве СУБД выбрана MySQL. Разработанная система зарегистрирована в Реестре программ для ЭВМ Роспатента [8].

Рис. 4. Интерфейс окна ввода исходных данных

Результатом апробации стало:

- необходимость технического перевооружения вследствие роста нагрузки и перевод оборудования на более высокий класс напряжения;
- подключение ПС Степановская к сети 110 кВ проводом 120 мм², сооружение двухцепной линии на стальных опорах;
- установка элегазового выключателя 110 кВ, трансформаторов мощностью 25 МВ·А.

Полученные результаты представлены на рис. 5, выбранные решения не противоречат предложениям для ПС Степановская, указанным в «Комплексной программе развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Оренбургской области на период 2018–2022 гг.»: шлейфовый заход ВЛ 110 кВ, схема подстанции 5АН, установка двух трансформаторов мощностью 25 МВ·А.

Источник	Тип проводника	№ л	№ ц	Тип опоры	Сечение мм ²	Тип схемы	Мощность тр-ра МВА	Тип вык ВН	Тип вык НН1	Затраты тыс.руб	Потери тыс.кВтч	Ущерб тыс.руб/год	Площадь м2	Коеф. предпочт.
ВЛ Оренбургская-Каргалинская 110	Воздушная линия	1	2	Стальные опоры	120	5Н	25	Элегазовый ОРУ	Вакуумный	130084,92	1627,33	32,660	1875,00	0,9844
ВЛ Оренбургская-Каргалинская 110	Воздушная линия	1	2	Стальные опоры	120	5Н	25	Элегазовый ОРУ	Элегазовый	133936,39	1627,33	33,067	1875,00	0,9833
ВЛ Оренбургская-Каргалинская 110	Воздушная линия	1	2	Стальные опоры	120	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Вакуумный	113579,89	1626,23	27,119	1866,00	0,983
ВЛ Оренбургская-Каргалинская 110	Воздушная линия	1	2	Стальные опоры	120	4Н	25	Элегазовый ОРУ	Элегазовый	117431,36	1626,23	27,609	1866,00	0,982
ВЛ Оренбургская-Каргалинская 110	Воздушная линия	1	2	Стальные опоры	120	5АН	25	Элегазовый ОРУ	Вакуумный	130084,92	1627,33	26,815	1875,00	0,979
ВЛ Оренбургская-Каргалинская 110	Воздушная линия	1	2	Стальные опоры	120	5АН	25	Элегазовый ОРУ	Элегазовый	133936,39	1627,33	27,205	1875,00	0,978

Рис. 5. Интерфейс окна выбора предпочтительных альтернатив развития электрических сетей

Выводы

Таким образом, автором реализовано автоматизированное формирование альтернатив по развитию электрических сетей в зависимости от сценария развития, учитывающего индекс технического состояния оборудования и уровень перспективной нагрузки.

Также разработан новый алгоритм системы поддержки принятия решения с использованием технологии искусственных нейронных сетей, позволяющий интегрировать в едином программном комплексе выбор сценария развития электрических сетей, формирование альтернатив и их оценивание, а также выбор предпочтительных альтернатив по развитию электрических сетей без участия эксперта.

Список использованных источников

1. Бердин А. С., Кокин С. Е., Семенова Л. А. Оптимизация системы электроснабжения в условиях неопределенности // Промышленная энергетика, 2010, № 4. – С. 29–35.
2. Лещинская Т. Б., Глазунов А. А., Шведов Г. В. Алгоритм многокритериальных задач оптимизации с неопределенной информацией на примере выбора оптимальной мощности глубокого ввода высокого напряжения // Электричество, 2004, № 10. – С. 8–14.
3. Манусов В. З., Павлюченко Д. А. Оптимизация режимов электроэнергетических систем на основе эволюционных вычислений // Проблемы энергетики, 2002, № 1–2. – С. 12–20.
4. Булатов Б. Г., Тарасенко В. В. Алгоритмы оптимальной реконфигурации распределительной сети // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика, 2013. Т. 13. № 2. – С. 14–18.
5. Соловьев Н. А., Чернопрудова Е. Н., Лесовой Д. А. Основы теории принятия решений для программистов: учебное пособие // Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2012. – 187 с.
6. Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования».
7. Чернова А. Д. Математические модели частных критериев и их программная реализация в оценке принимаемого решения по развитию системы электроснабжения Промышленного района города [Электронный ресурс] / Н. Г. Семенова, А. Д. Чернова // Интеллект. Инновации. Инвестиции, 2016, № 4. – С. 94–99.
8. Свидетельство № 2017614222 Российская Федерация. Программа расчёта критериев оценки альтернатив развития систем электроснабжения: свидетельство о гос. рег. программы для ЭВМ/ Чернова А. Д. Заявка № 2017611536; заявл. 22.02.2017; зарег. 10.04.2017. – М.: Роспатент, 2017.

Чернова Анастасия Дмитриевна, аспирант, преподаватель кафедры электро- и теплоэнергетики электроэнергетического факультета Оренбургского государственного университета.

E-mail: fiara@inbox.ru

А. С. Брилинский

**Отклик на статью А. Д. Черновой
«Система поддержки принятия решения по развитию
электрических сетей»**

Применение на практике предлагаемого математического аппарата показано не на самом удачном примере. Взятый автором пример изначально имеет ограниченное множество решений, это видно из полученных результатов, так как работа алгоритма сводится к выбору схемы РУ 110 кВ, а не к выбору схемы подключения к сети.

В статье отсутствует стоимость реконструкции существующей сети 35 кВ, из-за чего не ясно, стоит ли в принципе переходить на класс напряжения 110 кВ. Решение в пользу напряжения 110 кВ делается на основании единственного электрического расчёта по формуле Г. А. Илларионова, которая, например, не учитывает тип электропередачи (кабельная или воздушная).

Следует отметить, что перевод подстанции на более высокий класс напряжения может потребовать также значительных затрат на установку/замену оборудования в примыкающей сети и на центрах питания, к которым осуществляется подключение. Данное обстоятельство лишний раз подчёркивает тот факт, что принятие решений по развитию электрической сети должно производиться на основании расчётов режимов работы как самого объекта реконструкции, так и примыкающей сети.

Ввиду того, что разработанный алгоритм содержит множество механизмов поиска оптимального решения, включая искусственные нейронные сети и базу данных электросетевого оборудования, то во избежание принятия оператором ошибочных решений по развитию сети целесообразно усовершенствовать систему поддержки, добавив расчёт электрических режимов примыкающей сети.

Брилинский Андрей Станиславович, заведующий отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

УДК 621.311

А. А. Лисицын

Учёт действия локальной противоаварийной автоматики в алгоритме ЦСПА третьего поколения

Представлены дополнения к основному алгоритму ЦСПА, обеспечивающие учёт действия локальной автоматики ограничения перегрузки оборудования и автоматики ограничения снижения напряжения в узлах нагрузки.

Ключевые слова: алгоритм, централизованная система противоаварийной автоматики, ЦСПА, локальная автоматика.

Введение

В ЦСПА нового поколения решаются задачи по обеспечению нормативных запасов статической устойчивости по активной мощности и напряжению, допустимой токовой нагрузке сетевых элементов и допустимому небалансу активной мощности в послеаварийном режиме (ПАР) контролируемого ЦСПА района [1, 2].

Зачастую при промышленной эксплуатации ЦСПА по ряду причин решение задач по обеспечению допустимых уровней напряжения и токовых нагрузок ряда сетевых элементов возлагается на локальную автоматику: ограничение снижения напряжения (АОСН) и ограничение перегрузки оборудования по току (АОПО). При этом помимо отключения генераторов (ОГ) и отключения нагрузки (ОН) привлекаются такие дополнительные средства управления, как автоматическая нагрузка генераторов (АЗГ) и длительная разгрузка генераторов (ДРТ), а также отключение сетевых элементов. Кроме того, иногда допускается работа автоматики АОПО некоторых присоединений в послеаварийном режиме для оптимизации использования пропускных способностей контролируемых сечений. Данные обстоятельства определяют необходимость решения задачи моделирования действий указанных локальных автоматов в ЦСПА для корректного представления послеаварийного режима, а также для повышения эффективности и минимизации объемов управляющих воздействий (УВ) от ЦСПА и, как следствие, более полного использования пропускной способности электрической сети.

Постановка задачи

В процессе реализации алгоритма учёта действия АОСН и АОПО в ЦСПА нового поколения возникла необходимость в уточнении моделей указанной локальной автоматики. Эти уточнения касаются в основном АОПО. По виду УВ АОПО можно разделить на две группы:

1. Отключение перегруженной ветви без разгрузки её по току.
2. Разгрузка ветви по току с действием последней ступени автоматики на отключение перегруженной ветви.

Реализация УВ АОПО на разгрузку выполняется обычно в течение 10–25 с после начала аварийного возмущения, но периоды времени реализации УВ могут достигать 120, 150 и даже 1200 с. Вследствие этого УВ АОПО являются дополнительными к УВ, выбираемым ЦСПА по условиям обеспечения статической устойчивости ПАР и динамической устойчивости перехода к послеаварийному режиму. Как правило, УВ типа ОН или ОГ осуществляются на начальном этапе работы АОПО во время установления послеаварийного режима в промежуток времени порядка 25с после начала аварийного возмущения.

Исходя из вышеизложенного, предлагается:

1. Отказаться от учёта в ЦСПА действий АОПО на медленно реализуемые загрузки и разгрузку турбин;
2. Учитывать в первую очередь действия АОПО на отключение сетевых элементов без разгрузки их по току;
3. Учитывать, после определения отключаемых сетевых элементов, действия АОПО на разгрузку сетевых элементов действием на ОН или ОГ;
4. Отказаться от учёта действия АОПО на отключение сетевых элементов после попытки их разгрузки, осуществляемого, как правило, далеко за пределами установления ПАР;
5. Выполнять расчёт УВ ЦСПА (из числа ей доступных) на снятие токовой перегрузки всех сетевых элементов, в том числе и контролируемых АОПО;
6. Выполнять расчёт небаланса активной мощности в ПАР с учётом выбранных УВ как ЦСПА, так и АОСН и АОПО.

Ниже, с учётом вышеизложенного, приведено описание программной реализации моделирования и учёта АОСН и АОПО в модернизированном ПО ЦСПА нового поколения.

Реализация алгоритмов учёта действия локальной ПА для обеспечения допустимых величин напряжения и тока в модернизированном ПО ЦСПА нового поколения

Разработанные алгоритмы учёта действия локальной ПА позволяют сохранить общую структуру модуля расчёта УВ по условиям обеспечения требований к ПАР.

На рис. 1 приведена функциональная схема алгоритма расчёта УВ по условиям допустимости ПАР с учётом работы АОСН и АОПО и разделения расчётной модели энергосистемы на несинхронно работающие части при срабатывании пускового органа (для одного фрагмента).

Ниже рассмотрены модернизированные программные модули учёта действий АОСН (составляющая блока 11) и АОПО (составляющая блока 12).

Реализация алгоритма учёта действия локальной ПА для обеспечения допустимых величин напряжения

В действующем алгоритме ЦСПА контроль допустимости уровня напряжения осуществляется только после того, как обеспечено существование ПАР с нормативным запасом статической устойчивости по активной мощности. После этого рассчитывается режим, утяжеленный на величину амплитуды нерегулярных отклонений в расчётном опасном сечении (ОС) и этот режим принимается исходным для анализа уровней напряжения.

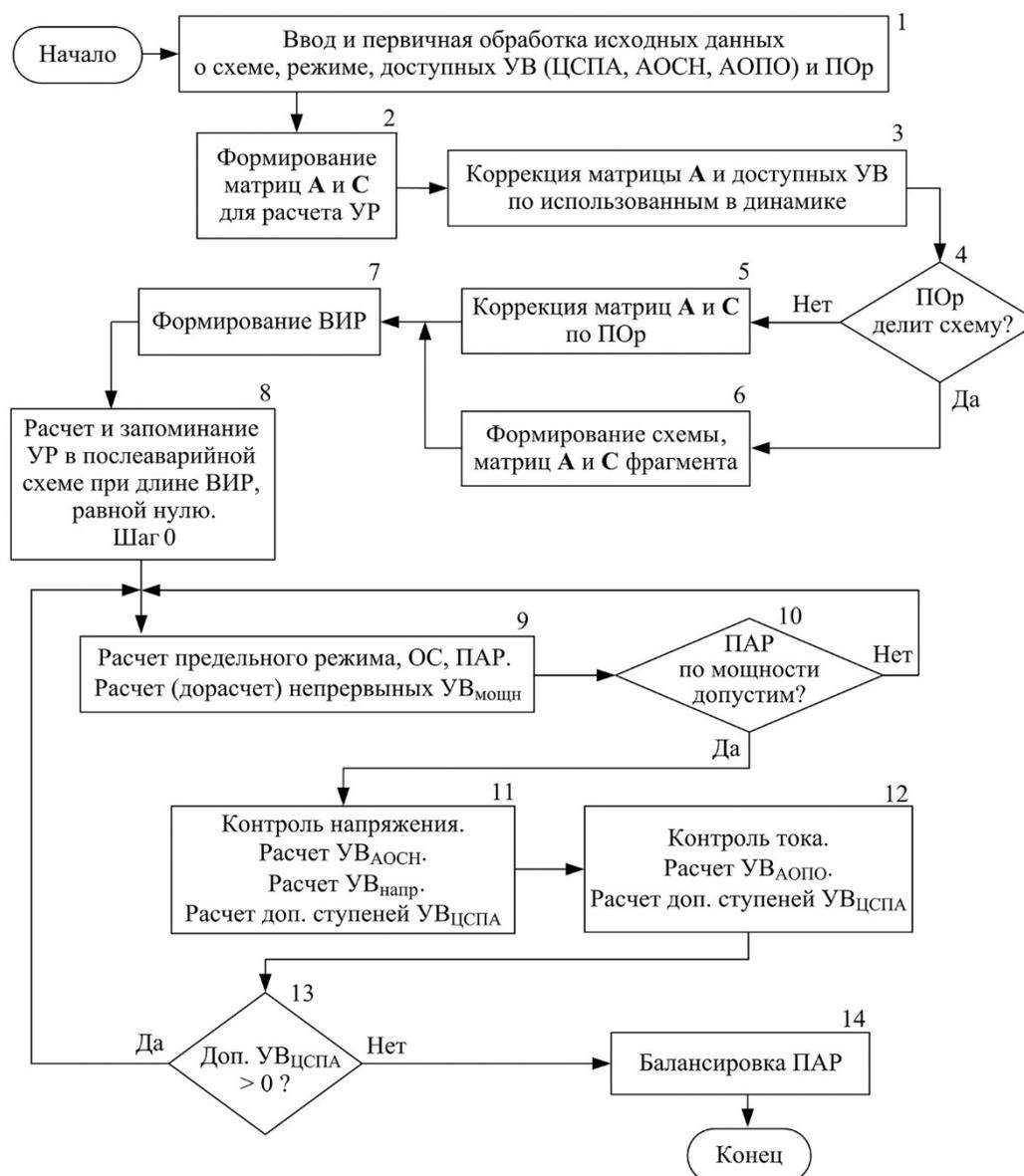


Рис. 1. Функциональная схема алгоритма расчёта УВ по условиям допустимости ПАР с учётом работы АОСН и АОПО

В случае выявления узлов с недопустимым уровнем напряжения происходит обращение к программному модулю «par_aosp», в котором реализован учёт АОСН.

Функциональная схема модуля «par_aosp» приведена на рис. 2.

При разработке модуля принято, что во всех контролируемых АОСН узлах с пониженными напряжениями происходит одновременное срабатывание ступеней автоматики с одной и той же уставкой по времени.

Как уже отмечалось выше, на вход модуля учёта АОСН – в блоке 1 – подается ПАР, утяжеленный на амплитуду нерегулярных отклонений в расчётном опасном сечении, и выявленные узлы с пониженным напряжением.

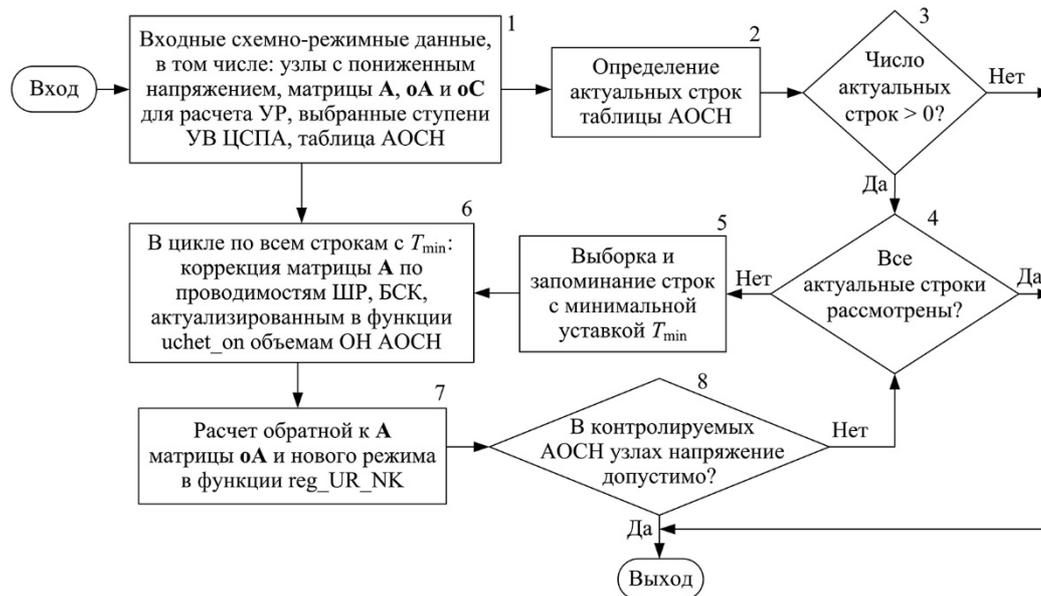


Рис. 2. Функциональная схема модуля учёта АОСН

В блоке 2 рассматриваемого модуля определяются узлы, контролируемые АОСН. Если хоть один из выявленных узлов с пониженным напряжением контролируется устройством АОСН, то в таблице данных АОСН выделяются строки с информацией о работе устройства в данных узлах – актуальные строки.

В блоке 5 из числа актуальных строк выделяется подмножество строк с одной и той же уставкой по времени срабатывания.

В блоке 6 в цикле по строкам, выделенным в блоке 5, выявляются и учитываются действия с шунтирующими реакторами (ШР), конденсаторными батареями (БСК) и ОН.

ШР и БСК в таблице данных АОСН задаются своими проводимостями. Действия с ШР и БСК не используются в качестве доступных УВ ЦСПА, поэтому их проводимости непосредственно, без дополнительного анализа, используются для коррекции матрицы A (ее диагональных элементов).

Для учёта действия типа ОН требуются знания и реактивной составляющей мощности нагрузки, и поэтому требуются дополнительные вычисления.

Кроме того, поскольку ОН является типовым УВ для ЦСПА при выбранных на расчётном шаге ступенях ЦСПА необходимо выяснить, входит ли узел АОСН в выбранные ступени ЦСПА и, если входит, то каким объемом ОН. В общем случае, в одном узле может быть организовано несколько ступеней ОН.

В функции «`uchet_on`», вызываемой в блоке 6, реализована следующая логика:

- если величина ОН, реализуемая АОСН, в каком-то узле меньше или равна величине ОН от ЦСПА, реализуемой в этом же узле, то величина ОН от АОСН принимается равной нулю и действие АОСН на ОН в данном узле игнорируется;
- если величина ОН, реализуемая АОСН, в каком-то узле больше величины ОН от ЦСПА, реализуемой в этом же узле, то актуальная величина ОН от АОСН принимается равной разности указанных величин и на нее распространяется действие АОСН в данном узле.

В блоке 7 по скорректированной в блоке 6 матрице A вычисляется обратная к ней матрица oA и рассчитывается новый режим с учётом изменившихся величин нагрузок в вызываемой функции «reg_UR_NK».

В блоке 8 в новом рассчитанном режиме определяются узлы с пониженным напряжением.

Работа блоков 4–8 повторяется до тех пор, пока остаются узлы с пониженным напряжением и нерассмотренные актуальные строки таблицы данных АОСН. Последний сосчитанный в модуле режим является входным для работы стандартной функции ЦСПА, осуществляющей выбор УВ ЦСПА по напряжению ($УВ_{напр}$ в блоке 11 на рис. 1). Выбранные УВ от АОСН запоминаются.

Реализация алгоритма учёта действия локальной ПА для обеспечения допустимых величин тока

В действующем алгоритме ЦСПА контроль допустимых токовых нагрузок осуществляется только после того, как обеспечено существование ПАР с нормативными запасами статической устойчивости по активной мощности и напряжению в результате расчёта $УВ_{мощн}$ и $УВ_{напр}$ и выбранных на их основе ступеней УВ. При учёте АОСН ступени УВ ЦСПА определяются с учётом УВ от АОСН.

Результирующий установившийся режим (УР) анализируется на допустимость уровней токов в ветвях схемы в программном блоке учёта АОПО (блок 12 на рис. 1).

Программный блок учёта АОПО состоит из двух модулей: «otk_vet_aopo» и «op_og_aopo».

В первом из указанных программных модулей учитываются отключаемые АОПО ветви расчётной схемы. Обращение ко второму программному модулю происходит только в случае отсутствия таких ветвей.

Функциональная схема модуля учёта отключаемых от АОПО ветвей схемы «otk_vet_aopo» приведена на рис. 3.

Обращение к рассматриваемому модулю происходит в случае выявления каких-либо ветвей схемы, перегруженных по току.

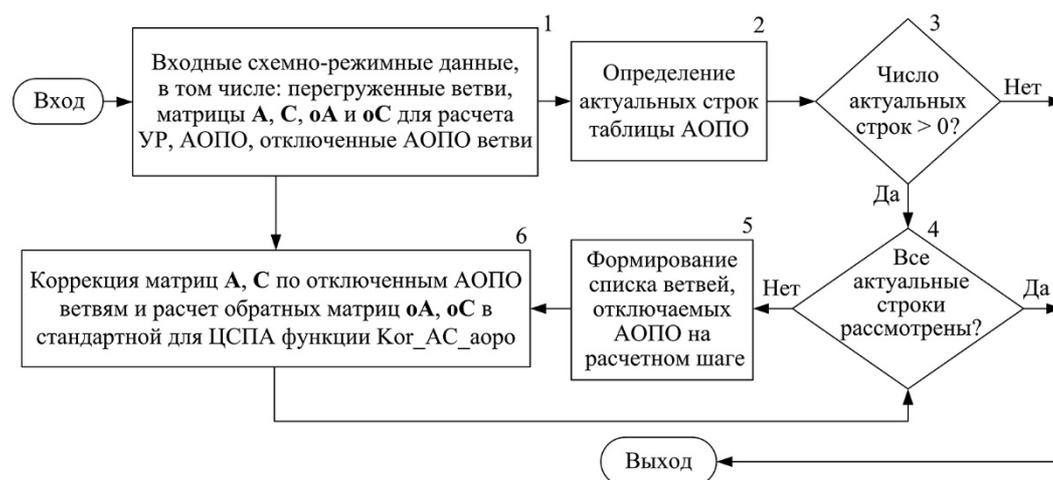


Рис. 3. Функциональная схема модуля учёта отключаемых АОПО ветвей схемы (otk_vet_aopo)

На вход модуля «otk_vet_aopo» – в блоке 1 – подается установившийся режим и список ветвей, для которых выявлена перегрузка по току.

В блоке 2 определяются ветви, контролируемые АОПО, и соответствующие строки в таблице данных АОПО. Выполняется анализ каждой строки по всем основным и дополнительным условиям (рис. 2), и формируется список так называемых актуальных строк таблицы данных АОПО.

В блоке 5 на основе анализа актуальных строк формируется список отключаемых от АОПО ветвей на текущем расчётном шаге.

В блоке 6 выполняется коррекция матриц A и C по отключенным от АОПО ветвям, и рассчитываются обратные к ним матрицы oA и oC .

Работа модуля завершается, если не выявлены актуальные строки таблицы АОПО или все актуальные строки проанализированы.

Данные по отключенным на расчётном шаге ветвям и скорректированным по ним матрицам A , C , oA и oC передаются на вход модуля учёта действий АОПО вида ОН и ОГ.

Функциональная схема модуля «on_og_aopo» учёта действий АОПО вида ОН и ОГ приведена на рис. 4.



Рис. 4. Функциональная схема модуля on_og_aopo учёта действий АОПО по ОН и ОГ

На вход рассматриваемого модуля – в блоке 1 – подается установившийся режим и результаты работы модуля «otk_vet_aopo»: актуальные строки таблицы данных АОПО и скорректированные матрицы для расчёта УР A , C , oA и oC .

В блоке 4 из числа нерассмотренных актуальных строк выделяется подмножество с одной и той же уставкой по времени срабатывания.

В блоке 5, в цикле по строкам п. 4, выявляются и учитываются действия АОПО на ОН и ОГ.

Учёт ОН выполняется таким же образом, как это описано выше в блоке 6 программного модуля «parg_aospn».

Учёт ОГ выполняется путем изменения проводимости генератора и обнуления его номинальной и текущей мощностей. При этом корректируется значение диагонального элемента соответствующего уравнения (строки) в матрице **A**.

В блоке 6 по скорректированной в блоке 5 матрице **A** вычисляется обратная к ней матрица **oA**. Функцией «geg_UR_NK» рассчитывается новый режим с учётом изменившихся величин нагрузок и мощностей генераторов.

Работа блоков 4–6 повторяется до тех пор, пока в схеме остаются ветви с недопустимыми величинами токов и нерассмотренные актуальные строки таблицы данных АОПО. Последний сосчитанный в модуле режим является входным для работы стандартной функции ЦСПА («dopust_tok»), осуществляющей расчёт дополнительных УВ ЦСПА по току (блок 12 рис. 1).

В блоке 14 перед выполнением собственно балансировки ПАР осуществляется запоминание выбранных УВ от ЦСПА, АОСН и АОПО, а также уменьшение объемов УВ от ЦСПА. Уменьшение объемов УВ от ЦСПА выполняется до тех пор, пока не приводит (с учётом УВ от АОСН и АОПО) к недопустимому ПАР.

Заключение

Выполненная модернизация ПО учёта АОСН и АОПО в ЦСПА нового поколения прошла испытания в автономных программах-имитаторах и на полигонах диспетчерских центров. Показана эффективность выполненной модернизации ПО, в результате которой минимизируются УВ от ЦСПА.

Список литературы

1. Коцеев Л. А., Шульгинов Н. Г. ЦСПА на базе алгоритмов нового поколения – очередной шаг в развитии противоаварийного управления в ЕЭС // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2013, № 68. – С. 7–14.
2. Коцеев Л. А., Лисицын А. А. Противоаварийная автоматика ЕЭС России: новый этап // Энергия: экономика, техника, экология. 2015, № 1 – С. 10–15.

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: lisitsyn@ntcees.ru

УДК 621.311

В. И. Барышев, С. В. Власов, Е. И. Сацук

Автоматика ликвидации асинхронных режимов на основе модели перцептрона Розенблатта

Проведены исследования по возможности применения математической модели перцептрона Розенблатта и технологий машинного обучения для выявления асинхронного режима.

Ключевые слова: противоаварийная автоматика, асинхронный режим, машинное обучение, перцептрон Розенблатта.

Введение

Асинхронный режим в энергосистеме представляет большую угрозу для оборудования и энергосистемы в целом. При нарушении параллельной работы электростанций и энергосистем происходит нарушение энергоснабжения потребителей. Поэтому очень важным является скорейшее выявление и ликвидация асинхронного режима, при этом необходимо как можно точнее отделять асинхронный ход от других аварийных режимов. Сегодня очень активно развиваются технологии машинного обучения, преимуществом этих технологий является возможность работы с зашумленными данными, а также нерасчётными ситуациями, что позволяет повысить надёжность выявления аварийных режимов. В частности, коллективом работников АО «СО ЕЭС» рассмотрена возможность применения перцептрона Розенблатта [1] (как частного случая нейронной сети прямого распространения) для выявления асинхронного хода.

Архитектура

Перцептрон представляет из себя ориентированный граф, который состоит из трёх слоев: входной, скрытый и выходной рис. 1.

Каждый слой состоит из элементов – нейронов, каждый нейрон каждого слоя имеет связь с каждым нейроном соседнего слоя. Нейрон является пороговым элементом, поступающий в него входной сигнал X , для получения выходного сигнала Y , преобразуется (активируется). В результате проведенных исследований в качестве активационной функции был выбран гиперболический тангенс, как наиболее оптимальный с точки зрения обучаемости перцептрона (1).

$$f(x) = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}}. \quad (1)$$

В нейроне входной сигнал X является суммой поступающих на него сигналов. При прохождении сигнала по связи между нейронами он усиливается на величину коэффициента соответствующей связи. Связи нейронов называются «весовые коэффициенты синаптических связей». Так как, по сути, перцептрон представляет из себя массив сигналов, поступающих и передающихся через нейроны, а также

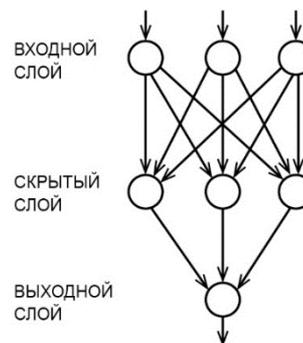


Рис. 1. Граф перцептрона

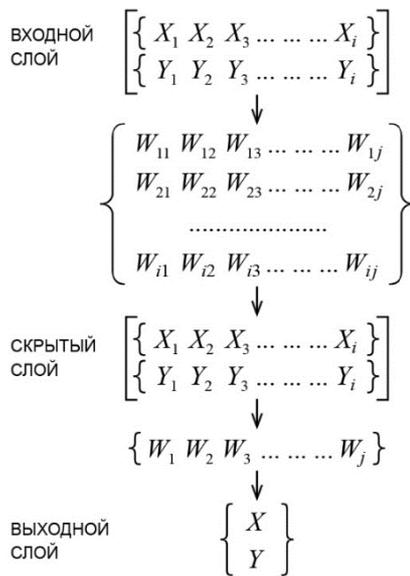


Рис. 2. Архитектура перцептрона

го – измерение какого-либо параметра в контролируемом элементе (ток или напряжение) через равные промежутки времени.

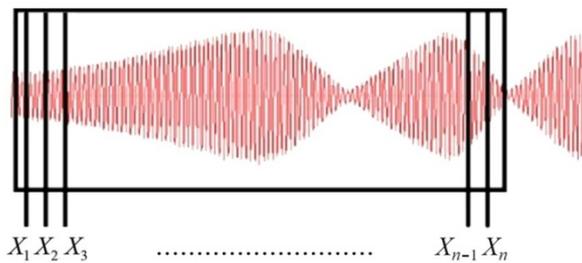


Рис. 3. Формирование входных значений

скрытого слоя – это матрица выходных сигналов входного слоя $Y_i^{вх}$ умноженная на матрицу весовых коэффициентов синаптических связей $W_{ij}^{вх-скрыт}$ [3]. Выходной сигнал скрытого слоя – это активированный сигнал матрицы входных сигналов. Итоговым ответом перцептрона является активированный сигнал, получаемый умножением матрицы выходных сигналов скрытого слоя $Y_i^{скрыт}$ на матрицу весовых коэффициентов синаптических связей $W_{ij}^{скрыт-вых}$.

Обучение перцептрона

Предварительно перцептрон имеет произвольные весовые коэффициенты синаптических связей и его реакция на предоставляемые данные о текущем режиме хаотична, так как неизвестно какими должны быть весовые коэффициенты для выявления асинхронного режима. Нахождение необходимых коэффициентов для успешного выявления перцептроном аварийных режимов называется обучением.

коэффициентов преобразования сигналов, связывающих нейроны, то представим его в матричном виде (рис. 2).

Входной слой – это одномерная матрица, состоящая из i элементов, скрытый слой – одномерная матрица из j элементов, и выходной слой – один элемент. Связи образуют двумерную матрицу весовых коэффициентов $W_{ij}^{вх-скрыт}$

между входным и скрытым слоем размерности $i \times j$ и одномерную матрицу коэффициентов $W_{ij}^{скрыт-вых}$ между скрытым и выходным слоями размерности $i \times 1$.

Обработка информации

В качестве входной информации о текущем режиме работы энергосистемы возьмём массив из n элементов (рис. 3), или вектор (так как этот массив одномерный), каждый элемент которого

В качестве входных сигналов нейронов входного слоя примем вектор значений текущего режима работы энергосистемы. Входные сигналы нейронов скрытого слоя являются суммой произведений выходных сигналов входного слоя на соответствующие весовые коэффициенты связей нейронов, или, иначе, матрица входных сигналов

Для обучения используем способ «обучение с учителем». Для этого предоставим перцептрон обучающий набор, состоящий из векторов «обучающих примеров» и соответствующих им правильных ответов. Ошибка перцептрона равна разнице между правильным ответом и ответом перцептрона. Так как ответ и ошибка являются функцией от входного сигнала и набора матриц весовых коэффициентов, то обучение имеет целью изменение этих матриц для минимизации этой функции (2) [2].

$$\text{Ответ} = f_3(\sum W_{23} \cdot [f_2(\sum W_{12} \cdot f_1(X_0))]) \quad (2)$$

Для отыскания новых весовых коэффициентов используем метод стохастического градиентного спуска. Изменение весовых коэффициентов от слоя i к слою j считается по формуле (3) [5]:

$$\Delta W_{ij} = -lr \cdot \text{Error}_j \cdot \frac{\partial Y_j}{\partial X_j} \cdot Y_i, \quad (3)$$

где lr – коэффициент скорости обучения, Error – ошибка выходного сигнала слоя, на который приходит сигнал через соответствующий весовой коэффициент. В итоге имеем для каждого весового коэффициента пересчёт по формуле (4):

$$W_{ij}^{NEW} = W_{ij}^{OLD} - lr \cdot \text{Error}_j \cdot \frac{\partial Y_j}{\partial X_j} \cdot Y_i. \quad (4)$$

Ошибку для нейронов скрытого слоя найдем, согласно формуле (5) [5]:

$$\text{Error}_i = \text{Error}_j \cdot \frac{\partial Y_j}{\partial X_j} \cdot W_{ij}^{OLD}. \quad (5)$$

Одно прямое прохождение входного сигнала от каждого обучающего примера через перцептрон с вычислением ошибки и одним обратным распространением ошибки для коррекции весовых коэффициентов формирует эпоху обучения. Каждая обучающая выборка формирует итерацию в эпохе.

Задание обучающей выборки

В обучающем наборе должны быть представлены несколько вариаций асинхронного хода (АХ), нормальных режимов работы и аварийных режимов, которые не должны приводить к срабатыванию устройства АЛАР. Поэтому обучающим векторам, имитирующим асинхронный режим, мы ставим в соответствие число «1», всем остальным примерам – «0». Обучение выявлению асинхронного хода по циклическому изменению тока заключается в задании, в обучающем наборе, нескольких векторов токовой загрузки контролируемого элемента при АХ. Векторы АХ получим, предварительно рассчитав несколько асинхронных режимов для разных расчётных схем. Ток между несинхронно работающими частями энергосистемы изменяется по кривой [4], примерный вид которой представлен на рис. 4.

Можно задавать минимальные, средние и максимальные режимы по величине периода. Максимальный период изменения токовой загрузки можно определить согласно формуле (6):

$$T_{\max} = \frac{1}{50} \sqrt{\frac{314 \cdot T_{\text{экв}} \cdot P_{\text{баз}}}{P_{\text{пред}}}}. \quad (6)$$

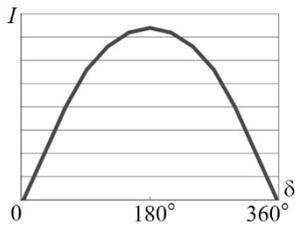


Рис. 4. Изменение тока при АХ

Минимальный период должен быть не меньше максимальной расчётной длительности КЗ. Для отстройки от синхронных качаний введём второй перцептрон, который будет работать в связке с перцептроном токового выявления АХ рис. 5.

Обучение второго перцептрона должно быть направлено на выявление им периодических изменений напряжения в соответствии с расчётной кривой асинхронного хода и отстройки от резкого снижения при КЗ. Кривые напряжения в контролируемой точке также должны быть получены путем предварительных расчётов асинхронных режимов для разных схем сети [4] и имеют вид, представленный на рис. 6.

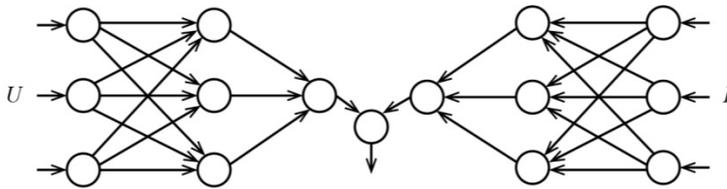


Рис. 5. Архитектура сети выявления АХ

Отстройка от ситуации с неуспешным АПВ заключается в задании режима с резким изменением тока по линии в моменты КЗ и исчезновением

тока при их отключении. Задаются максимальные и минимальные, по длительности бестоковой паузы и КЗ, режимы. Примерный вид представлен на рис. 7.

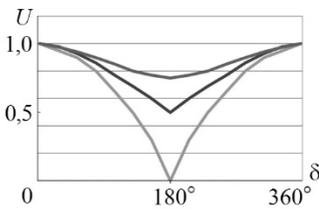


Рис. 6. Изменение напряжения при АХ в разных контролируемых точках

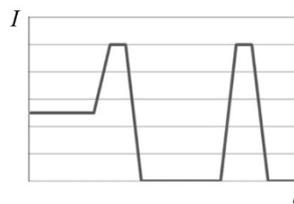


Рис. 7. Изменение тока при неуспешном АПВ

Нормальный режим задается вектором со значениями, соответствующими изменениям в нормальном режиме. Важное замечание: нет необходимости закладывать в обучающий набор все

возможные режимы, необходимо задать несколько режимов, задающих некоторую закономерность: плавное (асинхронный ход) или резкое (КЗ-АПВ) снижение, а затем увеличение значения контролируемой величины или её неизменность во времени, а также их максимальные и минимальные значения. Для надёжной работы АЛАР необходимо заложить максимальные, средние и минимальные, по значениям, режимы.

Проверка распознавания режимов

Для проверки возможностей распознавания режимов написана программа на языке С#, интерфейс программы приведен на рис. 8. Алгоритм состоит из перцептрона с входным слоем, состоящим из 20 нейронов, скрытым слоем – из 10, и выходным слоем – из 1 нейрона.

Первые 6 строчек задают обучающий набор, в который закладываются измеренные действующие значения тока в нормальном режиме, асинхронном режиме и режиме неуспешного АПВ. Ожидаемая реакция, равная «0» на нормальный режим и

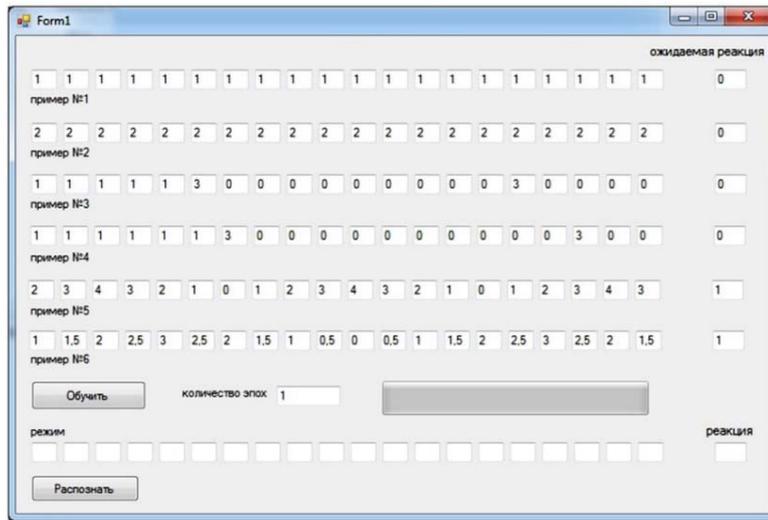


Рис. 8. Интерфейс программы

режим неуспешного АПВ, обучает АЛАР не реагировать на них. Реакция «1» – реагировать. Нижняя строка – это проверяемый режим. Зададим 20 000 эпох обучения и представим на распознавание режимы, отличающиеся от учебных. Два заданных нормальных режима (пример № 1 и № 2, рис. 9), при проверке режима с

отличными действующими значениями тока (рис. 10) дают результат 0,008, т. е. перцептрон показывает уверенность 99,2%, что данный режим не является асинхронным.

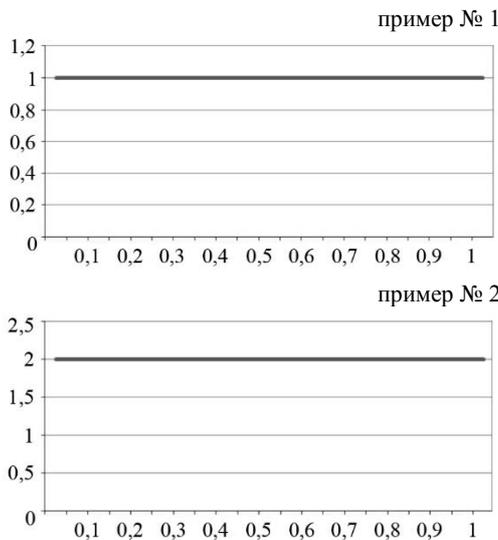


Рис. 9. Обучающие нормальные режимы

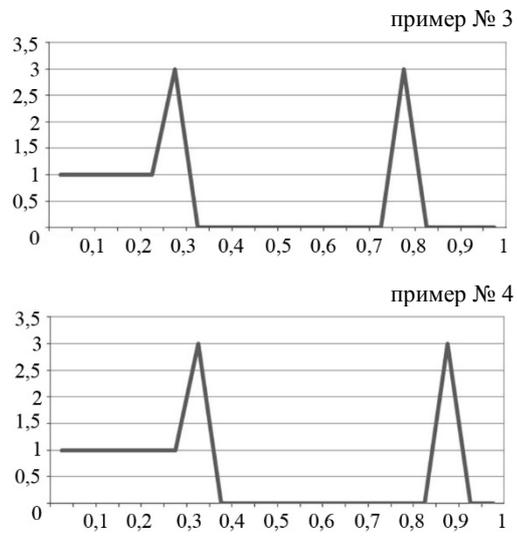


Рис. 11. Обучающие режимы неуспешного АПВ

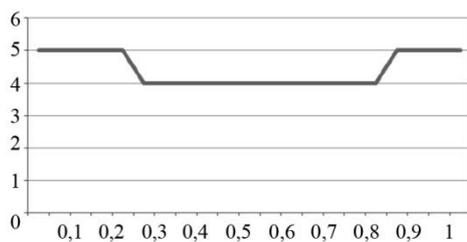


Рис.10. Проверяемый нормальный режим

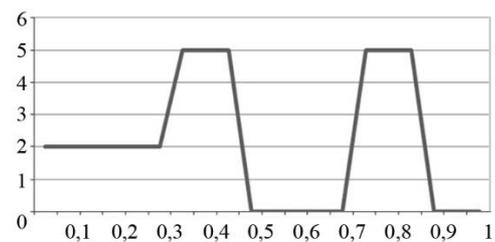


Рис. 12. Проверяемый режим неуспешного АПВ

Два заданных режима неуспешного КЗ (пример № 3 и № 4, рис. 11) при проверке режима с отличными действующими значениями тока и продолжительности КЗ (рис. 12) дают результат 0,041, т. е. перцептрон показывает уверенность 95,9%, что данный режим не является асинхронным.

Два заданных режима асинхронного хода (пример № 5 и № 6, рис. 13) при проверке режима с отличными действующими значениями тока (рис. 14) дают результат 0,998, т. е. перцептрон показывает уверенность 99,8%, что данный режим является асинхронным

Возможные проблемы и их решения

Так как длительность асинхронного режима может быть разной, то можно ввести несколько перцептронов для разной длительности асинхронного хода. Это также даст резервирование каждого перцептрона, так как перцептрон с более длительным временным циклом слежения может среагировать на асинхронный ход, который не распознал перцептрон с коротким временным циклом слежения. Так как в перцептроне производится перемножение матриц, а также операции сложения, умножения и деления, и все это в достаточно ограниченные временные рамки, то возможно столкновение с проблемой производительности микропроцессоров физических устройств АЛАР. Поэтому необходимо оценивать требуемую производительность для выполнения полученных алгоритмов.

Необходимая производительность устройств

Приближенно требуемую производительность можно оценить, используя такую внесистемную единицу как FLOP (Floating Point Operations). FLOP равна количеству операций с плавающей точкой. При перемножении двух матриц размерностей $l \times m$ и $m \times n$ количество FLOP вычисляется по формуле (8):

$$\text{FLOP}(A^{l \times m} \times B^{m \times n}) = l \times n \times m + l \times n \times (m - 1). \quad (8)$$

В каждом нейроне активируется входной сигнал, это 7 операций. Например, перцептрон с входным слоем из 20 нейронов и скрытым из 10 использует около 600 FLOP; при временном цикле слежения, равном 1 с, требует производительности около 12 KFLOPS (Kilo Floating Point Operations Per Second). Это без учёта времени на операции изъятия из памяти, добавления в память, параллельной работы по обеспечению работоспособности периферии и других операций, которые практически невозможно подсчитать. Сложность алгоритма растёт нелинейно с увеличением

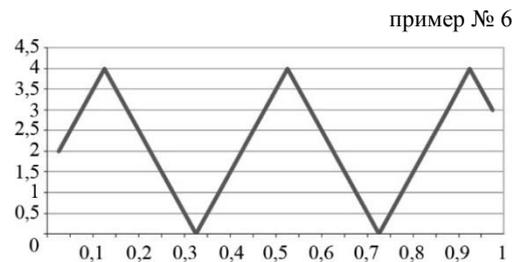
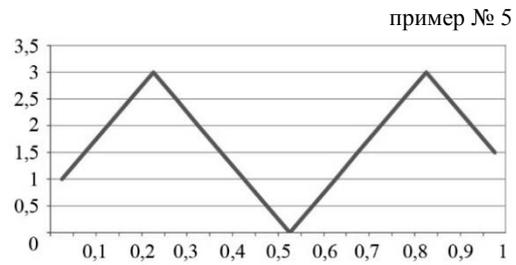


Рис. 13. Обучающие режимы АХ

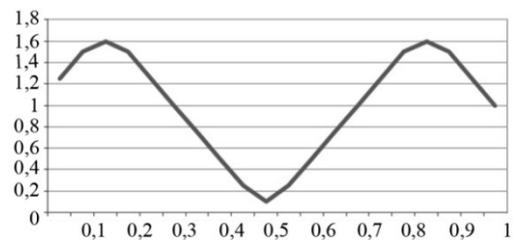


Рис. 14. Проверяемый режим АХ

количества нейронов (увеличение в 2 раза количества нейронов увеличит требуемую производительность до 4–5 раз на один перцептрон). Поэтому необходимо оценивать производительность микропроцессоров устройств противоаварийной автоматики, в которых будет использоваться данный алгоритм и подбирать их с запасом мощности не менее 70–100 %.

Выводы

Расчёты показывают, что амплитудные значения параметров, а также длительность различных режимов могут отличаться от расчётных, но это не является проблемой для автоматики, основанной на нейронных сетях. Например, действующее значение тока, в проверяемых режимах, отличалось от учебных примеров до двух раз. Это говорит о способности и перцептрона аппроксимировать полученный опыт для ситуаций, с которыми он не сталкивался при обучении, что повышает надёжность и селективность автоматики АЛАР. Алгоритм работы перцептрона достаточно простой, его можно реализовать в существующих устройствах микропроцессорной автоматики. Расчёт режимов для обучающей выборки производится по существующим методикам расчёта асинхронных режимов. Все это делает интеграцию нейронных сетей в существующую инфраструктуру противоаварийной автоматики относительно несложной.

Список литературы

1. *Розенблатт Ф.* Принципы нейродинамики. Перцептроны и теория механизмов мозга. – М.: Мир, 1965. – С. 93–96.
2. *Терехов С. А.* Лекции по теории и приложениям искусственных нейронных сетей. – Снежинск: Лаборатория искусственных нейронных сетей НТО-2, ВНИИТФ, 1998. – С. 1–35.
3. *Корн Г., Корн Т.* Алгебра матриц и матричное исчисление // Справочник по математике. – 4-е издание. – М: Наука, 1978. – С. 392–394.
4. *Гоник Я. Е., Иглицкий Е. С.* Автоматика ликвидации асинхронного режима. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – С. 5–21.
5. *Yann LeCun, Yoshua Bengio, Geoffrey Hinton.* Deep learning/ Nature Review. – London, Vol. 521, 2015. – С. 436–444.

Барышев Вадим Иванович, заместитель начальника службы тренажерной подготовки персонала Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

E-mail: bar@yug.so-ups.ru

Власов Сергей Васильевич, дежурный инженер по оперативному планированию службы оперативного планирования режимов и сопровождения рынка Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

E-mail: VlasovSV@yug.so-ups.ru

Сацук Евгений Иванович, д-р техн. наук, доцент, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: satsuk-ei@so-ups.ru

УДК 621.318.5

С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин, Е. Л. Кокорин

Оптимизация комплекса РЗиА с учётом технико-экономических параметров

Приводится обоснование значимости учёта вторичных цепей при расчёте риска нарушения работоспособности системы. Рассматриваются ключевые публикации отечественных и зарубежных авторов, затрагивающие вопросы надёжности и оценки риска отказа оборудования по причине РЗиА. Предложен метод оценки риска, основанный на определении величины потенциального недоотпуска электроэнергии на элементе первичного оборудования по причине отказа устройств РЗиА. Данным подходом учитываются ближнее и дальней резервирование защит, а также режимные параметры и вероятности возникновения возмущений в прилегающей сети.

В рамках апробации разработанного метода, проведен расчёт риска для типовой тестовой схемы IEEE 14, выявлены основные зависимости, произведено сравнение риска, возникающего при применении различных систем обслуживания. Выполнена комплексная оценка эффективности подходов к обслуживанию устройств РЗиА с учётом затрат на их реализацию и риска нарушения работоспособности электрической сети.

Ключевые слова: расчёт рисков, оптимизация ТО, РЗиА, программы замены оборудования.

Введение

Энергосистема является сложным, чрезвычайно ответственным и дорогостоящим объектом и наиболее действенным методом исследования протекающих в ней процессов является математическое моделирование. Оно позволяет исследовать существующие объекты, оценивать перспективы строительства новых и моделировать процессы в перспективной сети, решая задачи многовариантного выбора.

Все методы учёта надёжности РЗиА можно условно разделить на две группы, методы, рассматривающие надёжность с точки зрения внешних факторов и анализирующие процессы, протекающие непосредственно во вторичных цепях.

В основу первой группы методов положено то, что последствия отказа первичного элемента, как правило, более очевидны и применимы в дальнейших расчётах. Метод сопоставления элементов первичной и вторичной схем, разработанный Я. С. Гельфандом, позволяет, основываясь на системе правил определить отказу какого первичного элемента, с точки зрения возникающего ущерба, эквивалентен отказ конкретного устройства РЗиА [1]. В качестве недостатков этого метода следует отметить сложность его алгоритмизации для автоматизированного анализа.

Кроме того, к первой группе методов относятся методы логико-вероятностных преобразований [2], позволяющие определять устойчивость к КЗ конкретного элемента сети. На этой базе строятся методы оценки работы РЗиА при развитии каскадных аварий, где вероятность отказов РЗиА определяется при помощи деревьев отказов [3, 4]. Задача моделирования сложносвязной топологии первичной и вторичной схем также подвергалась анализу при помощи современных математических методов, таких как: метод Монте-Карло и нейронных сетей [5].

Ко второй группе можно отнести методы, основанные на цепях Маркова, которые позволяют получать различные значения вероятности определенных состоя-

для m вторичных устройств, так, например, для устройства n_0 – устройств $[n_{01}; n_{0m}]$ соответственно. Каждый элемент первичного оборудования характеризуется вероятностью возникновения в нем КЗ q_{sc} . Каждое устройство РЗА характеризуется тремя следующими величинами: q_f – вероятность ложного срабатывания, q_{pu} – вероятность нахождения защиты в неработоспособном состоянии, q_{iop} – вероятность нахождения защиты в состоянии с возможным излишним срабатыванием.

Пусть требуется рассчитать риск отключения первичного элемента n_0 от устройств РЗА. Под риском в данном случае понимается величина недоотпуска электроэнергии, вызванная неправильным действием РЗА. Такой риск описывается формулой (1).

$$Risk = \left(\sum_{i=1}^{m_0} q_{fn0i} + \sum_{j=1}^k q_{scj} \cdot \sum_{z=1}^{m_j} q_{pujz} + \sum_{i=1}^{m_0} q_{iop0i} \cdot \sum_{j=1}^k q_{scj} \right) \cdot P \cdot t_{sa}, \quad (1)$$

где $\sum_{i=1}^{m_0} q_{fn0i}$ – сумма вероятностей ложного срабатывания защит элемента n_0 ;

$\sum_{j=1}^k q_{scj} \cdot \sum_{z=1}^{m_j} q_{pujz}$ – сумма произведений вероятности КЗ на элементах, смежных рас-

сматриваемому, на $\sum_{z=1}^{m_j} q_{pujz}$ – вероятность нахождения их защит в неработоспособ-

ном состоянии (по несрабатыванию); $\sum_{i=1}^{m_0} q_{iop0i} \cdot \sum_{j=1}^k q_{scj}$ – произведение вероятности

нахождения защит устройства n_0 в неработоспособном состоянии по излишнему срабатыванию на вероятность КЗ в смежных элементах; P – мощность, протекающая по устройству в нормальном режиме.

3. Входные данные

Апробация метода произведена для типовой схемы IEEE 14. Сеть с обозначением основных элементов приведена на рис. 2. Исходные данные по режимным параметрам и вероятностям отказов, первичным элементам соответствуют данным в ранее опубликованной статье авторов [11]. Данные по надёжности устройств РЗА были переработаны и детализированы.

В модели были учтены три группы устройств по принципиальной базе: электромеханические, микропроцессорные, микропроцессорные с повышенным уровнем контролируемости цепей. Каждая из групп представлена в виде отдельной строки в табл. 1. Мониторинг вторичных цепей выполняется сегментировано, всего было выделено 5 видов контроля РЗА [12], каждому из которых соответствует столбец табл. 1. Если принять каждый вид мониторинга, обозначенного «+», за 20 % наблюдаемости всего комплекса, а обозначенного «≠», за 10 %, то полученное распределение примет вид, представленный в последнем столбце таблицы.

Для представленных в табл. 2 устройств дополнительно уточним систему обслуживания. К первому типу отнесены электромеханические устройства, с восьмилетним циклом обслуживания, что соответствует четырем годам между ближайшими профилактическими мероприятиями. Ко второму типу отнесены микропроцессорные устройства, выполненные по традиционной схеме, обслуживаемые в рамках планово-предупредительной системы. Устройства третьего типа – микропроцессорные (МП)

устройства, в которых внедрены дополнительные алгоритмы контроля [12], также обслуживаемые в рамках действующих норм. К четвертому типу – устройства третьего типа, переведенные на обслуживание по состоянию, в качестве $T_{ТО}$ установлено 20 лет равное общепринятому сроку службы терминала. Вероятности ложных срабатываний q_f и отказов q_o приняты равными усредненным статистическим значениям [13, 9].

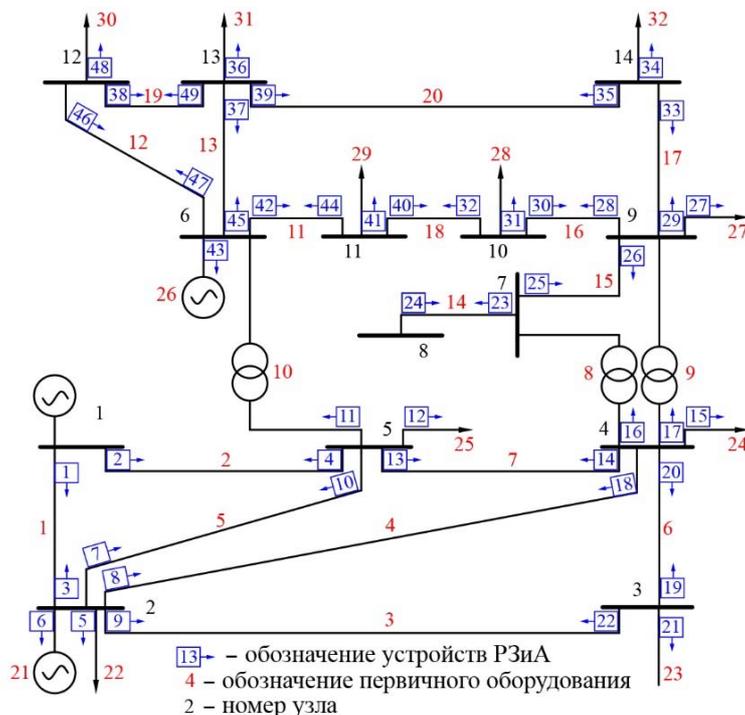


Рис. 2. Карта-схема тестовой сети, составленной на основании 14 узловой модели IEEE

Таблица 1

Наблюдаемость вторичных цепей

Тип	Токовые цепи	Цепи напряжения	Логика	Дискретные входы	Выходные цепи	Степень охвата СК, %
ЭМ		+			±	30
МП		+	±		±	40
МП+мон	+	+	±	±	+	70

Таблица 2

Принятые показатели надёжности РЗиА

№ типа	Тип	Q_o	q_f	Степень охвата СК	$T_{ТО}$
Тип 1	Электромеханические	0,005	0,005	0,3	4
Тип 2	Микропроцессорные	0,01	0,01	0,4	4
Тип 3	Микропроцессорные + мониторинг	0,01	0,01	0,7	4
Тип 4	Микропроцессорные + мониторинг + обслуживание по состоянию	0,01	0,01	0,7	20

Результаты, полученные на основании модели внутренних факторов МП РЗА [10] говорят о том, что вероятности нахождения устройств в неработоспособном состоянии, помимо частоты ТО и полноты самодиагностики, зависят от такого внешнего фактора, как частота КЗ на элементе первичной схемы.

В рамках рассматриваемой задачи, все защиты рассматриваются выполненными с близким резервированием, т. е. в каждой точке подключения защит установлено два взаиморезервирующих комплекта. Отметим, что при учёте резервирования неработоспособность устройств, вызывающую несрабатывание и неработоспособность, вызывающую излишнее срабатывание стоит учитывать по-разному. Излишнее срабатывание может наступить в случае нахождения любой из защит в неработоспособном состоянии, в то время как для несрабатывания защит оба комплекта должны находиться в неработоспособном состоянии одновременно, что представлено на рис. 3.

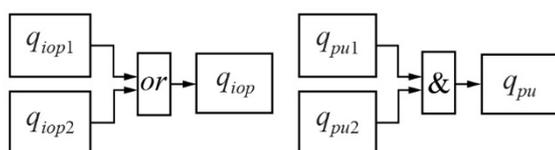


Рис. 3. Неработоспособность на излишнее срабатывание и несрабатывание при наличии резервирования

Зависимость неработоспособности РЗА по несрабатыванию от частоты КЗ на защищаемом элементе (рис. 4), полученная на основании модели внутренних факторов [10], показывает, что при редких КЗ эффективность самодиагностики колоссальная, в то время, как частота ТО почти не дает прироста надёжности.

Однако, при частых КЗ неисправность быстро обнаруживает себя и вероятность её проявления повторно будет резонно ниже из-за чего при частых КЗ надёжность необслуживаемых РЗА примерно приближается к неработоспособности обслуживаемых защит.

Зависимость неработоспособности РЗА на излишнее срабатывание от частоты КЗ на защищаемом элементе (рис. 5), показывает достаточно высокую степень эффективности ТО, при большой частоте КЗ, вероятность неработоспособного состояния на излишнее срабатывание без выполнения ТО почти вдвое хуже, чем при его наличии.

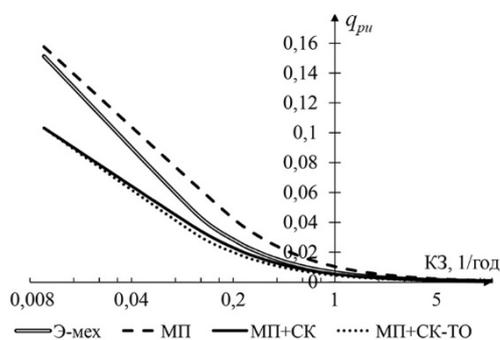


Рис. 4. Зависимость неработоспособности РЗА на несрабатывание q_{pu} от частоты КЗ для различных видов устройств РЗА

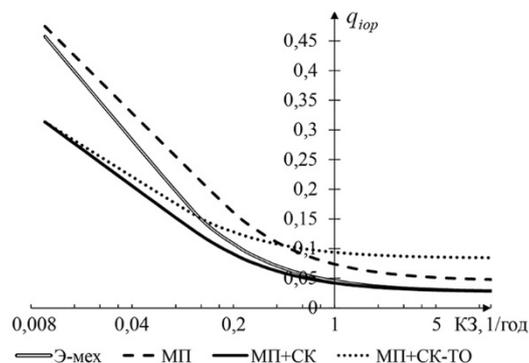


Рис. 5. Зависимость неработоспособности РЗА на излишнее срабатывание q_{iop} от частоты КЗ для различных видов устройств РЗА

В исходной схеме на ПС установлены защиты типов 1 и 2. Примем, что количественно они соотносятся как 80 % к 20 %, и устройства были распределены по тестовой сети случайным образом.

Итоговые данные по неработоспособности устройств РЗА принимают вид, представленный в табл. 3, где показан фрагмент входных данных по защитам.

Таблица 3

Входные данные по неработоспособности РЗА для расчёта системной надёжности

№ РЗА	q_f	$q_{кз}$	$q_{кз\text{ внеш}}$	Тип	$q_{ри}$			q_{ior}		
					нач.	тип 3	тип 4	нач.	тип 3	тип 4
1	0,005	0,87	9,71	1	0,01	0,009	0,009	0,03	0,03	0,08
2	0,005	2,42	4,04	1	0,002	0,002	0,002	0,03	0,03	0,08
7	0,01	2,55	8,64	2	0,002	0,002	0,002	0,03	0,03	0,08
8	0,01	2,61	9,18	2	0,002	0,002	0,002	0,03	0,03	0,08
14	0,005	0,60	10,63	1	0,01	0,009	0,009	0,03	0,03	0,08
20	0,005	3,00	5,35	1	0,002	0,002	0,002	0,03	0,03	0,08
28	0,005	0,17	1,17	1	0,03	0,02	0,02	0,05	0,05	0,08
34	0,005	0,01	1,62	1	0,12	0,08	0,08	0,05	0,05	0,08
39	0,005	0,93	2,26	1	0,004	0,003	0,003	0,07	0,05	0,08
40	0,01	0,44	0,71	2	0,022	0,01	0,01	0,1	0,05	0,08
45	0,005	0,36	3,33	1	0,013	0,011	0,011	0,05	0,05	0,08
49	0,005	1,20	1,97	1	0,004	0,003	0,003	0,05	0,05	0,08

В столбце «№ РЗА» приведен номер устройства на рис. 2, в столбце « q_f » – вероятность внезапного наступления ложного срабатывания устройства, в столбце « $q_{кз}$ » – вероятность КЗ на защищаемом элементе, а в столбце « $q_{кз\text{ внеш}}$ » – его вероятность на элементах смежных с защищаемым, в столбце «Тип» приводится тип устройства в исходной схеме. В столбцах « $q_{ри}$ » и « q_{ior} » приведены показатели неработоспособности на несрабатывание и излишнее срабатывание соответственно, причем, показатель неработоспособности для соответствующего типа, определялся по кривым на рис. 4, 5 с учётом частоты КЗ на защищаемом элементе или смежных с ним. В столбце «нач.» представлены исходные показатели надёжности. В столбцах «тип 3» и «тип 4» приведены потенциальные показатели надёжности, которые будут получены при замене на цифровые устройства, при наличии и без обслуживания соответственно. Видим, что в столбце «тип 4» некоторые показатели продемонстрировали снижение относительно исходно установленных устройств, что соответствует представлениям рис. 4, 5. Однако при использовании необслуживаемых устройств, эффект не всегда отрицательный и при принятии такого варианта значительно снижаются затраты на обслуживание, что будет показано дальнейшими расчётами.

4. Опытно-промышленные расчёты

На основании исходных данных, описанных ранее, были произведены расчёты по модели. Эксперимент проводился следующим образом: сначала было рассчитано значение риска для исходной схемы, т. е. до замены устройств РЗА. После этого

все устройства поочередно заменялись на новые, т. е. в результате получено два независимых результата после замены всех устройств в сети на устройства типов 3 и 4 соответственно.

При решении задачи встает вопрос о форме представления недоотпуска. В статье [11] были рассмотрены различные варианты, анализ непосредственно риска отказа элемента, анализ риска отказа по узлам (сумма рисков отказа всех элементов, влияющих на величину риска друг друга), а также сокращение риска при замене оборудования. Последний показатель принят в качестве основного при решении рассмотренной задачи.

На рис. 6 представлена полученная зависимость риска от протекающей по элементу мощности.

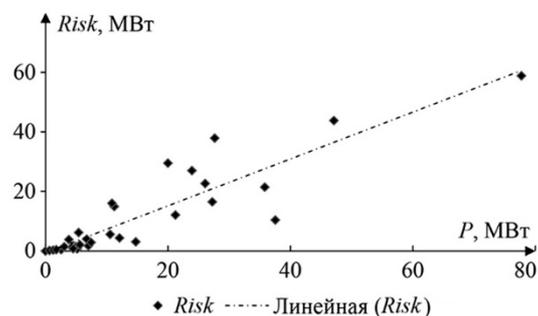


Рис. 6. Зависимость риска отказа элемента по вине РЗА от величины протекающей мощности

Видно, что при увеличении мощности элемента увеличивается потенциальный ущерб, т. е. при той же самой вероятности отказа оборудования, ущерб отказа более загруженного, как произведение вероятности на протекающую мощность, будет большим. Полученный результат обосновывает традиционно применимые схемы защит присоединений, степень резервирования и сложность которых растет с увеличением класса напряжения, а значит и нагрузки.

На рис. 7 представлена зависимость Risk отказа РЗА в МВт от величин q_{iop} , q_{pu} устройств системы. Можно видеть, что зависимость достаточно слабая, что подтверждается существенным отклонением точек от дополнительно построенной на графике скользящей средней.

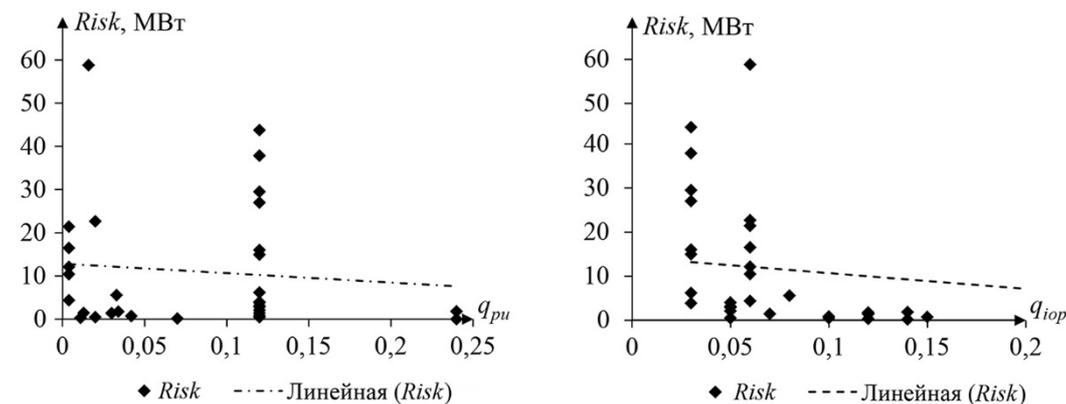


Рис. 7. Зависимость риска отказа элемента от величин q_{pu} , q_{iop}

После расчёта изменения риска по каждой точке подключения устройств РЗА при замене, была получена характеристика, представленная на рис. 8. В случае замены исходных защит на устройства типа 3, надёжность растет по всем присоединениям, однако, при отказе от обслуживания, ситуация становится неоднозначной. Динамика изменения рисков соответствует динамике показателей неработоспособ-

ности в табл. 2, что свидетельствует корреляции между указанными параметрами. Режимные параметры вносят больший вклад, однако, сказать, что неработоспособность не влияет на риск нельзя, однако её влияние прослеживается с несколько меньшей степенью корреляции. Для ряда защит выявлен обратный эффект – увеличение показателя риска при замене. Основной причиной снижения показателя является – большая почти в 2 раза, чем для защит типов 1–3, вероятность нахождения защит типа 4 в состоянии неработоспособности на излишнее срабатывание при больших частотах внешних КЗ.

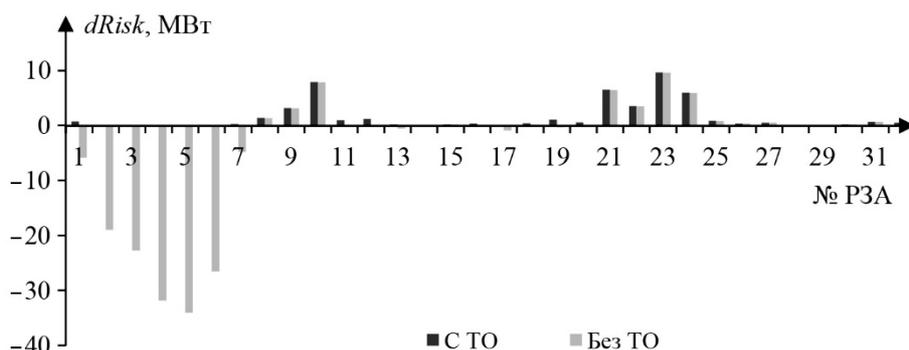


Рис. 8. Сокращение/увеличение риска при замене защит на МП

Для итогового анализа вычислены суммарные показатели риска по системе. Результаты представлены в виде табл. 4.

Таблица 4

Суммарные показатели риска по системе в зависимости от стратегии эксплуатации

Вариант обслуживания	Risk, MWt	Отклонение от нач., %
Начальный	1059	0
Тип 3	480,6	-54
Тип 4	881,4	-17

Видно, что оба подхода к модернизации защит снижают риск, однако при отказе от ТО сокращение риска (-17%) меньше по сравнению с вариантом с ТО (-54%). С целью формализации оценки эффективности обслуживания РЗА необходимо технико-экономическое сравнение затрат на ТО.

5. Технико-экономическое обоснование модели обслуживания

Затраты на эксплуатацию Z_3 оборудования РЗА включают в себя такие составляющие, как: $Z_{ТО}$ – затраты непосредственно на ТО; Z_0 – затраты на оборудование; Z_T – затраты на транспорт, – и могут быть вычислены при помощи выражения (2).

$$Z_3 = Z_{ТО} + Z_0 + Z_T. \quad (2)$$

Затраты на ТО могут быть вычислены исходя из количества устройств $k_{уст}$, частоты обслуживания $T_{ТО}$ и затрат на эксплуатацию каждого устройства $Z_{ТО(1)}$ при помощи выражения (3).

$$Z_{TO} = Z_{TO(1)} \cdot k_{уст} / T_{TO} \quad (3)$$

Затраты на эксплуатацию каждого устройства вычисляются при помощи выражения (4), исходя из заработной платы бригады (ЗП) и её максимально возможной загрузке по ТО в месяц $n_{уст/мес}$.

$$Z_{TO(1)} = ЗП \frac{1}{n_{уст/мес}} \quad (4)$$

Затраты на оборудование, вычисляемые по формуле (5) зависят от стоимости испытательного оборудования $C_{исп.уст}$, срока его амортизации $T_{ис.уст}$ и количества необходимых установок $m_{исп.уст}$.

$$Z_o = C_{исп.уст} \cdot m_{исп.уст} / T_{ис.уст} \quad (5)$$

Затраты на транспорт складываются из стоимости бригадного автомобиля $C_{авт}$ со сроком амортизации $T_{ис.авт}$, а также – заработной платы водителя $ЗП_в$. Кроме того, были учтены затраты на бензин и текущий ремонт \mathcal{E}_3 .

$$Z_t = C_{авт} / T_{ис.авт} + (ЗП_в + \mathcal{E}_3) \cdot 12 \quad (6)$$

Данные для расчёта затрат представлены в табл. 5. Так как норм времени по обслуживанию МП устройств не существует, расчёт параметров произведен на основании данных по ДФЗ-201 [14] и статистических показателей.

$$Y = Risk \cdot C_{э-эн} \cdot t \quad (7)$$

Стоимость электроэнергии $C_{э-эн}$ принята равной двойному тарифу (3,7 руб./кВт·ч) с учётом штрафов за недоотпуск электроэнергии. Время ликвидации аварии принято равным времени оперативных переключений в 1 час.

Таблица 5

Исходные данные для расчёта технико-экономических параметров

T_{TO} , лет	$k_{уст}$	ЗП, руб.	$n_{уст/мес}$	$C_{исп.уст}$, руб.
4	49	65 000	4,43	1 000 000
$m_{исп.уст}$	$T_{ис.уст}$, лет	$C_{авт}$, руб.	\mathcal{E}_3 , руб.	ЗП _в , руб.
1	8	600 000	20 000	25 000

Результаты расчёта затрат на эксплуатацию по выражениям (2–6) и потенциального ущерба в денежных единицах по выражению (7), соответственно, представлены в табл. 6.

Таблица 6

Затраты по системе в зависимости от стратегии эксплуатации

Вариант обслуживания	$Risk$, МВт	Y, тыс. руб.	Z_o , тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.	Относительные затраты, о.е
Начальный	1059	3918,3	948,25	4 866,55	1,8
Тип 3	480,6	1 778,22	948,25	2 726,47	1
Тип 4	881,4	3 261,18	0	3 261,18	1,2

Видно, что при заданных параметрах обслуживать защиты выгоднее, чем не обслуживать. Однако в зависимости от местных условий затраты на транспорт, время переключений могут сильно различаться, так в рассматриваемом примере при достижении стоимости ремонтной компании 1500 тыс. руб. необслуживаемые устройства становятся более экономически выгодными.

Выводы

В статье рассмотрен авторский метод определения вклада устройств РЗА в общий риск отказа системы. Представленный метод позволяет выполнять анализ эффективности решений по реконструкции, развитию и эксплуатации РЗА энергосистемы. На основании характеристик надёжности устройств РЗА, произведен расчёт риска для тестовой схемы, который показал, что недотпуск электроэнергии значительно подвержен влиянию характеристик работоспособности устройств РЗА. Было показано, что риск отказа устройств зависит не только от параметров надёжности непосредственно компонентов, но и от системы обслуживания и других факторов. Проведен анализ влияния на итоговый риск системы таких показателей, как загрузка оборудования, вероятность его нахождения в неисправном состоянии, кроме того – косвенно, таких показателей, как эффективность самодиагностики, частота коротких замыканий сети.

Наибольший интерес с точки зрения авторов представляют следующие выводы: При низкой частоте КЗ защита не проверяется на периоде между ТО, что сопровождается снижением её надёжности, однако риск отказа таких устройств незначительный по причине малой вероятности непосредственно повреждения. Для необслуживаемых устройств, риск излишних срабатываний при большой частоте коротких замыканий, значительно выше, чем для обслуживаемых. Техно-экономическая оценка суммарных затрат на эксплуатацию с учётом потенциальных рисков показала, что снижение издержек на эксплуатацию сопоставимо с затратами на оплату неустоек при отключении энергопринимающих устройств и отказа оборудования электрической сети по причине РЗА.

Список литературы

1. *Гельфанд Я. С.* Релейная защита распределительных сетей. 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
2. *Kuruganty P.R.S., Billinton R.* Protection System Modelling in a Probabilistic Assessment of Transient Stability // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1981.
3. *Phadke A., Thorp J.* A New Computer-Based Flux-Restrained Current-Differential Relay for Power Transformer Protection // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1983.
4. *Liu X., Shahidehpour M., Cao Y., Li Z., Tian W.* Risk Assessment in Extreme Events Considering the Reliability of Protection Systems // IEEE Trans Smart Grid, 2015.
5. *Li Z., Chen Q., Gao Z., Nie D.* Fault diagnosis of 3/2 connection // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, 2012.
6. *Шалин А. И.* Надёжность и диагностика релейной защиты энергосистем. – Новосибирск: НГТУ, 2002.

7. Постановка и решение задач Марковских процессов на ЭВМ, ГОУ ВПО «МГТУ». – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ», 2007.
8. *Зеленцов Б. П., Трофимов А. С.* Исследование модели функционирования резервированной по несрабатыванию системы релейной защиты // Релейная защита и автоматизация, 2017, вып. 4(29).
9. *Kutt J. J., Weber M. S., Hou D., Schweitzer D. H.* Predicting the Optimum Routine Test Interval for Protective Relays // IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, No. 2, April 1995, pp. 659–665.
10. *Кокорин Е. Л., Дмитриев С. А.* Оценка работоспособности устройств релейной защиты и автоматики на основе графовой вероятностной модели // XX Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям (SCM'2017), – Санкт-Петербург, 2017. – Т. 1. – С. 404–407.
11. *Kokorin E. L., Dmitriev S. A.* Calculation of the relay protection and automation failure risks // Труды Международной шестнадцатой научно-технической конференции «Электроприводы переменного тока», 2018.
12. *Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Кокорин Е. Л.* Степень контролируемости вторичных цепей подстанции // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 77. – С. 132–141.
13. *Китушин В. Г.* Надёжность энергетических систем. – М.: Высшая школа, 1984.
14. Нормы времени на техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики. – М.: ЦОТэнерго, 1996.

Дмитриев Степан Александрович, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: dmstepan@gmail.com

Кокин Сергей Евгеньевич, д-р техн. наук, профессор, заместитель директора по науке Уральского энергетического института Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: kokinser@list.ru

Кокорин Евгений Леонидович, аспирант кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: evgenii.kokorin@gmail.com

УДК 621.314

Н. А. Алексеев, П. Ю. Булыкин, Е. Ю. Змазов, В. Н. Карпов, Н. Г. Лозинова,
А. М. Матинян, М. В. Пешков, О. В. Сулова

Оценка надёжности нового высоковольтного вентильного оборудования ПС Выборгская

Приводятся результаты схемных решений нового высоковольтного вентиля для модернизации ПС Выборгская. Рассчитывается надёжность нового вентиля. Показано, что новый вентиль имеет показатели надёжности не ниже мировых.

Ключевые слова: высоковольтный вентиль, надёжность, эксплуатационный ресурс, методика оценки надёжности.

Введение

Высоковольтные тиристорные вентили для передач и вставок постоянного тока представляют собой сложное дорогостоящее оборудование. Экономический эффект от применения высоковольтных вентилях зависит от потерь в вентиле, эксплуатационных расходов, наработки на отказ и срока их службы. Оборудование в электроэнергетике должно иметь эксплуатационный ресурс не менее 25 лет.

Выборгская преобразовательная вставка постоянного тока эксплуатируется более 35 лет. В целом этот объект имеет высокую надёжность, но достигается это за счёт увеличенных эксплуатационных расходов. Основной причиной вынужденных простоев блоков Выборгской преобразовательной вставки являются течи деионизованной воды.

В настоящее время АО «НТЦ ФСК ЕЭС» совместно с ОАО «НИИПТ» и ОАО «Айдис групп» разрабатывают новый высоковольтный вентиль. Целью разработки является замена выработавшего свой ресурс вентильного оборудования ПС Выборгская и создание надёжного прототипа для будущих передач постоянного тока.

Новый вентиль с одной стороны должен быть не хуже современных решений, а с другой, «вписаться» в существующую компоновку вентильного зала и интегрироваться в существующие системы управления, регулирования и регистрации аварийных процессов.

В данной статье оценивается надёжность нового высоковольтного вентиля, а также вставок и передач на его основе.

1. Структура нового вентиля блока вентилях преобразовательного моста БВПМ

Общая структура БВПМ

Блок-схема БВПМ представлена на рис. 1.

БВПМ состоит из двух высоковольтных тиристорных вентилях (ВТВ) преобразовательного моста. Один ВТВ подключен между катодом и фазой, другой – между анодом и фазой.

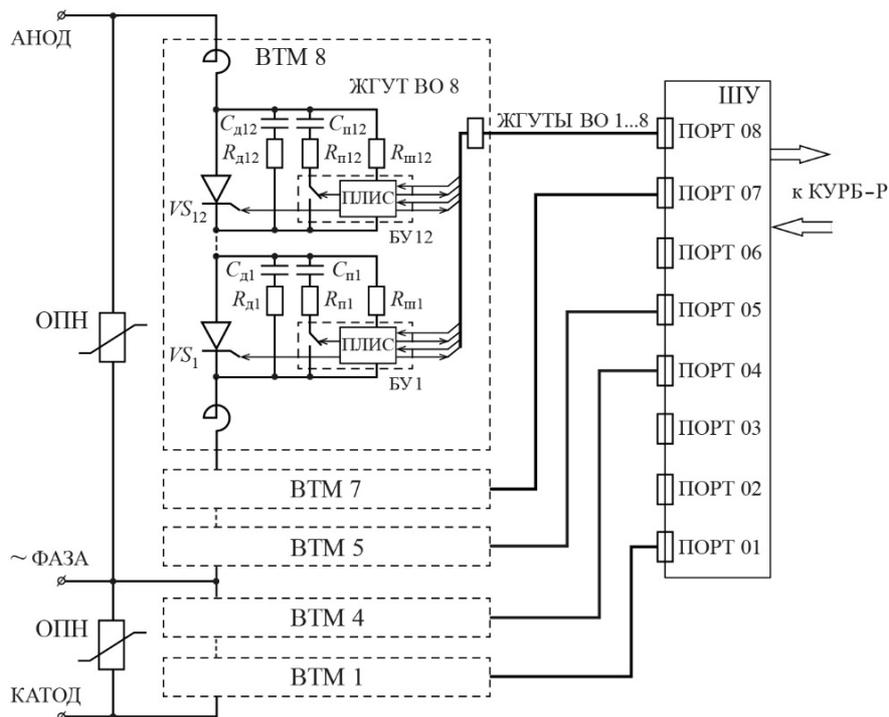


Рис. 1. Блок-схема ВВПМ:

VS_1 – VS_{12} – тиристоры; $C_{дi}$, $R_{дi}$ – конденсатор и резистор демфирующей цепочки;
 $C_{пi}$, $R_{пi}$ – элементы цепи отбора мощности для питания драйвера;
 $R_{шi}$ – шунтирующее сопротивление ($i = 1, \dots, 12$ по количеству тиристоров в ВТМ);
 ШУ – шкаф управления; ПЛИС – программируемая логическая интегральная схема;
 КУРБ-Р – комплекс аппаратуры регулирования и защиты преобразовательного блока (реверсивный)

В состав ВТВ входят:

- 4 высоковольтных тиристорных модуля (ВТМ);
- рамная изолирующая конструкция;
- система передачи и распределения импульсов управления тиристорами;
- система теплоотвода потерь, выделяемых в элементах блока;
- комплект внутренней ошиновки для последовательного подключения ВТМ;
- ограничители перенапряжений (ОПН).

1.1. Высоковольтный тиристорный модуль

Высоковольтный тиристорный модуль представляет собой конструктивно законченное устройство, состоящее из последовательно соединённых двух дросселей насыщения и тиристорной сборки.

Тиристорная сборка состоит из последовательно соединённых 12 тиристоров типа Т283-1600-60 и 13 охладителей с единым прижимным устройством, блока конденсаторов (БК), резисторов цепей деления напряжения между тиристорными ячейками. В тиристорный модуль также входит стойка с блоками управления (БУ) и узлами высоковольтной защиты (ВЗ), два коллектора с трубками для подвода (отвода) охлаждающей жидкости к охладителям и дросселям насыщения.

1.2. Тиристорная ячейка (ТЯ)

Тиристорная ячейка – это часть оборудования модуля вентиля, рабочее напряжение которой определяется классом тиристора. Оборудование ТЯ функционирует автономно от других ячеек. Синхронность включения тиристоров обеспечивается синхронностью сигналов управления на БУ тиристоров.

Тиристорная ячейка включает в себя:

- тиристор (Т);
- комплект резисторов R и RC цепей;
- конденсаторы RC цепи;
- блок управления (БУ);
- устройство высоковольтной защиты ВЗ.

1.3. Блок управления тиристором (БУ)

Функциональная схема БУ показана на рис. 2.

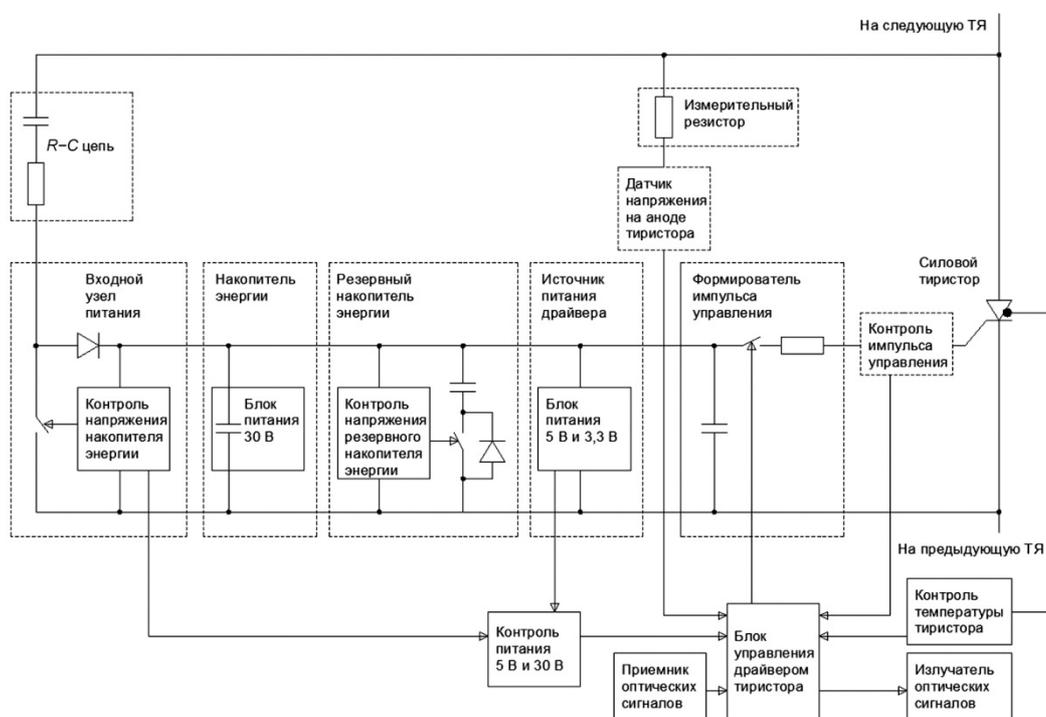


Рис. 2. Функциональная схема БУ

1.4. Схема высоковольтной защиты тиристора

Схема высоковольтной защиты (блок ВЗ) тиристора (рис. 3) действует на отпирание тиристора независимо от БУ. Схема осуществляет защиту тиристора от перенапряжений, а также осуществляет управление тиристором в случае отказа БУ. При внутренних перенапряжениях в вентиле, когда пиковое напряжение на тиристоре превышает 5600 ± 200 В, схема защиты формирует импульс на включение данного тиристора независимо от напряжения на других тиристорах вентиля. Момент формирования защитного импульса определяется моментом возникновения перенапряжения.

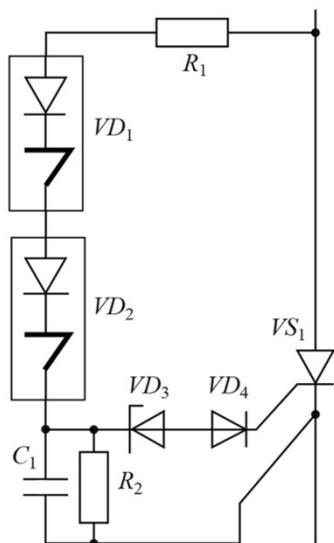


Рис. 3. Схема защитного включения

Работа вентиля с защитным включением тиристоров не ограничена во времени, но должна продолжаться до ближайшего планового отключения.

1.5. Дроссель насыщения

Дроссели насыщения предназначены для ограничения производной тока в тиристорах в момент включения и уменьшения выбросов напряжения в момент выключения. Всего в БВПМ 16 дросселей по 2 на каждом ВТМ.

Дроссель насыщения представляет собой разрезной тороидальный магнитопровод из аморфного сплава на основе железа с обмоткой из алюминиевой трубы. Дроссель имеет водяное охлаждение.

1.6. Шкаф управления

Шкаф управления представляет собой программно-аппаратный комплекс, предназначенный для управления, защиты и сигнализации ВТВ, составляющих блок

вентилей преобразовательного моста. ШУ имеет оптические связи с блоками управления ТЯ ВТВ БВПМ, находящимися на высоком потенциале.

Обмен данными между функциональными модулями ШУ осуществляется защищенным последовательным цифровым кодом, что обеспечивает высокую помехозащищенность системы. Каждый элемент системы осуществляет контроль исправности модулей, с которыми он осуществляет взаимодействие. Резервирование всех элементов и возможность горячей замены любых функциональных модулей ШУ обеспечивает его высокую надёжность.

2. Методы расчёта надёжности

Для анализа и расчёта надёжности автоматизированных систем управления технологическими процессами и силового оборудования преобразовательных подстанций [1–4, 7] используются следующие методики:

- метод логических блок-диаграмм;
- анализ дерева отказов;
- марковский анализ.

Первым шагом в расчётах является получение исходной информации для расчёта интенсивностей отказа, определенных и заданных изготовителем оборудования для каждого элемента, модуля, блока или комплектной подсистемы. Для метода логических блок-диаграмм следующим шагом будет объединение (логическое сложение и умножение) вероятностей отказов отдельных компонентов по каждой выполняемой функции (управления/защиты).

В работах НИИПТ [1], а также в зарубежных исследованиях [2], посвященных анализу расчёту надёжности высоковольтных вентилях, для указанных целей используется метод логических блок-диаграмм.

Логические диаграммы графически отображают взаимосвязь элементов и их влияние на работоспособность системы в целом. Структурно-логическая схема

представляет собой совокупность ранее выделенных элементов, соединённых друг с другом последовательно или параллельно [3].

Последовательным (с точки зрения надёжности) считается соединение, при котором отказ любого элемента приводит к отказу всей системы.

Параллельным (с точки зрения надёжности) считается соединение, при котором отказ любого элемента не приводит к отказу системы, пока не откажут все соединённые элементы.

Вероятность безотказной работы системы с последовательным соединением n элементов:

$$P(t) = p_1(t)p_2(t)\dots p_n(t) = \prod_{i=1}^n p_i(t) = \prod_{i=1}^n (1 - q_i(t)), \quad (1)$$

где $p_i(t)$ – вероятность безотказной работы i -го элемента; $q_i(t)$ – вероятность отказа i -го элемента.

Соответственно, вероятность отказа такой системы:

$$Q(t) = 1 - P(t) = 1 - \prod_{i=1}^n p_i(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_i(t)). \quad (2)$$

Если система состоит из равнонадёжных элементов ($p_i = p$), то

$$P = p_i^n, \quad Q = 1 - (1 - q)^n. \quad (3)$$

Если все элементы системы работают в периоде нормальной эксплуатации и имеет место простейший поток отказов, наработки элементов и системы подчиняются экспоненциальному распределению:

$$P(t) = \prod_{i=1}^n \exp(-\lambda_i t) = \exp\left[-\left(\sum_{i=1}^n \lambda_i\right)t\right] = \exp(-\lambda_c t), \quad (4)$$

где

$$\lambda_c = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (5)$$

эквивалентная интенсивность отказов системы; λ_i – интенсивность отказов i -го элемента.

Для системы из n равнонадёжных элементов ($\lambda_i = \lambda$).

$$\lambda_c = n\lambda; \quad T_o = \frac{T_{oi}}{n},$$

где T_o – средняя наработка системы до отказа; T_{oi} – средняя наработка до отказа i -го элемента.

Для отказа системы с параллельным соединением элементов в течение наработки t необходимо и достаточно, чтобы все её элементы отказали в течение этой наработки. Так что отказ системы заключается в совместном отказе всех элементов, вероятность чего (при допущении независимости отказов) может быть найдена по теореме умножения вероятностей как произведение вероятностей отказа элементов:

$$Q(t) = q_1(t)q_2(t)\dots q_n(t) = \prod_{i=1}^n q_i(t) = \prod_{i=1}^n (1 - p_i(t)). \quad (6)$$

Соответственно, вероятность безотказной работы:

$$P(t) = 1 - Q(t) = 1 - \prod_{i=1}^n q_i(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - p_i(t)). \quad (7)$$

Для систем из равнонадёжных элементов ($p_i = p$)

$$Q = q^n; \quad P = 1 - (1 - p)^n. \quad (8)$$

При экспоненциальном распределении наработки выражение (7) для $P(t)$ принимает вид:

$$P(t) = 1 - [1 - \exp(-\lambda t)]^n, \quad (9)$$

откуда после интегрирования и преобразований средняя наработка системы определяется как:

$$T_o = \frac{1}{\lambda} \sum_{i=1}^n \frac{1}{i} = T_{oi} \sum_{i=1}^n \frac{1}{i}, \quad (10)$$

где $T_{oi} = 1/\lambda_i$ – средняя наработка элемента до отказа.

Если элементы имеют разные показатели надёжности, то среднее время наработки до отказа определяется путем интегрирования выражения (7):

$$T_o = \int_0^{\infty} 1 - \prod_{i=1}^n (1 - p_i(t)) dt = \int_0^{\infty} 1 - \prod_{i=1}^n (1 - e^{-\lambda_i t}) dt. \quad (11)$$

Коэффициент готовности системы можно определить из выражения:

$$K_r = \frac{T_o}{T_o + T_b}, \quad (12)$$

где T_b – среднее время восстановления системы.

2.1. Расчёт надёжности БВПМ с использованием метода логических блок-диаграмм

2.1.1. Схема замещения надёжности БВПМ

Логическая блок-схема надёжности БВПМ, построенная на основании анализа структуры его, приведена на рис. 4. Элемент 1 эквивалентен отказам тиристорных ячеек БВПМ, элемент 2 – эквивалентные отказы дросселей насыщения, элемент 3 – шкафа управления, защиты и сигнализации, элемент 4 – системы охлаждения БВПМ, элемент 5 – возгорания БВПМ, элемент 6 – прочие отказы, приводящие к отключению БВПМ.



Рис. 4. Логическая блок-схема надёжности БВПМ

Логическая блок-схема расчёта надёжности тиристорной ячейки состоит из последовательно соединённых элементов: тиристора (Т), резистора демпфирующей цепи (R_d), конденсатора демпфирующей цепи (C_d), шунтирующего сопротивления ($R_{ш}$), блока управления тиристорной ячейкой (БУ) (рис. 5).



Рис. 5. Логическая блок – схема надёжности тиристорной ячейки

Логическая блок – схема расчёта надёжности БУ-ВЗ составленная на основании анализа структуры БУ и ВЗ, приведена на рис. 6. При составлении схемы учтено, что ВЗ обеспечивает формирование управляющего импульса на тиристоре в случае отсутствия импульса управления на тиристоре по причине отказа БУ и/или при неисправности в канале управления данным БУ.

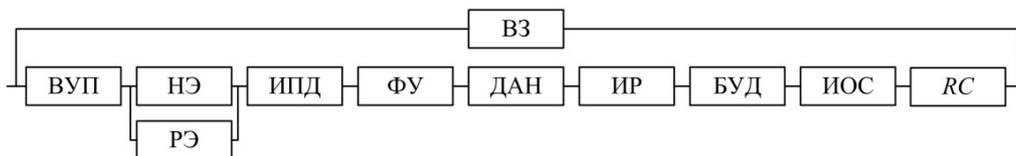


Рис. 6. Логическая блок-схема надёжности БУ-ВЗ

Наименование устройств на рис. 6: ВУП – входной узел питания, НЭ – накопитель энергии, РЭ – резервный накопитель энергии, ИПД – источник питания драйвера, ФУ – формирователь импульса управления, ДАН – датчик анодного напряжения, ИР – измерительный резистор, БУД – блок управления драйвером тиристора, ИОС – излучатель оптических сигналов, RC – RC-цепь.

Логическая блок-схема расчёта надёжности ВЗ, составленная на основании анализа структуры ВЗ, приведена на рис. 7. Обозначения устройств соответствуют элементам схемы рис. 3.



Рис. 7. Логическая блок-схема надёжности ВЗ

Эквивалентную схему замещения тиристорных ячеек можно представить в виде логической блок-схемы (рис. 8) для случая структурного резервирования со скользящим нагруженным резервом [4], где m – минимальное количество ячеек, необходимое по условиям работы тиристорного вентиля, n – количество резервных ячеек. Отказ ТВ наступает при отказе $n + 1$ тиристорных ячеек.

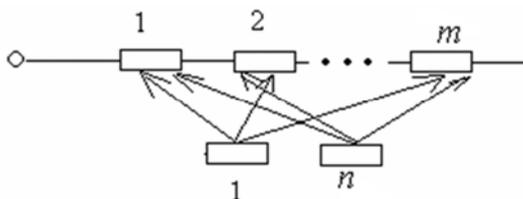


Рис. 8. Логическая блок-схема надёжности тиристорных ячеек ТВ

2.1.2. Характеристики надёжности элементов схемы замещения БВПМ

Характеристики надёжности элементов схемы замещения БВПМ представлены в табл. 1. Данные получены от разработчика БВПМ, из [4, 5], а также из данных об эксплуатации тиристорных вентилях на Выборгской преобразовательной подстанции [1, 6].

Поскольку известно, что все виды неисправностей ШУ могут быть устранены без выведения БВПМ из работы, путем горячей замены неисправных модулей шкафа, ШУ можно считать абсолютно надёжным элементом и не учитывать в схеме надёжности БВПМ.

Таблица 1

Характеристики потока отказов элементов БВПМ

Элемент	Интенсивность отказов, $\lambda \cdot 10^{-6}$, 1/ч
Тиристорная ячейка: элементы силовой части	
Тиристор	0,0087
Резистор демпфирующей цепи, R_d	0,038
Конденсатор демпфирующей цепи, C_d	0,0059
Шунтирующее сопротивление, $R_{ш}$	0,031
Тиристорная ячейка: блок управления тиристорной ячейкой	
ВУП – входной узел питания	0,0372
НЭ – накопитель энергии	0,237
РЭ – резервный накопитель энергии	0,237
ИПД – источник питания драйвера	0,7407
ДАН – датчик анодного напряжения	0,0223
ФИУ – формирователь импульса управления	0,0372
ИР – измерительный резистор	0,038
БУД – блок управления драйвером тиристора	0,0372
ИОС – Излучатель оптических сигналов	0,023
Резистор RC-цепи	0,038
Конденсатор RC-цепи	0,018
Высоковольтная защита	
R_1	0,038
R_2	0,038
VD_3, VD_4	0,0044
C_1	0,018
R_2	0,038
VD_1, VD_2	0,0076
Модульный реактор	0,0022
Система охлаждения:	
Собственно система охлаждения	2,29576
Отказы из-за течи хладагента ТЯ	0,16
Возгорания ВТВ	0,2
Прочие причины	0,7

2.1.3. Расчёт надёжности БВПМ

Сначала произведём расчёт надёжности тиристорного вентиля – части БВПМ от анода (катода) до фазы.

Как было отмечено, для расчёта надёжности тиристорной части ТВ можно воспользоваться соотношениями для резервированной группы со скользящим нагруженным резервом.

Резервированная группа (рис. 8) состоит из m основных однотипных элементов и n резервных, находящихся в нагруженном резерве ($m > n$). При отказе одного из основных элементов на его место в работе включается один из резервных (резервные элементы также могут отказывать). Таких замещений, не нарушающих работу

резервированной группы в целом, может быть не более n . Средняя наработка до отказа такой группы в предположении абсолютно надёжных переключающих устройств и равнонадёжных элементов, каждый из которых имеет интенсивность отказов λ , может быть найдена из выражения [4]:

$$T_{\text{ТЧВ}} = \frac{1}{\lambda_{\text{ТЯ}}} \left(\frac{1}{m} + \frac{1}{m+1} + \dots + \frac{1}{m+n} \right), \quad (13)$$

где $\lambda_{\text{ТЯ}}$ – эквивалентная интенсивность отказов тиристорной ячейки; $T_{\text{ТЧВ}}$ – средняя наработка до отказа элементов тиристорной части ТВ.

Найдем вероятность безотказной работы такой резервированной группы в течение времени t в предположении, что элементы, входящие в группу, равнонадёжны и имеют одинаковую вероятность безотказной работы $P(t)$ за время t , а переключающие устройства абсолютно надёжны. Безотказная работа группы в течение времени t будет иметь место, если осуществится хотя бы одно из событий A в течение одного и того же времени: A_0 – все элементы исправны; A_1 – один элемент отказал, $n+m-1$ элементов исправны; A_i – i элементов отказали, $n+m-i$ элементов исправны; A_n – n элементов отказали, m элементов исправны.

Число различных вариантов:

$$C_{m+n}^i = \frac{(m+n)!}{i!(m+n-i)!}. \quad (14)$$

Таким образом, событие B – безотказная работа группы в течение времени t определяется из выражения:

$$B = \sum_{i=0}^n C_{m+n}^i A_i. \quad (15)$$

Вероятность события A_i можно подсчитать на основании теоремы умножения вероятностей безотказной работы для независимых событий:

$$P_i(A_i) = [1 - P(t)]^i [P(t)]^{n+m-i}. \quad (16)$$

Вероятность безотказной работы резервированной группы в течение времени t , равную вероятности $P(B)$ наступления события B , определим на основании теоремы сложения вероятностей для несовместных событий:

$$P_p(t) = \sum_{i=0}^n C_{m+n}^i [1 - P(t)]^i [P(t)]^{n+m-i}. \quad (17)$$

Определим эквивалентную интенсивность отказов элементов силовой схемы тиристорной ячейки.

Рассчитаем эквивалентную интенсивность отказов блока БУ-ВЗ. Эквивалентная интенсивность отказов ВЗ равна:

$$\lambda_{\text{ВЗ}} = 2\lambda_{\text{ВД1-2}} + 2\lambda_{\text{ВД3-4}} + \lambda_{\text{R1}} + \lambda_{\text{R2}} + \lambda_{\text{C1}} = 0,156 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч.}$$

Эквивалентная интенсивность отказов элементов основной схемы БУ:

$$\lambda_{\text{БУ}} = \lambda_{\text{ВУП}} + \lambda_{\text{ЭНЭ}} + \lambda_{\text{ИПД}} + \lambda_{\text{ДАН}} + \lambda_{\text{ФИУ}} + \lambda_{\text{ИР}} + \lambda_{\text{БУД}} + \lambda_{\text{ИОС}} + \lambda_{\text{R}} + \lambda_{\text{C}} = 1,1496 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч,}$$

где $\lambda_{\text{ЭНЭ}}$ – эквивалентная интенсивность отказов накопителей энергии, определяемая по выражению (10) (с учётом того, что интенсивность отказов основного и резервного накопителей энергии принята одинаковой):

$$\lambda_{\text{ЭНЭ}} = \frac{2\lambda_{\text{НЭ}}}{3} = 0,158 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч.}$$

Эквивалентная интенсивность отказов блока БУ-ВЗ определяется по выражению:

$$\lambda_{\text{БУ-ВЗ}} = \frac{1}{T_{\text{БУ-ВЗ}}} = 0,15511 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч,}$$

где $T_{\text{БУ-ВЗ}}$ – среднее время наработки на отказ эквивалентного блока БУ-ВЗ.

$$T_{\text{БУ-ВЗ}} = \left(\frac{1}{\lambda_{\text{БУ}}} + \frac{1}{\lambda_{\text{ВЗ}}} \right) - \left(\frac{1}{\lambda_{\text{БУ}} + \lambda_{\text{ВЗ}}} \right).$$

Эквивалентная интенсивность отказов силовых элементов тиристорной ячейки определяется по выражению:

$$\lambda_{\text{СЭТЯ}} = \lambda_{\text{Т}} + \lambda_{\text{Rд}} + \lambda_{\text{Cд}} + \lambda_{\text{Rш}} = 0,0836 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч,}$$

где $\lambda_{\text{Т}}$ – интенсивность отказов тиристора; $\lambda_{\text{Rд}}$ – интенсивность отказов резистора демпфирующей цепи; $\lambda_{\text{Cд}}$ – интенсивность отказов конденсатора демпфирующей цепи; $\lambda_{\text{Rш}}$ – интенсивность отказов шунтирующего сопротивления.

Эквивалентная интенсивность отказов тиристорной ячейки:

$$\lambda_{\text{ТЯ}} = \lambda_{\text{СЭТЯ}} + \lambda_{\text{БУ-ВЗ}} = 0,23711 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч.}$$

Среднюю наработку на отказ тиристорной части ТВ определим по формуле (13), где $m = 42$ – минимальное число рабочих тиристорных ячеек, $n = 6$ – число резервных тиристорных ячеек.

$$T_{\text{ТЧВ}} = \frac{1}{\lambda_{\text{ТЯ}}} \left(\frac{1}{m} + \frac{1}{m+1} + \dots + \frac{1}{m+n} \right) = 657\,345 \text{ ч;}$$

$$\lambda_{\text{ТЧВ}} = \frac{1}{T_{\text{ТЧВ}}} = \frac{1}{657345} = 1,52127 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч.}$$

Определим эквивалентную интенсивность отказов тиристорной части БВПМ:

$$\lambda_{\text{ТЧ-БВПМ}} = 2\lambda_{\text{ТЧВ}} = 2 \cdot 1,52127 \cdot 10^{-6} = 3,04254 \text{ 1/ч.}$$

Определим эквивалентную интенсивность отказов системы охлаждения. По данным, представленным разработчиком, вероятность безотказной работы $P_{\text{СО}}$ за наработку $T_{\text{СО}}$ 8 800 ч – не менее 0,98. Тогда эквивалентная интенсивность отказов системы охлаждения определится из выражения:

$$\lambda_{\text{СО}} = \frac{1}{T_{\text{СО}}} \ln \frac{1}{P_{\text{СО}}} = \frac{1}{8800} \ln \frac{1}{0,98} = 2,29576 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч.}$$

Отдельно необходимо учесть отказы, связанные с течью подводящих трубок или фитингов на радиаторах ТЯ (или дросселях насыщения). По данным [6] в настоящее время вынужденные отключения блоков Выборгской преобразовательной подстанции происходит по этой причине. По данным статистики аварийных отказов блоков Выборгской преобразовательной подстанции средняя интенсивность отказов БВПМ по причинам, связанных с течью хладагента, составляет $22,831 \cdot 10^{-6}$ 1/ч.

На БВПМ планируются к применению следующие виды соединений:

Т.1 Соединение штуцер/хомут для присоединения шлангов к коллекторам ВТМ;

- Т.2 Соединение коллекторов МТВ и охладителей ptfe-трубками, фитинги с накидной гайкой;
- Т.3 Быстроразъемное соединение БРС для подключения шлангов к магистральным коллекторам БВПМ (ISO 16028);
- Т.4 Сварка тип труба/муфта и труба/штуцер на полипропиленовых трубах магистральных коллекторов БВПМ и коллекторов ВТМ.

Первые два типа соединения широко применяются изготовителем оборудования БВПМ. Ни на одном из объектов за все время эксплуатации (более 8 лет) не было ни одного случая протечек. Кроме того, необходимо учитывать, что капельная течь на ВТМ новой конструкции не может привести к аварийным отключениям БВПМ. На надёжность будут влиять только нештатные отсоединения подводящих трубок/шлангов от фитингов и разрыв трубок и/или коллекторов. Последнее маловероятно, поскольку по давлению трубопроводы выбраны с кратным запасом, гидроудар в системе невозможен благодаря конструкции СО, все оборудование БВПМ подвергается гидравлическим испытаниям. Быстроразъемное соединение БРС будут применяться в щадящих условиях при рабочем давлении 1 % от номинального, при расходе 10 % от максимального. БРС широко применяются на предприятиях пищевой, химической и тяжелой промышленности, в нефтегазовой отрасли, там где вопрос надёжности всегда стоит остро. Полипропиленовые трубы широко применяется в водоснабжении жилых и иных помещений. Сварные соединения полипропиленовых труб по надёжности идентичны цельным изделиям.

Таким образом, интенсивность отказов нового БВПМ из-за течи хладагента в ТЯ будет значительно ниже, чем у существующего вентиляционного блока. Основываясь на статистических данных о течах хладагента в вентиляционных блоках, где применены указанные выше типы соединений, можно установить оценочное значение интенсивности отказов БВПМ из-за течи хладагента на уровне $0,16 \cdot 10^{-6}$ 1/ч (примерно 1 раз в семь лет).

Эквивалентная интенсивность отказов БВПМ:

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{БВПМ}} &= \lambda_{\text{ТЧ_БВПМ}} + \lambda_{\text{СО}} + \lambda_{\text{ТХ}} + 16 \cdot \lambda_{\text{МР}} + \lambda_{\text{в}} + \lambda_{\text{ПО}} = \\ &= (3,04254 + 2,29576 + 16 \cdot 0,0022 + 0,2 + 0,7) \cdot 10^{-6} = 6,4335 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч,} \end{aligned}$$

где $\lambda_{\text{ТЧ_БВПМ}}$ – интенсивность отказов тиристорной части БВПМ;

$\lambda_{\text{СО}}$ – интенсивность отказов системы охлаждения БВПМ;

$\lambda_{\text{ТХ}}$ – интенсивность отказов БВПМ, связанных с течью подводящих трубок или фитингов на радиаторах ТЯ;

$\lambda_{\text{МР}}$ – интенсивность отказов модульных реакторов;

$\lambda_{\text{в}}$ – интенсивность отказов возгорания БВПМ;

$\lambda_{\text{ПО}}$ – интенсивность отказов прочие отказы, приводящие к отключению БВПМ.

Среднее время наработки до отказа БВПМ составит:

$$T_{\text{БВПМ}} = 1 / \lambda_{\text{БВПМ}} = \frac{1}{6,4335 \cdot 10^{-6}} \text{ 155 436 ч} = 17,7 \text{ лет.}$$

Коэффициент готовности БВПМ определим в соответствии с выражением:

$$K = \frac{T_{\text{БВПМ}}}{T_{\text{БВПМ}} + T_{\text{в_БВПМ}}} = \frac{155436}{155436 + 3,5} = 0,999,$$

где ТВ_БВПМ – среднее время восстановления вентильного блока. В соответствии с техническим заданием на КВПУ, параметр потока отказов, приводящих к аварийному отключению КВПУ, не более 11 1/год.

Логическую блок – схему надёжности КВПУ можно упрощённо представить в виде последовательного соединения 12 БВПМ. Интенсивностями отказов преобразовательных трансформаторов и сглаживающего реактора можно пренебречь ввиду их малых значений.

Эквивалентная интенсивность отказов КВПУ:

$$\lambda_{\text{КВПУ}} = 12 \cdot \lambda_{\text{БВПМ}} = 12 \cdot 6,4335 \cdot 10^{-6} = 77,202 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ч или } 0,676 \text{ 1/год.}$$

Полученная величина интенсивности отказов КВПУ с новыми вентилями находится на уровне мировых показателей.

Заключение

1. В большинстве отечественных и зарубежных работ для расчётов показателей надёжности высоковольтных БВПМ используется метод логических блок-диаграмм. С помощью метода логических блок-диаграмм произведен расчёт показателей надёжности проектируемого тиристорного вентиля.

2. Расчётное среднее время наработки до отказа БВПМ составило 17,7 года.

3. К недостаткам старой конструкции блока вентильного преобразовательного моста (БВПМ) относятся: ненадёжные и неремонтопригодные гидравлические соединения между элементами высоковольтного тиристорного модуля (ВТМ); течи в ВТМ приводят к выходу из строя нижестоящих модулей; устаревшая элементная база. В настоящее время большинство отказов вентиляей Выборгской преобразовательной подстанции происходит из-за течей подводящих трубок или фитингов на радиаторах тиристорных ячеек (или дросселях насыщения). Достигнуть значительного улучшения показателей надёжности разрабатываемого БВПМ планируются за счёт применения соединения повышенной надёжности. При этом капельная течь на ВТМ новой конструкции не может привести к аварийным отключениям БВПМ. Все гидравлические соединения на БВПМ разъёмные; из влажной зоны ВТМ (зоны, в которой возможно образование капельных течей деионизованной воды) вынесены все элементы, чувствительные к влаге; конструкция ВТМ обеспечивает защиту нижестоящих модулей от капельных течей. Надёжность вентильной конструкции обеспечивается также резервированием ТЯ, использованием современной элементной базы, а также резервированием всех элементов шкафа управления и возможность горячей замены любых его функциональных модулей. Произведен расчёт эквивалентной интенсивности отказов КВПУ. Эквивалентная интенсивность отказов КВПУ составила 0,676 1/год. Полученная величина интенсивности отказов КВПУ с новыми вентилями находится на уровне мировых показателей.

Список использованных источников

1. Алексеева Н. Д., Плоткина Н. З., Прочан Г. Г., Григорьева М. Ю. Анализ надёжности высоковольтных вентиляей по опыту эксплуатации Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции. – Повышение эффективности мощных преобразователей. Сборник научных трудов НИИПТ, 1989. – С. 107–120.
2. Sekine Y., Miki T., Sakurai T., Iwasaki M., Nagasaki O. A method for calculating the reliability of HVDC thyristor valves. Electrical Engineering in Japan. Vol. 93, № 6, 1973.

3. Глазунов Л. Л., Грабовецкий В. Л., Щербаков О. В. Основы теории надёжности автоматических систем управления. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 208 с.
4. Федоров Ю. Н. Справочник инженера по АСУТП: Проектирование и разработка. Учебно-практическое пособие. – М.: Инфра-Инженерия, 2008. – 928 с.
5. Надёжность электрорадиоизделий. Справочник. – М.: МО РФ, 2004. – 620 с.
6. Анализ аварийных отключений оборудования ВИП в 2015 году и рекомендации по повышению надёжности. Отчет ОАО «НИИПТ», 2016.
7. Сулова О. В., Чекан Г. В. Использование модифицированного топологического метода оценки надёжности технических систем на примере электропередачи Россия – Финляндия, включающей вставку постоянного тока // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2016. № 1(74). – С. 20–34.

Алексеев Никита Андреевич, ведущий инженер Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: alekseev_na@ntc-power.ru

Булыкин Павел Юрьевич, генеральный директор «Айдис групп» (ОАО «Айдис групп»).

E-mail: info@ieds.ru

Змазнов Евгений Юрьевич, канд. техн. наук, заместитель заведующего отделом постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: zmaz_niipt@mail.ru

Карпов Виктор Николаевич, канд. техн. наук, заведующий лабораторией Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: karpov_vn@ntc-power.ru

Лозина Наталья Георгиевна, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – научный руководитель, заведующий отделом постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: loz2000@mail.ru

Матинян Александр Маратович, канд. техн. наук, начальник отдела Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: matinyan_am@ntc-power.ru

Пешков Максим Валерьевич, канд. техн. наук, заместитель начальника Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: peshkov_mv@ntc-power.ru

Сулова Ольга Владимировна, канд. техн. наук, доцент, заведующий научно-техническим отделом Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: olga.suslova@bk.ru

УДК 621.315

А. Н. Лубков, В. В. Тутков, П. Д. Тукеев

Исследования теплового режима трёхфазной кабельной линии в условиях прокладки в полимерных трубах

Рассмотрен тепловой режим трёхфазной кабельной линии, проложенной на воздухе и в тесной полимерной трубе. Была создана численная модель, учитывающая кондукционный, конвективный и лучистый теплообмен в данной линии. Указанная модель была верифицирована путем сравнения модельных результатов с результатами экспериментального исследования теплового режима исследуемой линии. Были найдены поправочные коэффициенты, позволяющие учесть все механизмы теплообмена в упрощённой твердотельной модели, пригодной для быстрых инженерных расчётов.

Ключевые слова: кабельная линия, тепловой режим, полиэтиленовая труба, конвекция, излучение, численная модель.

В связи с распространением прокладки кабельных линий в полиэтиленовых трубах различного диаметра, а также в полноценных тоннелях и кабель-каналах стандартные подходы, основанные как на упрощённых моделях, так и при конечно-элементном анализе в предположении твердотельной теплопроводности, строго говоря, не применимы. Наличие газовых объемов окружающей кабельную линию предопределяет появление конвективных течений, существенно влияющих на характеристики теплообмена. Также большое влияние может оказать лучистый теплообмен между поверхностями кабелей и трубы. Хорошо известен применяемый долгие годы в практических тепловых расчётах различных электрических аппаратов и устройств подход, основанный на замене табличных значений коэффициента теплопроводности газа на величину, получаемую умножением на поправочный коэффициент (как правило, больший 1) [1, 2]. Таким образом, удается приближенно учесть более интенсивный теплообмен, вызываемой конвекцией и излучением. Однако задача более или менее корректной оценки данной поправки становится весьма сложной. Чаще всего используются критериальные соотношения, связывающие размеры и средние температуры газовых объемов, участвующих в теплообмене. При этом оценка упомянутых поправок по-прежнему носит приближенный характер и применительно к конкретным объектам, например, кабельным линиям, может приводить к расчётным ошибкам.

В случае применения существенно более точных расчётных моделей, которые учитывают конвективный и лучистый теплообмен, возникают трудности при реализации их с целью инженерных оценок, поскольку применение их требует квалификации, существенно выходящей за рамки возможностей инженера-электрика. Кроме того, сами расчёты являются весьма трудоемкими, а оценка параметров закладываемые в расчётные модели течения также является весьма нетривиальной проблемой.

Решение проблемы инженерного расчёта теплового режима кабельной линии в условиях конвекции и лучистого теплообмена предполагает разработку адекватной

модели теплопередачи с течением, основанной на уравнениях газовой динамики, теплопроводности и излучения, вид и параметры которой позволили бы получать данные, соответствующие наблюдаемым в натурном эксперименте. Наличие такой модели позволяет в дальнейшем применять её к конкретным типовым условиям прокладки кабельных линий и определять параметры для упрощённых расчётных моделей, удобных для применения в инженерной практике.

Таким образом, в задачи данной работы входит:

- натурные стендовые эксперименты по исследованию теплового режима трёхфазной кабельной линии;
- разработка и настройка конечно-элементной модели теплообмена кабельной линии с окружающей средой на основе уравнений теплопередачи, газодинамического течения и лучистого теплообмена, и сопоставления экспериментальных и расчётных данных;
- вычисление поправок для коэффициента теплопроводности воздуха применительно к условиям прокладки кабелей в трубах.

В [3] для учёта конвективного течения вблизи кабельной линии были приведены уравнения гидродинамики, но без указания граничных условий. В работе также был упомянут учёт вклада лучистого теплообмена в тепловой режим кабельной линии, но способ учёта вообще не был как-либо описан. Вместе с тем требуется физически обоснованный выбор, как модели течения, так модели теплопереноса излучением. Последние могут приводить большой вариации расчётных результатов в зависимости от типа модели и её параметров. Поэтому отсутствие должной верификации результатов подобных расчётов, выполненных как в [3], так в ряде других работ оставляет проблему разработки актуальной расчётной модели теплового режима кабельной при сложных условиях прокладки весьма актуальной.

Таким образом, задачами данной работы являются:

1. Экспериментальное исследование теплового режима трёхфазной кабельной линии при прокладке в полимерной трубе и на открытом воздухе.
2. Разработка и верификация компьютерной модели, учитывающей полный набор физических механизмов нагрева и теплопередачи в области прокладки.
3. Расчёт поправочных коэффициентов для оценки теплопроводности газовых объёмов для применения упрощённой (твердотельной) модели теплопроводности при инженерных расчётах температуры кабельной линии.

Описание экспериментальной установки и проведения эксперимента

Испытания проводились на испытательном стенде 600 кВ Испытательного центра высоковольтного электрооборудования (ИЦ ВЭ) ОАО «НИИПТ», аккредитованного Федеральной службой по аккредитации на проведение испытаний силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение до 500 кВ включительно и муфт к ним (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.21ЭТ71 от 17.01.2014 г.).

Для проведения испытаний от кабеля марки ПвКаВнг(А)-LS 1х240мк/50-10 были отрезаны три образца длиной 5,9 м, на которых были произведены разделки концов длиной по 0,15 м. Сечение кабельной линии представлено на рис. 1.

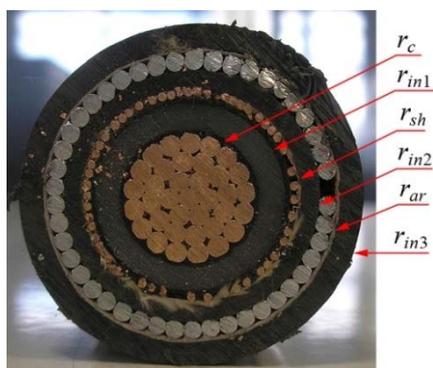


Рис. 1. Вид сечения кабеля ПвКаВнг(А)-LS

На рис. 1 обозначено $r_c = 9,75$ мм – радиус медной сечения жилы, $r_{in1} = 13,75$ мм – радиус сечения внутренней изоляции, $r_{sh} = 16$ мм – радиус сечения медного экрана, $r_{in2} = 18,5$ мм – радиус сечения внешней изоляции, $r_{ar} = 20,5$ мм – радиус сечения брони и $r_{in3} = 24,5$ мм – радиус сечения внешней оболочки. Толщинами полупроводящих слоев пренебрегаем ввиду их малых величин.

Образцы были смонтированы в поле стенда 600 кВ, расположенном в высоковольтном экранированном зале ИЦ ВЭ. По всей длине через каждые 1,2–1,3 м кабель расположен на изолирующих подставках на расстоянии 0,6 м от пола высоковольтного зала. Металлический (медный) экран кабеля заземлен с одной стороны.

Для создания замкнутой цепи нагрева разделанные концы отдельно каждого из испытываемых образцов кабелей соединены с помощью медных изолированных проводов сечением 300 мм^2 и длиной 15 м, на которых были установлены трансформаторы электромагнитного нагрева. Нагрев каждого кабеля осуществлялся электромагнитным возбуждением тока в жиле кабеля.

Электрическая схема установки приведена на рис. 2.

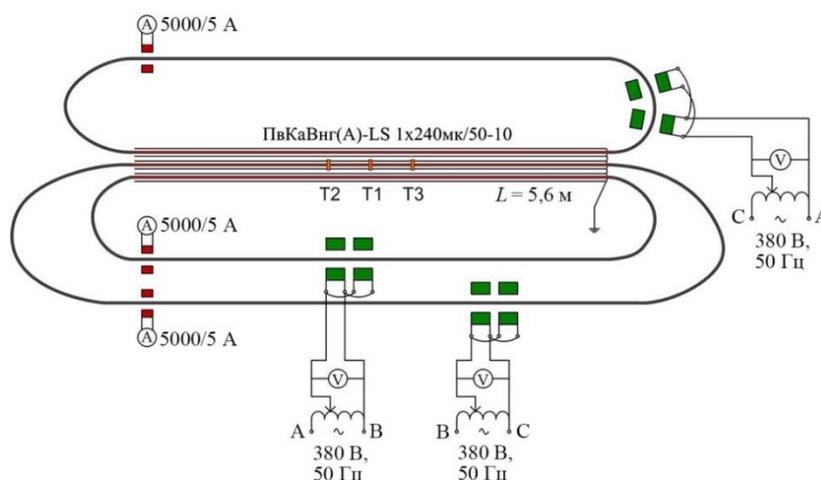


Рис. 2. Электрическая схема испытательной установки

Нагрев осуществлялся по трёхфазной схеме от единой сети питания 380 В:

- кабель № 1 (фаза А) нагревался трансформаторами электромагнитного нагрева, питание на которые подавалось от фазы А и фазы В сети 380 В;
- кабель № 2 (фаза В, средний кабель при расположении кабелей в плоскости, верхний кабель при расположении кабелей в треугольник) нагревался трансформаторами электромагнитного нагрева, питание на которые подавалось от фазы В и фазы С сети 380 В;
- кабель № 3 (фаза С) нагревался трансформаторами электромагнитного нагрева, питание на которые подавалось от фазы С и фазы А сети 380 В.

Установка нагрева каждого кабеля (каждой фазы) включает в себя:

- регулировочный трансформатор типа GDg80/380-1M ($U = 380/0-525$ В, $S_n = 80$ кВ·А);
- два трансформатора нагрева электромагнитного типа ЕТКА 250 ($U = 525$ В, $S_n = 250$ кВ·А);
- батарею компенсирующих конденсаторов типа КЭПО-0,66-20-2У1.

Измерение величины тока нагрева каждого кабеля (каждой фазы) осуществлялось с помощью трансформаторов тока типа ТНШЛ-0,66-5000/5У2, установленных на каждом кабеле, и амперметров типа Omix P94-A-1-0.5-AC220. Для измерения температуры нагрева кабелей на кабеле № 2 (фаза В) в трёх точках на жиле установлены температурные датчики (термопары типа ХК): в центре кабеля и на расстоянии 0,5 м от центра в сторону каждого из концов кабеля. Термопары установлены так, чтобы подтвердить отсутствие передачи тепла вдоль кабеля к его концам (температура центральной части кабеля длиной 1 м не должна изменяться более чем на 1°C). Температура воздуха контролируется отдельным температурным датчиком. Измерение температуры нагрева кабелей и воздуха осуществлялось автоматическим регистратором температуры Термодат-22М2.

Испытания состояли из нагрева током по жилам каждого кабеля (каждой фазы) до установившейся температуры жилы (90–92)°С в течение 2 часов и выдержку в течение последующих 6 часов при указанной температуре. Температура нагрева жил кабелей поддерживалась в заданных пределах путем регулирования величины тока нагрева. При этом регулирование тока нагрева каждого кабеля (каждой фазы) осуществлялось независимо от других, а ток поддерживался одинаковым во всех кабелях (разница между токами нагрева кабелей была не более (3–4) А).

Испытания проводились при расположении кабелей на открытом воздухе (3 варианта расположения кабелей), а также при прокладке кабелей в полиэтиленовой трубе (2 варианта). Для подтверждения полученных результатов, испытания кабелей проводились по два раза для каждого из вариантов прокладки кабелей.

1. Испытания кабелей на открытом воздухе проводились при трёх расположениях кабелей (фаз):

- кабели в плоскости вплотную;
- кабели в плоскости на расстоянии 5 см друг от друга;
- кабели в треугольник.

Виды кабельной линии, уложенной в линию, в треугольник и в трубу, приведены на рис. 3. Результаты испытаний приведены в табл. 1.

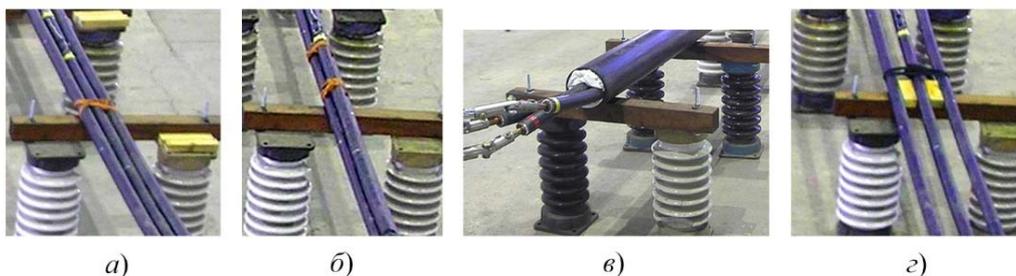


Рис. 3. Вид кабельной линии при различных способах укладки: а) в тесный ряд; б) в треугольник; в) в трубу, торцы закрыты; з) в широкий ряд

Таблица 1

Результаты испытаний нагрева кабельной линии, уложенной вне трубы

Расположение кабелей (фаз)	Установившийся ток, А	Температура воздуха, град. С	Температура жилы фазы, град. С	Дата проведения испытаний
Жилы в плоскости вплотную	856–859	1,7–1,9	91,4–92,5	04.12.2017 – 07.12.2017
Жилы в плоскости на расстоянии 0,05 м друг от друга	949–955	0,8	90,6–91,6	29.11.2017 – 01.12.2017
Жилы в треугольник	810–817	1,3–1,5	90–90,3	12.12.2017 – 14.12.2017

2. Испытания кабелей в полиэтиленовой трубе проводились при расположении кабелей в треугольник при двух вариантах вентиляции трубы:

- труба свободно продувается;
- труба загерметизирована.

Для проведения испытаний была взята широко используемая при электроэнергетическом строительстве полиэтиленовая труба ПЭ 100 ПНД диаметром 160 мм (толщина стенки трубы – 10 мм, внутренний диаметр – 140 мм). Длина трубы составляла 4,9 м.

Результаты испытаний приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты испытаний нагрева кабельной линии, уложенной в трубе

Торцы трубы	Установившийся ток, А	Температура воздуха, град. С	Температура жилы фазы В, град. С	Дата проведения испытаний
Открыты	648–650	–0,4 ÷ –0,7	90,9 – 92,0	09.01.2018 – 11.01.2018
Закрыты	655–659	–2,9 ÷ –3,7	89,6 – 93,1	24.01.2018 – 26.01.2018

В ходе опыта с заткнутой трубой также были измерены температуры на поверхности полиэтиленовой трубы посередине её длины. Термопары были установлены в четырёх точках: сверху, снизу и по бокам. Результаты измерений приведены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты измерения температур на поверхности полиэтиленовой трубы

Время с начала нагрева, ч	8
Температура в точке слева, град. С	23,9
Температура в точке справа, град. С	25,9
Температура в верхней точке, град. С	30,7
Температура в нижней точке, град. С	32,1

Разница в температурах в точках слева и справа объясняется неравномерным режимом охлаждения трубы (слева имел место дополнительный поток холодного воздуха, устранить который не представлялось возможным).

Разработка численной модели описания электромагнитных, тепловых и гидродинамических процессов в кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена в области регулярной прокладки

Поскольку длина испытуемого отрезка кабельной линии значительно превосходит диаметр однофазного кабеля, влиянием конвекции воздуха вдоль оси линии для участка, равноудаленного от концов линии, подключенных к источнику питания, можно пренебречь. Это положение было подтверждено незначительными расхождениями результатов экспериментов в случае герметизированных торцов трубы, и трубы, воздух в которой свободно сообщался с окружающим воздухом через торцы, как свидетельствуют данные из табл. 2.

Поэтому, а также с целью значительного сокращения числа расчётных ячеек конечно-элементной модели и, как следствие, времени расчёта, использовалось приближение плоского теплового поля. В силу значительных размеров (30×60×36 м) зала, где проводился эксперимент, представляется не целесообразным моделировать естественную конвекцию воздуха во всем его объеме. Это привело бы к критическому увеличению количества расчётных ячеек и, как следствие, времени расчёта. Кроме того, картина течения окружающего воздуха не представляет интереса сама по себе, интересно лишь её влияние на тепловой режим кабельной линии. Предварительные расчёты показали, что существенные для теплового режима тепловыделяющего объекта градиенты скорости и температуры течения могут иметь место на расстоянии 100 характерных размеров (здесь и далее – «калибров») объекта. В силу значительных градиентов скорости и температуры в этой области при построении расчётной сетки её следует разрешить достаточно подробно. По бокам и снизу от тела значительные градиенты скоростей и температур имеют место в основном у пристеночной области тела. В ходе предварительных расчётов, критерием которых было изменение температуры жилы не более чем на доли процентов, было установлено, что пристеночная область должна включать 100 ячеек вдоль границы тела. Также предварительные расчёты показали, что на расстоянии 20 «калибров» в горизонтальном и вертикальном направлении градиенты становятся пренебрежимо малы. В случае трёхфазной кабельной системы характерный размер тепловыделяющего тела равен диаметру кабеля, т. е., округленно, 5 см, таким образом, 20 «калибров» вниз составляют 1 м, в то время как расстояние от кабельной системы до пола составляет 0,5 м. Таким образом, в качестве гидродинамического условия на нижней границе была принята непроницаемая стенка с условием «прилипания», т. е. равенства нулю скорости течения в слое ячеек, непосредственно прилегающем к ней. Поскольку поверхность бетонного пола зала, где проходил эксперимент, имела ту же температуру, что и воздух в зале, в качестве термодинамического граничного условия на нижней границе расчётной области была принята постоянная температура, равная температуре окружающего воздуха. Эта температура может слегка разниться для каждого случая укладки кабельной линии в зависимости от погодных условий в день проведения эксперимента (зал не отапливался).

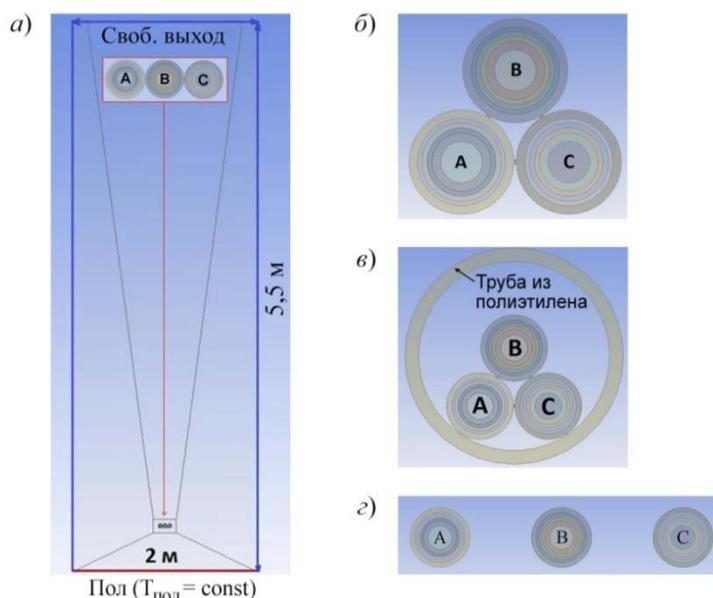


Рис. 4. Расчётная область:

- а) общий вид и размеры, фазы расположены в тесную линию;
- б) крупный план расположения фаз треугольником;
- в) крупный план расположения фаз треугольником в трубе;
- г) крупный план расположения фаз в широкую линию

проводился эксперимент, может выступать как бесконечный резервуар воздуха с постоянной температурой, откуда может осуществляться приток воздуха в расчётную область, и куда может выбрасываться нагретый воздух из расчётной области. Таким образом, расчётная область приняла вид, проиллюстрированный на рис. 4.

Тепловыделение в жилах моделировалось как объёмное тепловыделение в областях жил, величина которого находится по формуле:

$$\dot{q}_{\text{ж}} = \left(\frac{I_{\text{ж}}^2}{S_{\text{ж}}^2} \right) \cdot \rho_{\text{м}}, \quad (1)$$

где – действующее значение тока в жиле в установившемся режиме, взятое из эксперимента; $S_{\text{ж}}$ – площадь сечения жилы, а ρ – удельное сопротивление жил, найденное по формуле:

$$\rho = \rho_{20} \cdot k \cdot (1 + \beta \cdot (T - 20)), \quad (2)$$

где $\rho_{20} = 0,0172 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$ – удельное сопротивление меди при 20°C ; k – поправочный коэффициент резистивности, для исследуемого кабеля равный 1,026 [4]; β – температурный коэффициент удельного сопротивления меди, равный 0,0043, 1/К [5]; T – температура жилы. Для алюминия $\rho_{20} = 0,028 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$, а $\beta = 0,0042$, 1/К. В силу незначительных, вследствие одностороннего заземления экранов и малой длины испытуемого участка, величин вихревых токов, индуцированных в кабельных экранах в ходе экспериментов, тепловыделения в экранах в расчёте не учитываются.

Боковые границы расчётной области расположены на расстоянии 20 «калибров» от оси центрального кабеля каждая, т. е. на расстоянии 1 м. Верхняя граница расположена на расстоянии 100 «калибров», т. е. 5 м. В качестве гидродинамических условий на этих границах принято условие свободного выхода газа с давлением, равным атмосферному (101 325 Па).

Причем через эту границу возможно и поступление воздуха. Это обосновано тем, что в силу своих значительных размеров зал, где

При формировании расчётной модели тепловых процессов с участием естественной конвекции, вызванной наличием тепловыделяющего объекта, большое значение имеет выбор модели турбулентной вязкости и метода разрешения пристеночной области. При выборе модели турбулентности применительно к рассматриваемой задаче оказалось целесообразно для характеристики течения воспользоваться известным безразмерным параметром Грасгофа. [6]. При этом критериальным параметром является следующее выражение:

$$G = 4 \cdot \left(\frac{Gr}{4}\right)^{\frac{1}{4}}. \quad (3)$$

Число Грасгофа – критерий подобия, безразмерная величина, определяет процесс подобия теплообмена при конвекции в поле тяжести (гравитации, ускорения) и является мерой соотношения архимедовой выталкивающей силы, вызванной неравномерным распределением плотности жидкости, газа в неоднородном поле температур, и силами вязкости. Он находится по формуле:

$$Gr = \frac{g \cdot L^3 \cdot \beta \cdot (T_c - T_0)}{\nu^2} = 2,036 \cdot 10^6, \quad (4)$$

где $g = 9,81 \text{ м}^2/\text{с}$ – ускорение свободного падения; $L = 0,05 \text{ м}$ – характерный размер поверхности теплообмена, в нашем случае равный диаметру кабеля; $\beta = \frac{1}{273,15 + T_0}$ – температурный коэффициент объёмного расширения теплоносителя, $1/\text{К}$; T_c – температура поверхности теплообмена, в случае нагревающегося кабеля в открытом объеме воздуха составляющая не менее 80°C при разумной величине тока в жилах; $T_0 = 0^\circ\text{C}$ – температура окружающего воздуха; $\nu = 13,28 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – кинематическая вязкость воздуха.

Таким образом, можно найти значение комплекса:

$$G = 4 \cdot \left(\frac{Gr}{4}\right)^{\frac{1}{4}} = 106. \quad (5)$$

Значение комплекса значительно меньше 500, из чего можно сделать заключение о течении как о ламинарном, что позволяет не применять турбулентные модели течения.

Гидроаэродинамические процессы описываются рядом уравнений:

- уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0, \quad (6)$$

где ρ – плотность; t – время; \vec{v} – скорость,

- уравнение баланса импульса:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \vec{v}) + \nabla \cdot (\rho \vec{v} \vec{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\bar{\bar{\tau}}) + \rho \vec{g}, \quad (7)$$

где p – статическое давление; $\bar{\bar{\tau}}$ – тензор вязких напряжений; $\rho \vec{g}$ – объёмная плотность гравитационной силы. Уравнение состояния воздуха $P = P(\rho, T)$ задано табл. 4.

- уравнение энергии:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho E) + \nabla \cdot (\vec{v}(\rho E + p)) = \nabla \cdot (-\lambda \nabla T + (\bar{\bar{\tau}} \cdot \vec{v})) + S_h, \quad (8)$$

где E – энергия на единицу массы вещества; T – температура; λ – коэффициент теплопроводности; \bar{v} – тензор скорости деформации; S_h – объемная плотность мощности тепловыделения тепло от внешних источников (в исследуемом случае – джоулевы потери);

$$E = h - \frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2}, \quad (9)$$

где h – энтальпия.

Наряду с конвекцией, как показывают оценочные расчёты [1], важную роль в теплообмене может играть излучение нагретых поверхностей. В силу малых (не более метров) линейных размеров воздушных промежутков, имеющих место в расчёте, коэффициенты рассеяния и поглощения воздуха принимаются равными 0, а показатель рефракции среды – равным 1. Коэффициент светимости поверхностей кабелей и трубы ε_w был принят равным 0,95.

Для учёта излучения к вышеприведенным уравнениям добавляются выражения, описывающие лучистый теплообмен:

$$-\nabla \cdot q_r = 0; \quad (10)$$

$$q_r = \varepsilon_w \sigma (T_1^2 - T_2^2), \quad (11)$$

где q_r – поток излучения, Вт/м²; σ – постоянная Стефана–Больцмана, Вт/(м²·К⁴); T_1 и T_2 – температуры, К. На стенках выполняются следующие граничные условия:

$$q_{refl} = (1 - \varepsilon_w)q_{in}; \quad (12)$$

$$q_{abs} = \varepsilon_w q_{in}, \quad (13)$$

где q_{refl} – поток излучения, отраженного от стенки, Вт/м²; q_{abs} – поток излучения, поглощенный стенкой, Вт/м²; q_{in} – поток, падающий на стенку, Вт/м² [7].

Теплофизические свойства материалов приведены в табл. 4 и 5. Данные табл. 4 взяты из [8].

Таблица 4

Физические свойства воздуха в зависимости от его температуры

Свойство/ Температура, град. С	0	100	200	300	500	700
Плотность, кг/м ³	1,293	0,946	0,747	0,615	0,456	0,362
Теплопроводность, Вт/(м·К)	0,024	0,032	0,039	0,046	0,057	0,067
Теплоёмкость, Дж/(кг·К)	1003	1007	1024	1045	1093	1135
Динамическая вязкость, Па·с·10 ⁵	1,75	2,23	2,65	3,03	3,62	4,18

Таблица 5

Физические свойства твердых материалов

Материал/свойство	Сшитый полиэтилен	Медь	Алюминий	Грунт
Плотность, кг/м ³	930	8 700	2 700	2 000
Теплоёмкость, Дж/(кг·К)	2350	385	900	850
Теплопроводность, Вт/(м·К)	0,15	400	238	1

В [1] приведены формулы для коаксиальной конфигурации, позволяющие приближенно учесть влияние конвекции и лучистого теплообмена традиционным способом, а именно вычислить значение поправочного коэффициента для теплопроводности, учитывающего конвективный и лучистый теплообмен:

$$k_{\text{попр}} = 0,18 \cdot (Gr \cdot Pr)^{0,25} + \frac{5,67 \cdot 0,95 \cdot \left[\frac{\left(\frac{T_{\text{об}}}{100}\right)^4 - \left(\frac{T_{\text{тр}}}{100}\right)^4}{T_{\text{об}} - T_{\text{тр}}} \right] \cdot \frac{D}{2} \cdot \ln \frac{D_{\text{тр}}}{D}}{\lambda}, \quad (14)$$

где $T_{\text{об}}$ – температура поверхности оболочки кабеля, К; $T_{\text{тр}}$ – температура внутренней поверхности трубы, К; D – внешний диаметр кабеля, м; $D_{\text{тр}}$ – диаметр внутренней поверхности трубы, м; λ – коэффициент теплопроводности воздуха, Вт/(м·К); Pr – число Прандтля, один из критериев подобия тепловых процессов в жидкостях и газах, учитывает влияние физических свойств теплоносителя на теплоотдачу. Для воздуха при температуре около 0 °С его можно найти как:

$$Pr = \frac{\mu \cdot C_p}{\lambda} = 0,72, \quad (15)$$

где $\mu = 17,2 \cdot 10^{-6}$ Па·с – динамическая вязкость, $C_p = 1005$ Дж/(кг·К) – удельная теплоёмкость, $\lambda = 0,024$ Вт/(м·К) – коэффициент теплопроводности. Первое слагаемое в (14) представляет собой поправочный коэффициент, учитывающий вклад конвекции в теплообмен, второе – лучистого теплообмена.

Несмотря на упрощённую геометрию по сравнению с исследуемым случаем, целесообразно выполнить оценки поправочного коэффициента используя (14). После подстановки данных из эксперимента по укладке линии в трубе в приведенные выше аналитические выражения, был получен поправочный коэффициент для этого случая, равный 13. Это свидетельствует о существенном вкладе конвективного и лучистого теплообмена в тепловой режим кабельной линии.

Картины течений воздуха для разных случаев укладки, полученных путем численного моделирования на основе полной системы уравнений (6) – (13), приведены на рис. 5.

Поскольку обычно полимерные трубы с кабелями располагаются в грунте, процессы теплопередачи в котором хорошо описываются твердотельной моделью теплопроводности, целесообразно также рассмотреть задачу теплообмена в пределах сечения трубы при заданном на его внешнем периметре известном из эксперимента распределении температуры (табл. 3). Иллюстрация расчётной области и картины течения для этого случая приведены на рис. 6, 7.

В табл. 6 сведены значения температуры фаз кабельной линии, полученные в эксперименте и в результате расчёта по описанной выше модели.

Из результатов, приведенных в табл. 6, видно, что предложенная модель показывает приемлемую для инженерных оценок точность при сравнении с экспериментом. При этом погрешность решения задачи для модели с ограниченной сечением трубы расчётной областью (рис. 6) составила не более 1 %, что позволяет уверенно применять её для оценки поправок теплопроводности в газовом объеме при использовании стандартной (твердотельной) модели.

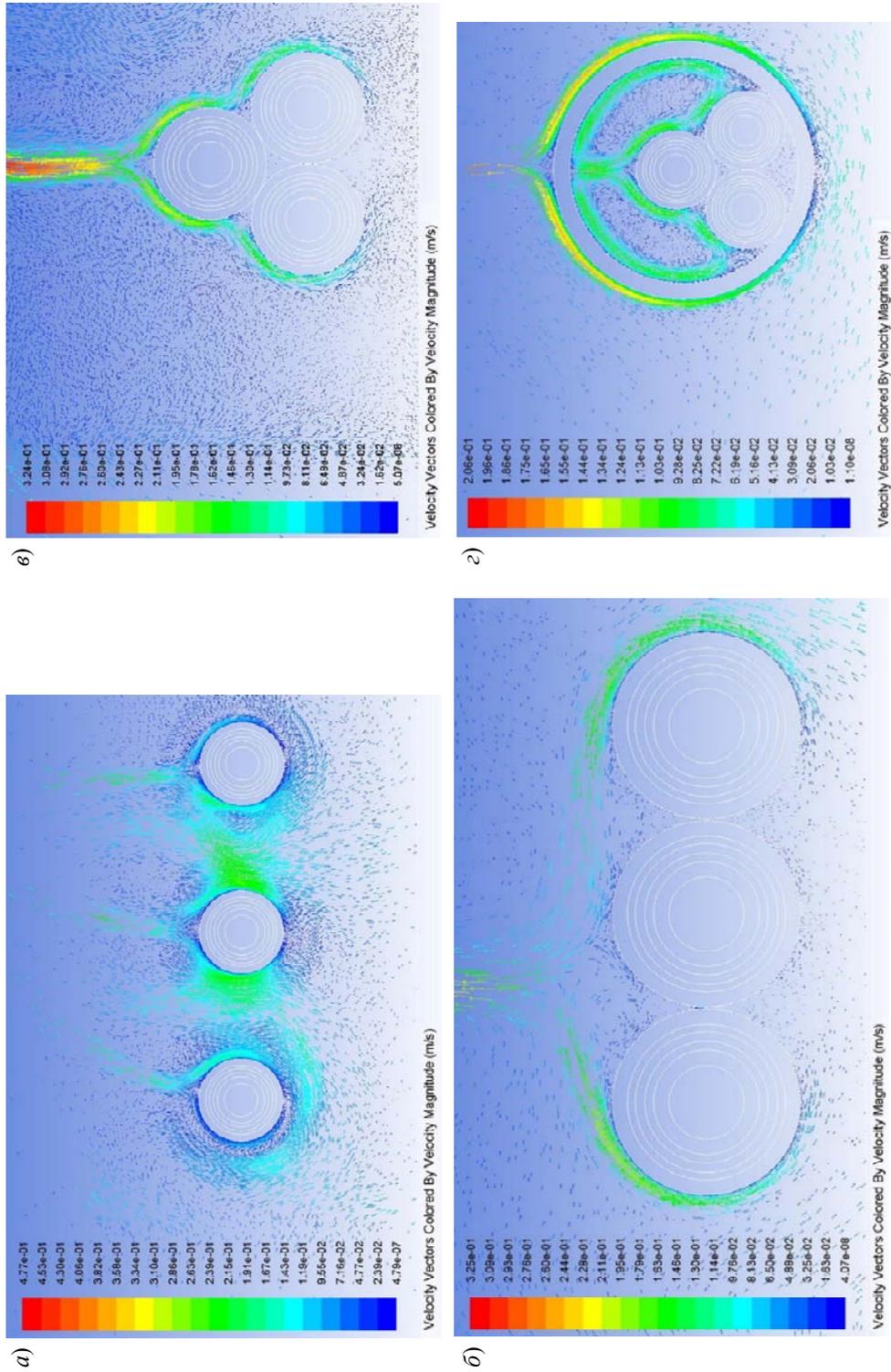


Рис. 5. Картина конвективного течения воздуха кабельной линии: а) уложенной в ряд с промежутками в 5 см; б) уложенной в ряд без промежутков; в) уложенной в треугольник; г) уложенной в треугольник в трубе $D = 140$ мм

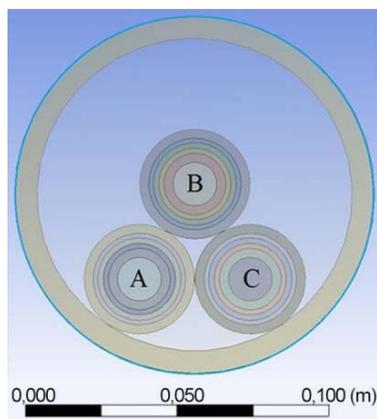


Рис. 6. Граничные условия

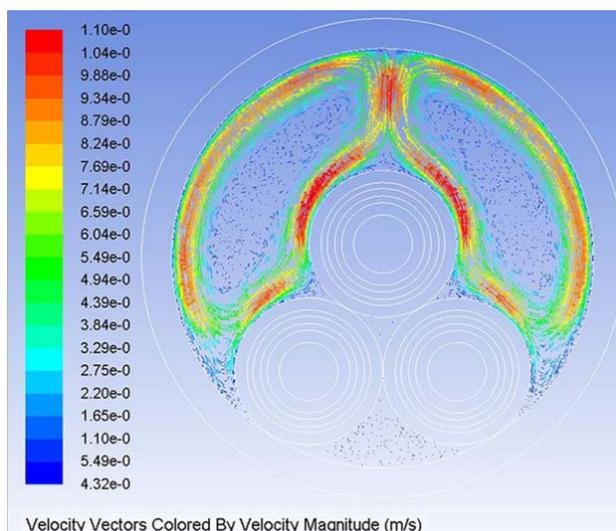


Рис. 7. Картина течений для кабельной линии в трубе в предположении постоянного во времени распределения температуры внешней поверхности трубы

Таблица 6

Результаты расчётов и экспериментов и разница между ними

Способ укладки	Широкая линия	Тесная линия	Треугольник	Треугольник в трубе	Треугольник в трубе (упрощ.)
Ток в фазе А, А	955	859	814	657	657
Ток в фазе В, А	955	859	811	654	654
Ток в фазе С, А	954	859	811	653	653
Температура воздуха, град. С	0,8	1,9	1,3	-2,9	-2,9
Температура фазы В, эксп., град. С	90,6	91,8	90	91,3	91,3
Температура фазы В, мод., град. С	86,4	100	84	85	92
Погрешность, %	4,9	8,7	7,1	6,5	0,7

Численное исследование теплового режима подземной кабельной линии в полимерной трубе

Поскольку применение описанной в предыдущем разделе модели к анализу экспериментальных данных дало удовлетворительный результат, то целесообразно её применение для других случаев, относящихся к реальной практике использования кабельных линий в электроэнергетике. В настоящем разделе анализируются тепловые режимы кабелей, проложенных в грунте. В качестве первого примера рассмотрим трубу с кабелями, находящуюся на глубине 0,5 м от поверхности грунта, ширина области грунта составляет 10 м, а глубина – 20 м. Эти величины были подобраны в ходе предварительных расчётов таким образом, чтобы дальнейшее

увеличение размеров расчётной области не приводило к изменению температуры жилы фазы *B* больше, чем на 1%. Вид расчётной области и граничные условия приведены на рис. 8, где $\alpha = 5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ – коэффициент теплоотдачи конвективного теплообмена из грунта в атмосферу с постоянной температурой воздуха $T_{\text{окр}} = 20^\circ\text{C}$; $T_{\text{гр}} = 10^\circ\text{C}$ – температура грунта на глубине.

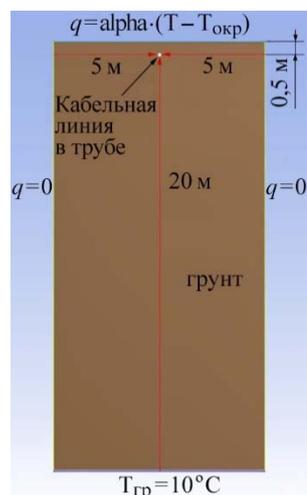


Рис. 8. Общий вид расчётной области и граничные условия для кабельной линии в грунте

Наряду с серией расчётов со строгим учётом конвекции и излучения в соответствии с системой уравнений (6)–(13) в рамках традиционно применяемых упрощений влияние конвекции и излучения было учтено увеличением коэффициента теплопроводности неподвижного воздуха внутри трубы. Величина коэффициента подбиралась таким образом, чтобы температура жилы оказалась равна температуре жилы, полученной в полноценном расчёте, с погрешностью не более 5%. Помимо этого, была проведена серия расчётов, где поправочный коэффициент учитывал только влияние конвекции, вклад лучистого теплообмена был учтен в расчёте согласно уравнениям, приведенным выше. Таким образом были получены поправочные коэффициенты, обусловленные отдельно, как конвекцией, так и излучением. Тогда, аналогично выражению (14) представим поправочный коэффициент в виде двух составляющих – излучательной $k_{\text{изл}}$ и конвективной $k_{\text{конв}}$:

$$k = k_{\text{изл}} + k_{\text{конв}}.$$

Значения описанных выше поправочных коэффициентов на конвекцию и излучение при различных значениях тока жил приведены в табл. 7.

Таблица 7

Зависимость поправочных коэффициентов от величины тока в жиле для трубы с $D = 140 \text{ мм}$

Токи в жилах фаз, А	320	480	640
Макс. температура линии с учётом конвекции и излучения, град. С	41	73	131
Макс. температура линии с неподвижным воздухом без учёта излучения и конвекции, град. С	72	160	372
Макс. температура линии с неподвижным воздухом с учётом конвекции и излучения через коэффициенты, град. С	42	72	131
Конвективная составляющая поправки теплопроводности, $k_{\text{конв}}$ модельный	5	7	7
Радиационная составляющая поправки теплопроводности, $k_{\text{изл}}$	5	8	8
Приближенная (1.14) конвективная составляющая поправки теплопроводности, $k_{\text{конв}}$ модельный	3	3	3
Приближенная (1.14) радиационная составляющая поправки теплопроводности, $k_{\text{изл}}$	6	7	9

Применение описанных поправочных коэффициентов существенно упрощает задачу оценки теплового режима кабельной линии, поскольку в этом случае используется лишь уравнение твердотельной теплопроводности:

$$\nabla \cdot (\lambda_{\text{эфф}} \nabla T) + S_h = 0,$$

которое без каких-либо затруднений может быть решено стандартными конечно-элементными программами. Заметим, что эффективная теплопроводность ($\lambda_{\text{эфф}} = \lambda(k + k_{\text{конв}})$) при средней температуре газового объема, не превосходящей 100 °С, ограничена значением (0,5–0,6) Вт/(м·К), что ниже, а в ряде случаев существенно ниже теплопроводности грунта. Это позволяет утверждать, что размещение кабельных линий в полимерных трубах в грунте ужесточает тепловой режим кабеля и без особой необходимости не может быть рекомендовано при проектировании и строительстве.

Расчётные поправочные коэффициенты для случая укладки кабельной линии треугольником и при рядном расположении (рис. 9) в широкой пластиковой трубе с внутренним диаметром 280 мм и толщиной 10 мм приведены в табл. 8, 9.

Из сопоставления значений поправочных коэффициентов, полученных аналитически и численно, видно, что, хотя аналитическое выражение и позволяет оценить порядок величины поправочного коэффициента в ряде случаев, его точное значение рекомендуется находить с использованием численных расчётов. Сравнение данных из табл. 8 и табл. 9 позволяет утверждать, что тепловой режим кабельной линии, проложенной внутри просторной трубы практически не зависит от способа укладки фаз. Поэтому можно заключить, что рядное размещение фаз кабельной линии внутри трубы не дает преимуществ с точки зрения теплового режима по сравнению расположением фаз треугольником в условиях транспонирования экранов.

Выводы

1. Разработанная расчётная модель, учитывающая весь набор физических явлений, происходящих в кабельной линии: нагрев джоулевым тепловыделением, кондукционную, конвективную и лучистую теплопередачу, – обеспечивает удовлетворительное согласие с экспериментальными данными для тепловых режимов характерных для трёхфазных кабельных линий.

2. Путем расчётов, проведенных посредством разработанной и протестированной по данным натурного эксперимента расчётной модели, основанной на строгом анализе конвективного течения воздуха и лучистого теплообмена, найдены значения поправочных коэффициентов, учитывающих влияние естественной конвекции и излучения на тепловой режим кабельных линий в различных условиях прокладки.

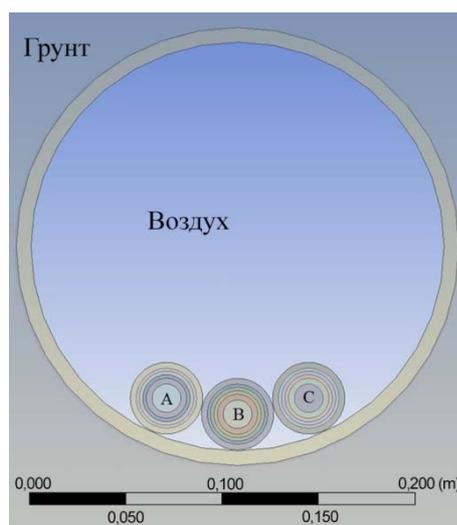


Рис. 9. Рядная укладка кабельной линии в трубе $D = 280$ мм

Таблица 8

**Зависимость поправочного коэффициента от величины тока в жиле
для трубы с $D = 280$ мм при расположении фаз треугольником**

Токи в жилах фаз, А	320	480	640
Макс. температура линии с учётом конвекции и излучения, град. С	41	67	115
Макс. температура линии с неподвижным воздухом без учёта излучения, град. С	84	205	539
Макс. температура линии с неподвижным воздухом с учётом конвекции и излучения через коэффициенты, град. С	41	68	120
Конвективная составляющая поправки теплопроводности, $k_{\text{конв}}$ модельный	10	15	15
Радиационная составляющая поправки теплопроводности, $k_{\text{изл}}$	10	15	15
Приближенная (1.14) конвективная составляющая поправки теплопроводности, $k_{\text{конв}}$ модельный	6	7	7
Приближенная (1.14) радиационная составляющая поправки теплопроводности, $k_{\text{изл}}$	10	12	15

Таблица 9

**Зависимость поправочного коэффициента от величины тока в жиле
для трубы с $D = 280$ мм для рядного расположения фаз**

Токи в жилах фаз, А	320	480	640
Макс. температура линии с учётом конвекции и излучения, град. С	40	70	115
Макс. температура линии с неподвижным воздухом без учёта излучения, град. С	63	140	326
Макс. температура линии с неподвижным воздухом с учётом конвекции и излучения через коэффициенты, град. С	41	70	119
Поправочный коэффициент на конвекцию модельный	8	12	15
Поправочный коэффициент на излучение модельный	8	12	15
Поправочный коэффициент на конвекцию, полученный по формуле	6	7	7
Поправочный коэффициент на излучение, полученный по формуле	10	11	14

Поправочные коэффициенты существенно облегчают оценку теплового режима кабеля при массовых расчётах с помощью твердотельной модели теплопроводности.

3. Во всех случаях прокладки кабельной линии в полимерных трубах в грунте приводит к более тяжелому тепловому режиму по сравнению с укладкой кабеля непосредственно в грунт.

4. Рядное расположение фаз кабельной линии не имеет преимуществ в сравнении с треугольным с точки зрения теплового режима в условиях транспонирования

или одностороннего заземления экранов, но позволяет снизить риск возникновения трёхфазного КЗ.

5. Прокладка в полиэтиленовой трубе большего диаметра обеспечивает более легкое обслуживание кабельной линии, а также менее напряженный тепловой режим по сравнению с тесной трубой.

Список литературы

1. Кукеков Г. А. Выключатели переменного тока высокого напряжения / Г. А. Кукеков. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1972. – 336 с.
2. Дудкин С. М., Титков В. В. Кабельные линии 6–10 кВ и выше. Влияние способов прокладки на температурный режим // Новости электротехники, 2012, № 3. – С. 31–35.
3. Навалихина Е. Ю., Труфанова Н. М. Математическое моделирование процессов переноса тепла и массы в кабельном канале и определение рациональной передаваемой мощности кабелей // Прикладная математика, механика и процессы управления: материалы всероссийской научн.-техн. интернет-конф. студентов и молодых учёных. – Пермь, 2013. – Т. 1. – С. 217–227.
4. Александров Г. Н. Передача электрической энергии. 2-е изд. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – 412 с.
5. Енохович А. С. Краткий справочник по физике. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1976. – 288 с.
6. Свободноконвективные течения, тепло- и массообмен/ Б. Гебхарт [и др.] – в 2 книгах. – М.: Мир, 1991. – 678 с.
7. Эккерт Э. Р., Дрейк Р. М. Теория тепло- и массообмена. Пер. с англ. под ред. А. В. Лыкова. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 681 с.
8. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука, 1972.
9. Титков В. В. К оценке теплового режима трёхфазной линии из СПЭ-кабеля // Kabel'-news, 2009, № 10. – С. 31–35.

Лубков Александр Николаевич, научный сотрудник отдела техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: lubkov_a@niipt.ru

Титков Василий Васильевич, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: titkovprof@yandex.ru

Тукеев Павел Дмитриевич, аспирант кафедры «Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: paveltuk@yandex.ru

Начала теории силовых автотрансформаторов. Часть 2

Показана главенствующая роль векторного магнитного потенциала в раскрытии особенностей поведения автотрансформаторов. Доказано существование *характеристических* или *A-инвариантных* поверхностей в окне идеализированного автотрансформатора, на которых векторный потенциал не зависит от нагрузки. Оказалось, что, в отличие от трансформаторов, в автотрансформаторе все характеристические поверхности могут находиться внутри его общей обмотки. Вопреки положениям традиционной теории, в ней же может оказаться также поверхность раздела потоков при КЗ. Распределение векторного потенциала отличается более сильными перепадами по сравнению с перепадами в трансформаторах, что является причиной его меньшей электродинамической стойкости при КЗ. Достоверность представленных результатов подтверждается корректностью используемой для доказательств двухтрансформаторной 4Т-образной схемы замещения автотрансформатора, позволяющей учитывать особенность распределения магнитных потоков в нем в любых условиях работы.

Ключевые слова: автотрансформатор, первичная и вторичная обмотки, магнитный поток, векторная диаграмма, векторный потенциал.

Введение

В предыдущей части работы [1] на фоне несостоятельности традиционной теории представлены основы новой теории автотрансформатора, начинающейся с прямого учёта его главной физической особенности и преимущества в сравнении с трансформатором – передавать энергию по двум каналам, и отображения этих каналов на двухтрансформаторной схеме замещения. Вместе с тем, как показано в [2], решающим в объяснении поведения трансформатора является анализ распределения в нем векторного потенциала. Следует ожидать, что привлечение этого понятия к автотрансформаторам приведет, помимо углубления понимания физических процессов в них, к более детальному выяснению причин (по данным ВЭИ, СИГРЭ и МОК) их *пониженной динамической стойкости при КЗ* в сравнении с трансформаторами [3–5]. Сказанное особенно важно ввиду нелепости приводимых в учебниках так называемых *«картин магнитного поля в трансформаторе под нагрузкой»* с изображением линий *«поля рассеяния»*, исходящими из стали и замыкающимися через окно. Абсурд в том, что фазы *реальных* магнитных потоков в окне и стали не совпадают; и в какой-то момент времени, часть такой линии индукции, например в стержне магнитопровода, будет отсутствовать, при этом другая её часть, в окне, окажется разомкнутой, что не согласуется с максвелловским учением о непрерывности линий индукции магнитного поля. В действительности эта линия из окна в рассматриваемый момент времени замыкается через боковое ярмо. Имеют смысл изображение не линий поля, а локализация магнитных *потоков* в отдельных частях трансформатора [1, 2]. И вместо абсурдистской *картины поля индукции* логичнее исследовать распределение векторного магнитного потенциала внутри трансформатора и автотрансформатора.

Цель настоящей работы – ознакомление с отличительными по отношению к трансформатору особенностями поведения векторного потенциала в автотрансформаторе и их влияние на его свойства с использованием двухтрансформаторной схемы замещения, представленной в первой части [1].

Несостоятельность исходных положений традиционной теории. Крушение традиционной теории трансформаторов обусловлено противоречивостью, лежащей в основе её якобы «физико-логической схемы» принципа действия трансформатора (рис. 1), поскольку с самого начала в ней заложено табу обсуждению работы трансформатора с наилучшей сталью, когда $\mu_{\text{сталь}} = \infty$. В этом случае «м.д.с. намагничивания» $F_0(t) \equiv 0$ и «схема» (рис. 1) теряет смысл, так как согласно ей оказывается, что тогда и поток $\Phi_c(t) \equiv 0$, и, по версии учебников, выходит, что трансформатор с наилучшей сталью работать на сможет. Это табу, подспудно или явно присутствующее во всех учебниках, чеканно выразил автор [7]: «... нельзя использовать понятие $\mu_{\text{сталь}} = \infty$, особенно, если речь идет о физическом понимании работы трансформатора ...», тем самым признавая, что объяснить рабочий процесс трансформатора, а также автотрансформатора, с предельно лучшими характеристиками, к которым должны приближаться характеристики реальных устройств, традиционная теория не может! Одновременно несостоятельными с точки зрения отображения физических процессов оказываются и *схемные образы* традиционной теории в виде Т-Π- и Г-образных схем замещения трансформатора, что подтверждается также критикой их практического значения и смысла, встречающейся во множестве работ [8, 9].

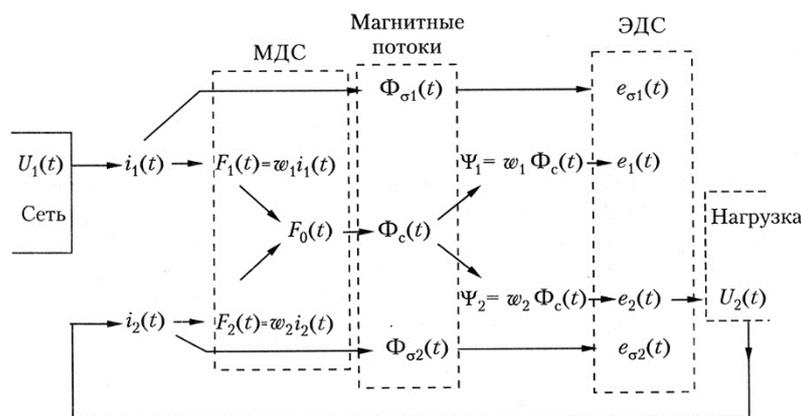


Рис. 1. Общепринятая, ошибочная, так называемая «физико-логическая схема электромагнитных процессов в трансформаторе» (копия из учебника [6])

Достоверность двухтрансформаторной схемы замещения автотрансформатора. Принципиальное отличие *начал* новой теории от основ традиционной состоит в том, что в них главенствуют не «ток намагничивания» и якобы «создаваемый им общий поток», а распределение вектора Пойнтинга и движение передаваемой энергии в окне трансформатора, и прежде всего, при $\mu_{\text{сталь}} = \infty$. В этом случае создаются наиболее благоприятные условия для её передачи из первичной обмотки во вторичную, поскольку тогда у поверхности магнитопровода вектор Пойнтинга равен нулю и энергия в него не поступает (потери в стали и «ток намагничивания» нулевые). Достоверность 4Т-образной модели трансформатора, являющейся схемным образом его новой теории [10], вытекает из процедуры её построения вначале при $\mu_{\text{сталь}} = \infty$ и получаемых благодаря этому математически безупречных и в то же

время простых и наглядных связей между *реальными* потоками участков стали и окна при следующих типовых допущениях:

- трансформатор броневой, осесимметричный;
- высоты обмоток $h_{об} = h_{окн} = h$, где $h_{окн}$ – высота окна;
- активные сопротивления обмоток равны нулю;
- потери в стали отсутствуют;
- магнитная индукция в стали распределяется равномерно по её сечению.

Как видно, новая теория начинается там, где терпит крах официальная теория, для которой условие $\mu_{сталь} = \infty$ и равенство «тока намагничивания» нулю оборачивается катастрофой. В новой теории ненулевое значение «тока намагничивания» есть следствие *неидеальности* стали, и в этом смысле он представляется как *ток утечки*, а не движущей силой процессов в трансформаторе.

Применительно к автотрансформатору этот подход иллюстрируется на схемах рис. 2. Общая *a*-обмотка является внутренней, а последовательная *b*-обмотка – внешней обмоткой броневых автотрансформатора с цилиндрическими обмотками и боковым ярмом. Вначале его принципиальная схема (рис. 2, а) подвергнута элементарной трансформации (рис. 2, б), на которой отображены электрический и электромагнитный векторы Пойнтинга:

\dot{P}_3 – плотность потока энергии вдоль «*электролинии*», определяющий *электрическую* составляющую (\dot{S}_3) передаваемой *проходной* мощности \dot{S} ;

$\dot{P}_{эм}$ – плотность потока электромагнитной энергии в окне автотрансформатора от первичной обмотки ко вторичной, определяющий *электромагнитную* составляющую ($\dot{S}_{эм}$) *проходной* мощности \dot{S} .

Этой концепции отвечает двухтрансформаторная *полная*, в смысле учёта всех потерь, 4Т-образная схема замещения (рис. 2, в), дополненная (по рекомендации заключения в [1]) четырьмя поперечными *ветвями намагничивания* для учёта магнитных потерь в отдельных участках стали магнитопровода, а также *вытесненных* из них магнитных потоков вследствие насыщения стали. Смысл обозначений всех четырёх магнитных потоков в стали ($\dot{\Phi}_{ст}, \dot{\Phi}_я^{a\delta}, \dot{\Phi}_я^{\delta b}, \dot{\Phi}_{бок}$), трёх потоков окне ($\dot{\Phi}_a, \dot{\Phi}_\delta, \dot{\Phi}_b$) и *вытесненных из стали* потоков вследствие насыщения ($\dot{\Phi}_{\delta 1}, \dot{\Phi}_a^{0я}, \dot{\Phi}_b^{0я}, \dot{\Phi}_\Delta, \dot{\Phi}_{\delta 2}$) представлен в [1, 2, 10]. Физический смысл *токов намагничивания* раскрывается в равенствах:

$$\dot{U}_{ст}^M = w_a \dot{I}_0^{ст}; \quad \dot{U}_я^{a\delta M} = w_a \dot{I}_{я0}^{a\delta}; \quad \dot{U}_я^{\delta b M} = w_a \dot{I}_{я0}^{\delta b}; \quad \dot{U}_{бок}^M = w_a \dot{I}_0^{бок},$$

правые части которых – суть *падения магнитных напряжений* соответственно в стержне, стыковых ярмах и боковом ярме. И следовательно

$$w_a \dot{I}_0 = \dot{U}_{ст}^M + \dot{U}_я^{a\delta M} + \dot{U}_я^{\delta b M} + \dot{U}_{бок}^M,$$

что, после деления на w_a , наглядно отображено на схеме замещения (рис. 2, в). Как видно, величина $w_a \dot{I}_0$ – есть просто обозначение суммы падений магнитных напряжений вдоль магнитопровода из-за неидеальности стали, и приписывать ей роль «*намагничивающей силы или м.д.с.*», якобы создающей эфемерный «*общий магнитный поток*» бессмысленно.

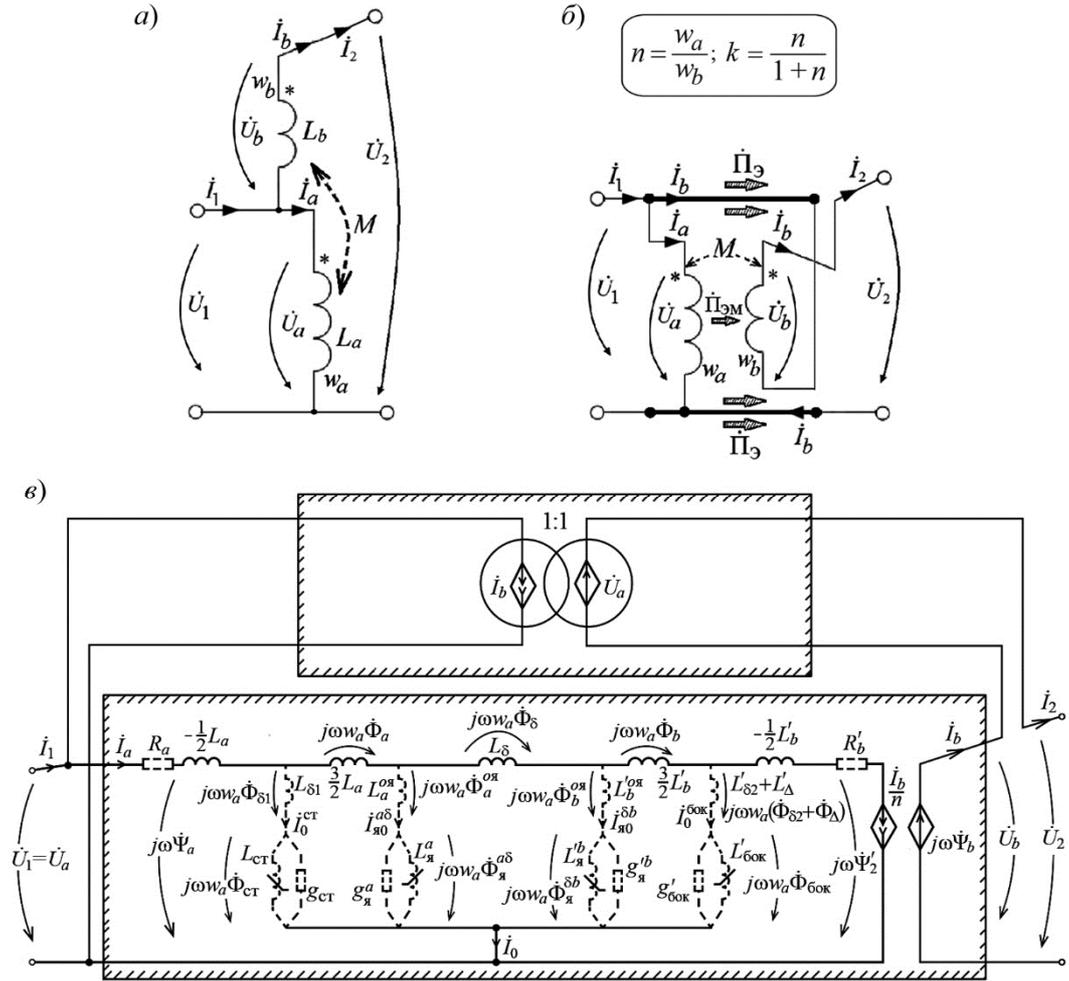


Рис. 2. Принципиальная электрическая схема автотрансформатора до (а) и после её трансформации для демонстрации двух видов вектора Пойнтинга (б) с последующим преобразованием её в 4Т-образную схему замещения с учётом потерь (в)

Величины L_a , L_δ и L'_b в схеме (рис. 2) равны [1]:

$$L_a = \frac{\mu_0 \pi (D_a + a/2) a}{3h} w_a^2 \approx \frac{\mu_0 s_a}{3h} w_a^2; \tag{1}$$

$$L_\delta = \frac{\mu_0 \pi D_\delta \delta}{h} w_a^2 = \frac{\mu_0 s_\delta}{h} w_a^2; \tag{2}$$

$$L'_b = \frac{\mu_0 \pi (D_b - b/2) b}{3h} w_a^2 \approx \frac{\mu_0 s_b}{3h} w_a^2, \tag{3}$$

где s_a, s_δ, s_b – площади поперечных сечений соответствующих зон в окне:

$$s_a = \pi a D_a = \pi a (r_2^a + r_1^a), \quad s_\delta = \pi D_\delta \delta, \quad s_b = \pi b D_b = \pi b (r_2^b + r_1^b).$$

r_1^a, r_2^a и r_2^b, r_1^b – внутренний и внешний радиусы соответственно a - и b -обмоток, а $r_{бок1}, r_{бок2}$ – внутренний и внешний радиусы бокового ярма.

Поскольку ток намагничивания \dot{I}_0 выступает не движущей силой, а током утечки из-за некачественности отдельных участков стали, то далее вначале изучаются закономерности в идеализированном автотрансформаторе с наилучшей сталью ($\mu_{\text{сталь}} = \infty$), когда утечка \dot{I}_0 равна нулю, и перечисленными выше естественными допущениями, позволяющими использовать цилиндрические координаты z, r, α (с ортами $\mathbf{k}, \mathbf{e}_r, \mathbf{e}_\alpha$) и следующие вытекающие отсюда свойства электромагнитного поля:

- линии индукции $\mathbf{B}(r)$ магнитных потоков $\dot{\Phi}_{\text{ст}}, \dot{\Phi}_{\text{бок}}$ в стали и потоков $\dot{\Phi}_a, \dot{\Phi}_\delta, \dot{\Phi}_b$ в окне параллельны оси z ;
- линии электрического поля $\mathbf{E}(r) = E(r)\mathbf{e}_\alpha$ и векторного потенциала $\mathbf{A} = A(r)\mathbf{e}_\alpha$ циркулируют вокруг оси z ;
- на оси z (принимается) $A|_{r=0} = 0$.

Векторный потенциал. Векторный потенциал играет полезную роль при определении магнитных потоков, пронизывающих произвольную площадь, в частности, потоков между любыми двумя цилиндрическими поверхностями в трансформаторе. Однако за всю более чем 100-летнюю историю традиционной теории трансформаторов это понятие оставалось не востребованным (зачем, если все потоки, «главный» и «рассеяния», заранее предопределены?), так что она сама себя застраховала от открытия важнейших свойств и правильной трактовки физических процессов в трансформаторах и автотрансформаторах, что, в целом демонстрирует её несостоятельность.

В комплексной форме векторный потенциал при перечисленных выше допущениях представляет собой зависимость вида $\dot{A}(r) = \dot{A}(r, \dot{U}_1, \dot{U}_2)$. Его выражения для участков стержня и бокового ярма, а также в толще обмоток и в промежутке (коридоре) между ними, приведены в табл. 1 предыдущей части [1, с. 32]. В частности, в зоне расположения внутренней a -обмотки:

$$\dot{A}_a(r) = \frac{1}{2\pi r} \left[\dot{\Phi}_{\text{ст}} - \frac{2\pi\mu_0}{ha} w_a \dot{I}_a \left(\frac{r^3}{3} - \frac{r_1^a r^2}{2} + \frac{(r_1^a)^3}{6} \right) \right], \quad (4)$$

где поток в стержне

$$\dot{\Phi}_{\text{ст}} = \frac{\dot{U}_a}{j\omega w_a} + \frac{1}{3} \dot{\Phi}_a \approx \frac{\dot{U}_a}{j\omega w_a} + \frac{1}{2} \cdot \frac{L_a \dot{I}_a}{w_a} \quad (5)$$

и, согласно (1),

$$L_a \approx \frac{\mu_0 S_a}{3h} w_a^2 = \frac{\mu_0 \pi a D_a}{3h} w_a^2. \quad (6)$$

Как видно, функция $\dot{A}_a(r)$ является кубической зависимостью, что затрудняет её использование для определения радиусов характеристических поверхностей внутри a -обмотки. Поэтому в [1] для неё представлена также приближенная формула, полученная в результате аппроксимации кубических многочленов квадратичными при условии, что они совпадают на границах и в средней части a -обмотки:

$$\dot{A}_a(r) \approx \frac{1}{2\pi r} \left(\dot{\Phi}_{\text{ст}} - \frac{\pi\mu_0 w_a \dot{I}_a}{ha} r_2^a (r - r_1^a)^2 \right).$$

Подставляя сюда правые части (5) и (6), приближенному выражению $A_a(r)$ можно придать также вид:

$$\dot{A}_a(r) \approx \frac{1}{j\omega w_a} \cdot \frac{1}{2\pi r} \left\{ \dot{U}_a + \left[\frac{1}{2} - 3 \left(\frac{r - r_1^a}{a} \right)^2 \frac{r_2^a}{D_a} \right] j\omega L_a \dot{I}_a \right\}. \quad (7)$$

Однако при построении *кривых* распределения $A_a(r)$ в зоне a -обмотки будет использовано точное выражение (4), как в других зонах автотрансформатора согласно табл. 1 из [1]. Все кривые строятся в относительных единицах для модуля

$$A(r) / A_{r_{\text{ст}}}^{\text{xx}} = \left| \dot{A}(r) / \dot{A}_{r_{\text{ст}}}^{\text{xx}} \right|, \quad (8)$$

где $A_{r_{\text{ст}}}^{\text{xx}}$ – векторный потенциал на цилиндрической поверхности стержня в режиме XX:

$$\dot{A}_{r_{\text{ст}}}^{\text{xx}} = \dot{\Phi}_{\text{xx}} / 2\pi r_{\text{ст}}, \quad (9)$$

$$\dot{\Phi}_{\text{xx}} = \dot{U}_1 / j\omega w_a = k \dot{U}_2 / j\omega w_a. \quad (10)$$

Выражение (10) отвечает условию, что поток XX Φ_{xx} в магнитопроводе автотрансформатора одинаков при номинальных напряжениях как в режиме повышения, так и понижения.

Связи между токами в идеализированном автотрансформаторе. Все функции $\dot{A}(r)$ в табл. 1 [1] выражены через ток \dot{I}_a общей обмотки. Их также можно представить через другие токи автотрансформатора благодаря *жестким*, т. е. не зависящим от нагрузки автотрансформатора, связям, вытекающими непосредственно из анализа схем (рис. 2):

$$\dot{I}_b = n \dot{I}_a; \quad (11)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_a + \dot{I}_b = (1+n) \dot{I}_a = \frac{\dot{I}_a}{1-k}; \quad (12)$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_b = n \dot{I}_a; \quad (13)$$

$$\dot{I}_a = (1-k) \dot{I}_1; \quad (14)$$

$$\dot{I}_a = \frac{(1-k)}{k} \dot{I}_2. \quad (15)$$

Соотношения (11) – (15) справедливы как для повышающего, так и понижающего идеализированного автотрансформатора.

Обозначения радиусов характеристических поверхностей. Радиусы A -инвариантных поверхностей (r_{inv}) в окне автотрансформатора, т. е. особых (*характеристических*) цилиндрических поверхностей, на которых векторный потенциал не зависит от нагрузки, будем обозначать следующим образом:

$r_{\text{inv}}^{\text{Up}}$ – для повышающего автотрансформатора;

$r_{\text{inv}}^{\text{Down}}$ – для понижающего автотрансформатора.

Из этого определения вытекает, что значение векторного потенциала на A -инвариантной поверхности при любой нагрузке совпадает с его величиной также и при ХХ, что позволяет записать:

$$\frac{A_{r_{inv}}}{A_{r_{ct}}^{xx}} \equiv \frac{A_{r_{inv}}^{xx}}{A_{r_{ct}}^{xx}} = \frac{\Phi_{xx} / 2\pi r_{inv}}{\Phi_{xx} / 2\pi r_{ct}} = \frac{r_{ct}}{r_{inv}}, \quad (16)$$

откуда следует:

$$\frac{A_{r_{inv}}^{Up}}{A_{r_{ct}}^{xx}} = \frac{r_{ct}}{r_{inv}^{Up}} - \text{для повышающего автотрансформатора}, \quad (17)$$

$$\frac{A_{r_{inv}}^{Down}}{A_{r_{ct}}^{xx}} = \frac{r_{ct}}{r_{inv}^{Down}} - \text{для понижающего автотрансформатора}. \quad (18)$$

Поверхность, на которой векторный потенциал принимает нулевое значение, будем называть нуль-поверхностью. Для режимов КЗ обозначим:

$r_{00}^{кзВН}$ – радиус нуль-поверхности при КЗ на стороне ВН ($A_{r_{00}^{кзВН}} = 0$);

$r_{00}^{кзНН}$ – радиус нуль-поверхности при КЗ на стороне НН ($A_{r_{00}^{кзНН}} = 0$).

В силовых трансформаторах с внутренней a -обмоткой (шириной a) и внешней b -обмоткой (шириной b) вместо этих четырех используются всего два радиуса (r_0^a и r_0^b), поскольку в трансформаторах, как показано в [2]:

$$r_{inv}^{Up} = r_{00}^{кзНН} = r_0^a = r_1^a + \frac{a}{\sqrt{6}} \sqrt{1 + \frac{r_1^a}{r_2^a}} \approx r_1^a + \frac{a}{\sqrt{3}}, \quad (19)$$

$$r_{inv}^{Down} = r_{00}^{кзВН} = r_0^b \approx r_2^b - \frac{b}{\sqrt{3}}, \quad (20)$$

причем радиус r_0^a находится в пределах a -обмотки, а радиус r_0^b – в пределах b -обмотки (рис. 3).

Далее на конкретном примере будет показано, что в отличие от трансформаторов в автотрансформаторах с *общей внутренней* обмоткой может оказаться, что все характеристические поверхности будут находиться в пределах *этой* обмотки.

Пример. Габариты автотрансформатора (рис. 3): $D_{ct} = 430$ мм; $h = 870$ мм; $D_\delta = D_{12} = 660$ мм. Геометрические данные: $\delta_1 = 30$ мм; $a = 60$ мм; $\delta = 50$ мм; $b = 40$ мм; $\delta_2 = 50$ мм; $D_a = 550$ мм; $D_\delta = D_{12} = 660$ мм; $D_b = 750$ мм. Радиусы граничных поверхностей в окне:

$$r_{ct} = 215 \text{ мм}; \quad r_1^a = 245 \text{ мм}; \quad r_2^a = 305 \text{ мм};$$

$$r_1^b = 355 \text{ мм}; \quad r_2^b = 395 \text{ мм}; \quad r_{\text{окр1}} = 445 \text{ мм}.$$

Коэффициенты:

$$n = \frac{w_a}{w_b} = 11; \quad k = \frac{n}{n+1} = \frac{11}{12} = 0,9167.$$

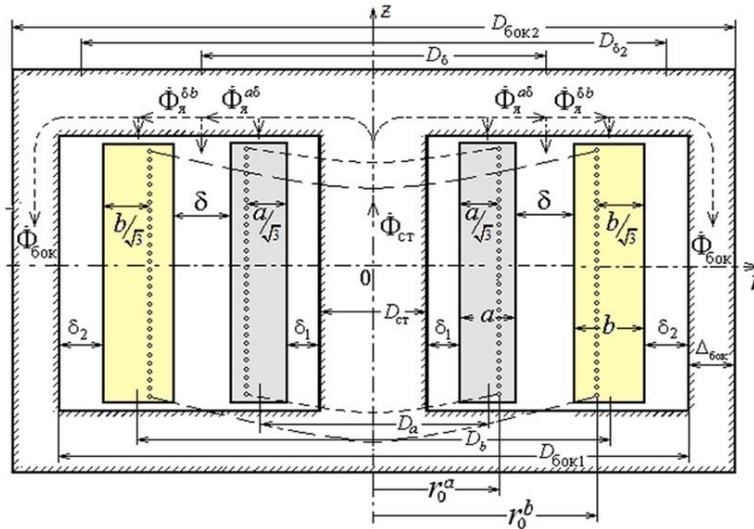


Рис. 3. Характеристические поверхности радиусов r_0^a и r_0^b в силовом трансформаторе

A-инвариантная поверхность в повышающем автотрансформаторе. Выражение (7) удобно для анализа повышающего автотрансформатора, поскольку в этом случае

$$\dot{U}_{\text{вх}} = \dot{U}_1 = \dot{U}_a; \quad \dot{U}_{\text{вых}} = \dot{U}_2 = Z_{\text{н2}} \dot{I}_2. \quad (21)$$

Если в (7) значение радиуса r таково, что выражение в квадратных скобках перед током \dot{I}_a обращается в нуль, то величина \dot{A}_a на поверхности этого радиуса не будет зависеть от тока и, следовательно, от нагрузки. Таким образом, для определения радиуса A-инвариантной поверхности в повышающем автотрансформаторе достаточно решить уравнение:

$$\left[\frac{1}{2} - 3 \left(\frac{r - r_1^a}{a} \right)^2 \frac{r_2^a}{D_a} \right] = 0, \quad (22)$$

откуда получаем, что, как и в обычном силовом трансформаторе с внутренней a -обмоткой (см. (19)), в автотрансформаторе

$$r_{\text{inv}}^{\text{Up}} = r_1^a + \frac{a}{\sqrt{6}} \sqrt{1 + \frac{r_1^a}{r_2^a}} = r_0^a, \quad (23)$$

и согласно (17)

$$\frac{A_{r_{\text{inv}}^{\text{Up}}}}{A_{r_{\text{CT}}}^{\text{XX}}} = \frac{r_{\text{CT}}}{r_0^a}. \quad (24)$$

Для рассматриваемого примера по формулам (23) и (24) получаем:

$$r_{\text{inv}}^{\text{Up}} = r_0^a \approx 0,245 + \frac{0,06}{\sqrt{6}} \sqrt{\left(1 + \frac{0,245}{0,305} \right)} = 0,2779 \text{ м}; \quad (25)$$

$$\frac{A_{r_{inv}^{Up}}}{A_{r_{cr}^{Xx}}} \approx \frac{r_{cr}}{r_0^a} = \frac{0,215}{0,2779} = 0,7737. \quad (26)$$

Как и в обычном трансформаторе, эта же поверхность (радиуса r_0^a) играет роль нуль-поверхности в режиме КЗ на стороне НН ($\dot{U}_1 = 0$), т. е. когда автотрансформатор работает в обратном направлении, как понижающий с первичным напряжением $\dot{U}_{вх} = \dot{U}_2$. Действительно, при отыскании радиуса нуль-поверхности ($r_{00}^{кзНН}$) для этого случая необходимо в формуле (7) принять $\dot{U}_a = 0$ и приравнять её нулю:

$$0 = \frac{1}{j\omega w_a} \cdot \frac{1}{2\pi r} \left\{ 0 + \left[\frac{1}{2} - 3 \left(\frac{r - r_1^a}{a} \right)^2 \frac{r_2^a}{D_a} \right] j\omega L_a j_a^{кзНН} \right\},$$

что в результате сокращений и элементарных алгебраических действий сводится к уравнению (22) и его решению в виде

$$\boxed{r_{00}^{кзНН} = r_0^a}. \quad (27)$$

Таким образом, для рассматриваемого примера

$$r_{00}^{кзНН} = r_{inv}^{Up} = r_0^a \approx 0,2779 \text{ м}. \quad (28)$$

Распределение векторного потенциала в повышающем автотрансформаторе. Полученные расчётные величины (25) и (26) подтверждаются зависимостями ($A(r)/A_{r_{cr}^{Xx}}$), рассчитанными по точным формулам (табл. 1) [1] для режимов ХХ, КЗ и нескольких чисто реактивных нагрузок (рис. 4, а). Нагрузка представлена в долях сопротивления КЗ:

$$Z_{кз}^{Aa} = j\omega L_{кз}^{Aa} = (1-k)^2 j\omega L_{кз}^a, \quad (29)$$

где $j\omega L_{кз}^a$ – сопротивление КЗ идеализированного трансформатора той же геометрии со стороны a -обмотки с тем же числом витков w_a :

$$j\omega L_{кз}^a = j\omega(L_a + L_\delta + L'_b). \quad (30)$$

Кривые на рис. 4, а пересекаются в пределах a -обмотки в точке с координатами:

$$r = r_{inv}^{Up} = 0,2807 \text{ м}, \quad \frac{A_{r_{inv}^{Up}}}{A_{r_{cr}^{Xx}}} = 0,766, \quad (31)$$

которые практически совпадают с их расчётными значениями (25), (26). Различие, менее 1,5%, объясняется тем, что (25), (26) получены исходя из приближенного выражения (7) для $A_a(r)$, в котором вместо кубической используется квадратичная аппроксимация по переменной r .

На графике (рис. 4, а) отмечена также точка с координатами

$$r = r_{00}^{кзВН} = 0,292 \text{ м}, \quad \frac{A_{r_{00}^{кзВН}}}{A_{r_{cr}^{Xx}}} = 0, \quad (32)$$

характеризующая нуль-поверхность в режиме КЗ повышающего автотрансформатора (т. е. при $\dot{U}_2 = 0$). Как видно, для рассматриваемого примера

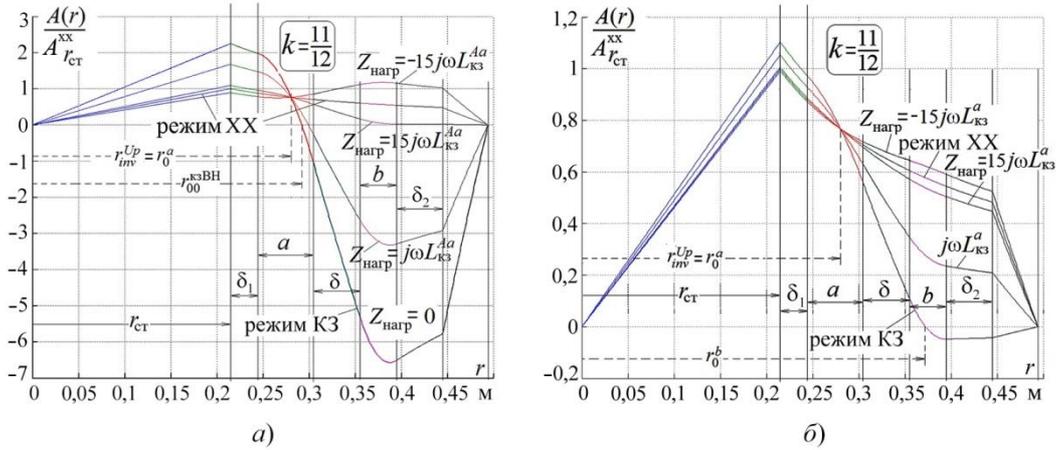


Рис. 4. Векторный потенциал при XX, КЗ и чисто реактивных нагрузках в повышающем идеализированном автотрансформаторе (а) и трансформаторе (б) при одинаковой геометрии и коэффициенте трансформации $k = U_1 / U_2$

$$r_{00}^{кзВН} = 0,292 < 0,305 = r_2^a \tag{33}$$

и, стало быть, эта поверхность находится внутри не *b*-обмотки, как в повышающем силовом трансформаторе, а внутри *a*-обмотки. Поэтому для вывода формулы с целью определения радиуса $r_{00}^{кзВН}$ следует вновь воспользоваться выражением (7), приравняв правую его часть нулю:

$$0 = \frac{1}{j\omega w_a} \cdot \frac{1}{2\pi r} \left\{ \dot{U}_a + \left[\frac{1}{2} - 3 \left(\frac{r - r_1^a}{a} \right)^2 \frac{r_2^a}{D_a} \right] j\omega L_a \dot{I}_a^{кзВН} \right\}, \tag{34}$$

где $\dot{I}_a^{кзВН}$ – ток \dot{I}_a в режиме КЗ на стороне ВН, равный (с учётом (14)):

$$\dot{I}_a^{кзВН} = (1 - k) \dot{I}_1^{кзВН} = (1 - k) \frac{\dot{U}_a}{jX_{кз}^{Aa}} = (1 - k) \frac{\dot{U}_a}{(1 - k)^2 jx_{кз}^a} = \frac{\dot{U}_a}{(1 - k) j\omega L_{кз}^a}. \tag{35}$$

Подставив правую часть этого выражения в (34), приходим к уравнению:

$$1 + \left(\frac{1}{2} - 3 \left(\frac{r - r_1^a}{a} \right)^2 \frac{r_2^a}{D_a} \right) \frac{L_a}{(1 - k) L_{кз}^a} = 0,$$

решением которого (при замене $D_a = r_1^a + r_2^a$) является радиус:

$$r = r_{00}^{a кзВН} = r_1^a + \frac{a}{\sqrt{3}} \sqrt{\left(1 + \frac{r_1^a}{r_2^a} \right) \left(\frac{1}{2} + (1 - k) \frac{L_{кз}^a}{L_a} \right)}. \tag{36}$$

Выражение (36) имеет смысл при условии, что подкоренное выражение меньше трёх, так как в противном случае радиус $r_{00}^{a кзВН}$ выйдет за пределы *a*-обмотки. Для рассматриваемого примера это условие выполняется, и рассчитанное по (36) значение радиуса нуль-поверхности получается равным:

$$r_{00}^{a кзВН} = 0,2888 \text{ м,}$$

что практически (при расхождении менее 1,5 %) совпадает с его значением, представленным в (31) и на рис. 4, а.

Примечание. Случай, когда подкоренное выражение в (36) оказывается больше трёх, означает, что нуль-поверхность проходит в δ -коридоре между обмотками. Формулу для её радиуса ($r_{00}^{кзBH} = r_{00}^{\delta кзBH}$) можно найти, решив уравнение

$$A_{\delta}(r)|_{U_2=0} = 0.$$

Расположение нуль-поверхности в δ -коридоре возможно, если $\delta/a \gg 1$, что маловероятно.

A-инвариантная поверхность в понижающем автотрансформаторе. Из физических соображений следует, что как и в силовых трансформаторах, нуль-поверхность повышающего автотрансформатора в режиме КЗ (радиуса $r_{00}^{кзBH}$) играет также роль A-инвариантной поверхности ($r_{inv}^{down} = r_{00}^{кзBH}$) понижающего автотрансформатора, поскольку её векторный потенциал полностью определяется только напряжением $\dot{U}_{вх} = \dot{U}_2$. И поскольку, как показано на рассматриваемом примере,

$$r_{00}^{кзBH} \rightarrow r_{00}^{а кзBH},$$

то мы вынуждены констатировать, что с учётом (36), а также (18):

$$r_{inv}^{Down} \rightarrow r_{inv}^{а Down} = r_{00}^{а кзBH} = r_1^a + \frac{a}{\sqrt{3}} \sqrt{\left(1 + \frac{r_1^a}{r_2^a}\right) \left(\frac{1}{2} + (1-k) \frac{L_{кз}}{L_a}\right)}. \quad (37)$$

$$\frac{A_{r_{inv}^{Down}}}{A_{r_{ст}^{xx}}} \approx \frac{r_{ст}}{r_{inv}^{Down}}. \quad (38)$$

Для рассматриваемого примера эти формулы дают:

$$r_{inv}^{а Down} = r_{00}^{а кзBH} = 0,2888, \quad (39)$$

$$\frac{A_{r_{inv}^{Down}}}{A_{r_{ст}^{xx}}} \approx \frac{r_{ст}}{r_{inv}^{Down}} = \frac{0,215}{0,2888} = 0,7445. \quad (40)$$

Распределение векторного потенциала в понижающем автотрансформаторе. Кривые $A(r)/A_{r_{ст}^{xx}}$, рассчитанные для этого случая по формулам табл. 1 [1] с использованием точных выражений для $A_a(r)$ и $A_b(r)$ представлены на рис. 5, а. Нуль-поверхность при КЗ на стороне НН проходит в толще a -обмотки и имеет радиус $r_{00}^{а кзНН} = 0,2807$ м, совпадающий с его предсказанным выше значением:

$$r_{00}^{а кзНН} = r_{inv}^{Up} = r_0^a. \quad (41)$$

По пересечению кривых находим, что радиус A-инвариантной поверхности находится в пределах a -обмотки, при этом

$$r_{inv}^{Down} = 0,292 \text{ м}, \quad \frac{A_{r_{inv}^{Down}}}{A_{r_{ст}^{xx}}} = 0,7363, \quad (42)$$

что практически (с погрешностью менее 1,5 %) совпадает с расчётами (39) и (40), выполненными по приближенным формулам (37) и (38).

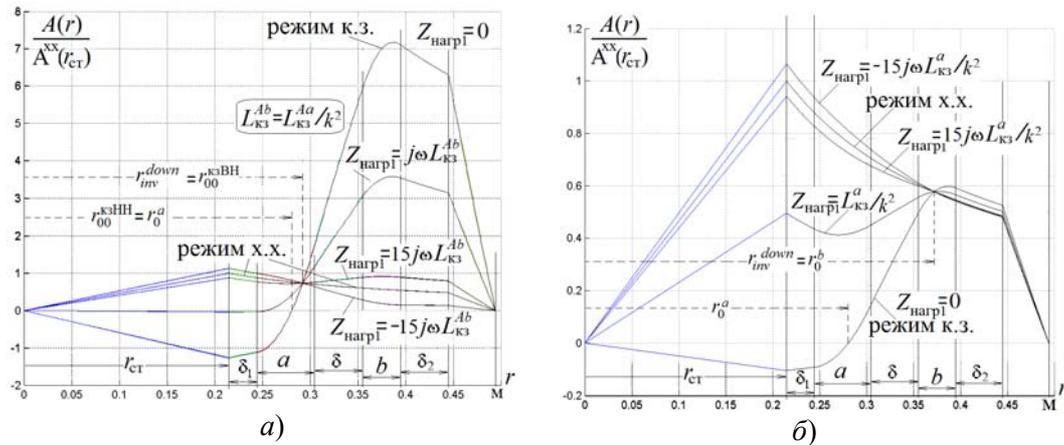


Рис. 5. Векторный потенциал при ХХ, КЗ и чисто реактивных нагрузках в понижающем идеализированном автотрансформаторе (а) и трансформаторе (б) при одинаковой геометрии и коэффициенте трансформации $k = U_1 / U_2$

Магнитно условно-эквивалентный идеализированный трансформатор. Известна невозможность создания трансформатора, *электрически эквивалентного* автотрансформатору, т. е. трансформатора с тем же сопротивлением КЗ $Z_{кз}^{Аа} = (1 - k)^2 Z_{кз}^a$, поскольку в таком трансформаторе толщины обмоток и расстояние между ними пришлось бы уменьшать в $1 / (1 - k)^2$ раз. В нашем примере в $1 / (1 - k)^2 = 144$ раза, что неприемлемо. Реальнее сравнивать автотрансформатор и *магнитно эквивалентный* трансформатор при одинаковых размерах магнитопровода и обмоток, жертвуя при этом величиной сопротивления КЗ, которое, вследствие неизменности значений a, δ, b , будет существенно большей:

$$Z_{кз1}^T = Z_{кз}^a \text{ – со стороны обмотки НН,} \tag{43}$$

$$Z_{кз2}^T = \frac{Z_{кз}^a}{k^2} \text{ – со стороны обмотки ВН.} \tag{44}$$

Здесь, величины, относящиеся к трансформатору обозначены с верхним индексом Т. Они превышают сопротивления КЗ автотрансформатора в $1 / (1 - k)^2$ раз; в нашем примере в 144 раза.

Такой трансформатор является *магнитно условно-эквивалентным* потому, что его входной ток при заданных \dot{U}_1 и нагрузке $Z_{н2}$ будет чуть меньше тока \dot{I}_1 в автотрансформаторе из-за повышенного значения сопротивления КЗ. В отличие от электрического такой магнитно эквивалентный трансформатор физически реализуем, однако его энергетические показатели будут значительно ниже, чем у автотрансформатора, поскольку в последнем, согласно (14), w_a -обмотка нагружается током существенно меньшим тока \dot{I}_1 , тогда как в трансформаторе $\dot{I}_a^T \equiv \dot{I}_1$. В результате наибольшая мощность ($P_{наиб}^T$), которую можно передать через магнитно условно-эквивалентный трансформатор, соотносится с аналогичной мощностью ($P_{наиб}$) автотрансформатора как

$$P_{наиб}^T = (1 - k) P_{наиб}.$$

В нашем примере ($k = 11/12$):

$$P_{\text{наиб}}^T = (1 - 11/12)P_{\text{наиб}} = P_{\text{наиб}}/12.$$

Естественно, что и магнитные нагрузки в таком трансформаторе будут *на порядок* меньшими, что видно по кривым распределения в нем векторного потенциала, показанными для сравнения на рис. 4, б и рис. 5, б.

Передача мощности при активной нагрузке. *Трёхэтажные* (в отношении мощностей) векторные диаграммы [1] не имеют прямой связи с *тривиальным* соотношением для комплексных мощностей

$$\dot{S}_{\text{эм}} = (1 - k)\dot{S}, \quad (45)$$

которое в действительности следует трактовать следующим образом:

$$\dot{S}_{\text{эм}}^{\text{вх}} = (1 - k)\dot{S}_{\text{вх}} - \text{для повышающего автотрансформатора}, \quad (46)$$

$$\dot{S}_{\text{эм}}^{\text{вых}} = (1 - k)\dot{S}_{\text{вых}} - \text{для понижающего автотрансформатора}. \quad (47)$$

Трёхэтажность на диаграммах имеет смысл относительно комплексов:

$$\dot{S}_{\text{эм}}^{\text{вых}}, \dot{S}_{\text{э}}^{\text{вых}}, \dot{S}_{\text{вых}} - \text{для повышающего автотрансформатора},$$

$$\dot{S}_{\text{эм}}^{\text{вх}}, \dot{S}_{\text{э}}^{\text{вх}}, \dot{S}_{\text{вх}} - \text{для понижающего автотрансформатора}.$$

Это замечание не касается активных составляющих мощностей, поскольку идеализированный автотрансформатор активную мощность не потребляет и потому

$$P_{\text{эм}}^{\text{вых}} = P_{\text{эм}}^{\text{вх}}, \quad P_{\text{э}}^{\text{вых}} = P_{\text{э}}^{\text{вх}}, \quad P_{\text{вых}} = P_{\text{вх}}, \quad (48)$$

т. е. индексы «вых» и «вх» для активных составляющих мощностей не играют роли, и стало быть, как для повышающего, так и понижающего автотрансформатора, всегда

$$P_{\text{эм}} = (1 - k)P, \quad (49)$$

что должно отображаться также на трёхэтажных векторных диаграммах. Это наглядно демонстрируется на всех векторных диаграммах в [1], а также на рис. 6 для двух частных случаев при работе автотрансформатора с чисто активной нагрузкой при тех же n, k , что и в [1]. Комплексные мощности в обоих случаях соотносятся между собой в соответствии с общим правилом:

$$\dot{S}_{\text{эм}}^{\text{вых}} : \dot{S}_{\text{э}}^{\text{вых}} : \dot{S}_{\text{вых}} = \dot{U}_b : \dot{U}_a : \dot{U}_2 - \text{для повышающего автотрансформатора},$$

$$\dot{S}_{\text{эм}}^{\text{вх}} : \dot{S}_{\text{э}}^{\text{вх}} : \dot{S}_{\text{вх}} = \dot{U}_b : \dot{U}_a : \dot{U}_2 - \text{для понижающего автотрансформатора}.$$

Вместе с тем в отношении реактивных мощностей имеются существенные различия.

В *повышающем* автотрансформаторе, как следует из его диаграммы (рис. 6, а), углы $\varphi_{\text{эл}}$ и φ , разнонаправлены. И так как при чисто активной нагрузке $Q_{\text{вых}} = 0$, то $Q_{\text{эм}}^{\text{вых}} = -Q_{\text{э}}^{\text{вых}}$, и, стало быть, на векторной диаграмме должно выполняться равенство отрезков:

$$ac = c'b'.$$

Доказательство базируется на рассмотрении двух отношений. Первое:

$$\frac{ac}{cb} = \frac{X_{\text{кз}}^{Aa} I_2'}{X_{\text{кз}}^a I_a - X_{\text{кз}}^{Aa} I_2'} = \frac{1}{\frac{X_{\text{кз}}^a}{X_{\text{кз}}^{Aa}} \cdot \frac{I_a}{I_2'} - 1} = \frac{1}{\frac{1}{(1-k)^2} \cdot (1-k) - 1} = \frac{(1-k)}{k},$$

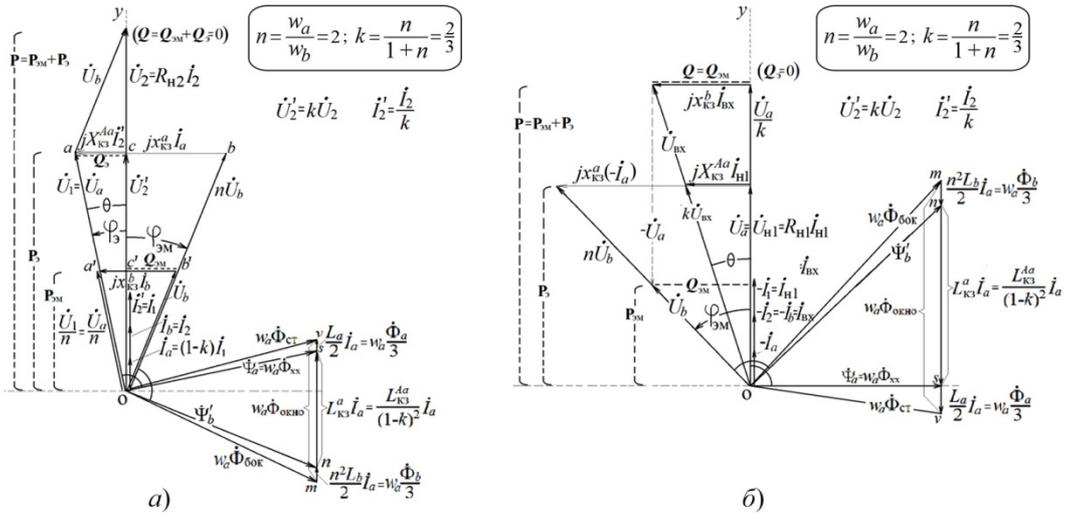


Рис. 6. Векторные диаграммы повышающего (а) и понижающего (б) идеализированного автотрансформатора при чисто активной нагрузке

и второе, из подобия треугольников cob и $c'ob'$,

$$\frac{c'b'}{cb} = \frac{ob'}{ob} = \frac{U_b}{nU_b} = \frac{1}{n} = \frac{(1-k)}{k}.$$

Сопоставляя левые и правые части этих отношений убеждаемся, что действительно $ac = c'b'$.

В понижающем автотрансформаторе, как видно на его диаграмме (рис. 6, б), подаваемая на вход реактивная мощность $Q_{вх}$ подводится только к собственно трансформатору для покрытия потребляемой им реактивной мощности, тогда как на зажимах идеального трансформатора $Q_3^{вх} = 0$. Поэтому на диаграмме $Q_{вх} = Q_{см}^{вх}$.

Распределение векторного потенциала при чисто активной нагрузке. Выше было доказано, что в окне автотрансформатора существуют две характеристические поверхности с радиусами r_{inv}^{Up} и r_{inv}^{Down} , которые ведут себя как A -инвариантные относительно нагрузки на стороне ВН или на стороне НН при работе соответственно в режиме повышения или понижения напряжения. Однако, как показывают кривые распределения векторного потенциала при чисто активных нагрузках (рис. 7), в окне автотрансформатора имеют место ещё две особые (характеристические) поверхности, на которых модуль векторного потенциала не зависит от значения активного сопротивления (R_n). На рис. 7 радиусы этих поверхностей обозначены следующим образом:

$$r_{R_{н2}-inv}^{Up} \text{ — для повышающего автотрансформатора (рис. 7, а),} \tag{50}$$

$$r_{R_{н1}-inv}^{Down} \text{ — для понижающего автотрансформатора (рис. 7, б).} \tag{51}$$

Для краткости будем называть эти характеристические поверхности A_R -инвариантными по модулю поверхностями.

A_R -инвариантная по модулю поверхность в повышающем автотрансформаторе. Кривые на рис. 7, а имеют две узловые точки. Одна из них соответствует

A -инвариантной поверхности радиуса r_{inv}^{aUp} в пределах a -обмотки, как на рис. 5, a . Поскольку радиус другой точки, соответствующий (50), также находится в пределах a -обмотки, то и он обозначен с индексом a :

$$r_{R_{a2}-inv}^{Up} \rightarrow r_{R_{a2}-inv}^{aUp} \quad (52)$$

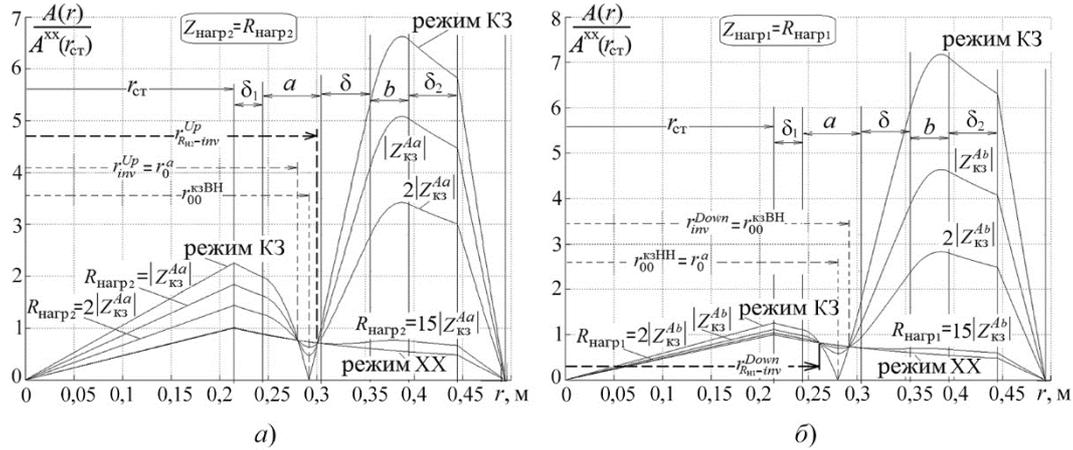


Рис. 7. Модуль векторного потенциала в повышающем (а) и понижающем (б) автотрансформаторах при чисто активной нагрузке

В этом случае простейший путь к получению формулы для его определения – приравнять друг другу выражения (7), записанные для модуля векторного потенциала в a -обмотке при ХХ и при КЗ на стороне ВН:

$$|\dot{A}_a(r)|_{i_a=0} = |\dot{A}_a(r)|_{i_a=j_{кз}^{ВН}} \quad (53)$$

С учётом (35) это соотношение сводится к одному из двух уравнений:

$$\pm 1 = 1 + \left[\frac{1}{2} - 3 \left(\frac{r - r_1^a}{a} \right)^2 \frac{r_2^a}{D_a} \right] \frac{L_a}{(1-k)L_{кз}^a} \quad (54)$$

Величина ± 1 учитывает модульный смысл (53). Знак плюс приводит (54) к (22) и тривиальному решению $r_{inv}^{Up} = r_0^a$. Взяв знак минус, получаем новое уравнение

$$0 = 2 + \left[\frac{1}{2} - 3 \left(\frac{r - r_1^a}{a} \right)^2 \frac{r_2^a}{D_a} \right] \frac{L_a}{(1-k)L_{кз}^a}, \quad (55)$$

решением которого является

$$r \rightarrow r_{R_{a2}-inv}^{aUp} = r_1^a + a \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(1 + \frac{r_1^a}{r_2^a} \right) \left[\frac{1}{2} + (1-k) \frac{2L_{кз}^a}{L_a} \right]}, \quad (56)$$

причем на поверхности этого радиуса

$$\frac{A|_{r_{R_{a2}-inv}^{aUp}}}{A_{r_{ст}}^{XX}} = \frac{r_{ст}}{r_{R_{a2}-inv}^{aUp}} \quad (57)$$

Для нашего примера по формуле (56) получаем $r_{R_{n2}-inv}^{a Up} = 0,2976$ м, что практически (с отклонением менее 1,5%) совпадает с его значением ($r_{R_{n2}-inv}^{a Up} = 0,3010$ м) на графике рис. 7, а.

Примечание. Чтобы доказать, что на поверхности радиуса $r \rightarrow r_{R_{n2}-inv}^{a Up}$ действительно *модуль* векторного потенциала при чисто активной нагрузке $Z_{n2} = R_{n2}$ не зависит от величины R_{n2} , найдем его значение подстановкой правой части (56) в выражение векторного потенциала $\dot{A}_a(r)$ (табл.1) [1] или, что проще, в (7). Нетрудно убедиться, что с учётом выражения для тока \dot{I}_a , имеющего в этом случае вид

$$\dot{I}_a = (1-k)\dot{I}_1 = (1-k) \cdot \frac{\dot{U}_a}{R'_{n2} + jX_{к3}{}^{Aa}}, \quad (58)$$

из (7) после несложных алгебраических действий получим следующую зависимость от сопротивления $R'_{n2} = k^2 R_{n2}$:

$$\dot{A}_a(r) \Big|_{r=r_{R_{n2}-inv}^{a Up}} = \frac{1}{2\pi \cdot r_{R_{n2}-inv}^{a Up}} \cdot \frac{\dot{U}_a}{j\omega W_a} \left\{ 1 - \frac{2jX_{к3}{}^{Aa}}{R'_{n2} + jX_{к3}{}^{Aa}} \right\},$$

тогда как модуль этого выражения, равный

$$\left| \dot{A}_a(r) \right|_{r=r_{R_{n2}-inv}^{a Up}} = \frac{1}{2\pi \cdot r_{R_{n2}-inv}^{a Up}} \cdot \frac{U_a}{\omega W_a}, \quad (59)$$

на рассматриваемой поверхности не зависит от R'_{n2} , что и требовалось доказать. Отсюда следует также соотношение (57).

Примечание. Выражение (56) имеет смысл, если подкоренное выражение в нем меньше единицы. В противном случае A_R -инвариантная по модулю поверхность может оказаться в δ -коридоре между обмотками, и чтобы определить её радиус ($r_{R_{n2}-inv}^{Up} \rightarrow r_{R_{n2}-inv}^{\delta Up}$) следует вместо (53) решить уравнение

$$\left| \dot{A}_\delta(r) \right|_{i_a=0} = \left| \dot{A}_\delta(r) \right|_{i_a=j_{к3}^{BH}}. \quad (60)$$

В результате находим

$$\boxed{r \rightarrow r_{R_{n2}-inv}^{\delta Up} = \sqrt{r_2^{a^2} + \frac{aD_a}{3} \left((1-k) \frac{2L_{к3}^a}{L_a} - 1 \right)}}; \quad \frac{A \Big|_{r_{R_{n2}-inv}^{\delta Up}}}{A_{r_{ст}}^{xx}} = \frac{r_{ст}}{r_{R_{n2}-inv}^{\delta Up}}. \quad (61)$$

A_R -инвариантная по модулю поверхность в понижающем автотрансформаторе. Если радиус (51) этой поверхности находится в пределах a -обмотки, как на кривых рис. 7, б, то естественно его обозначать с индексом a :

$$r_{R_{n1}-inv}^{Down} \rightarrow r_{R_{n1}-inv}^{a Down}. \quad (62)$$

Кроме узловой точки с этим радиусом на рис. 7, б имеется ещё одна узловая точка с радиусом $r_{inv}^{a Down}$, соответствующая A -инвариантной поверхности понижающего автотрансформатора как на рис. 5, б. Формулу для вычисления $r_{R_{n1}-inv}^{a Down}$ можно

получить путем приравнивания друг другу двух выражений (7), записанных для модуля векторного потенциала в a -обмотке при ХХ и при КЗ на стороне НН:

$$\left| \dot{A}_a(r) \right|_{i_a=0} = \left| \dot{A}_a(r) \right|_{i_a=i_a^{\text{кзНН}}}. \quad (63)$$

При этом необходимо выражение для тока КЗ $i_a^{\text{кзНН}}$. Оставляя на схеме рис. 2, ϵ условные направления токов неизменными, имеем:

$$i_a^{\text{кзНН}} = (1-k)i_1^{\text{кзНН}} = -(1-k) \frac{\dot{U}'_2}{j\omega L_{\text{кз}}^{Aa}}, \quad (64)$$

$$\dot{U}_a^{\text{кзНН}} = \dot{U}'_2 + j\omega L_{\text{кз}}^{Aa} i_1^{\text{кзНН}} = \dot{U}'_2 + j\omega(1-k)^2 L_{\text{кз}}^{Aa} \frac{i_a^{\text{кзНН}}}{(1-k)}. \quad (65)$$

Используя эти величины при раскрытии правой части (63), получим, с учётом модульного его характера, пару уравнений:

$$\pm 1 = 1 - \left[1 + \left(\frac{1}{2} - 3 \left(\frac{r-r_1^a}{a} \right)^2 \frac{r_2^a}{D_a} \right) \frac{L_a}{(1-k)L_{\text{кз}}^{Aa}} \right]. \quad (66)$$

Знак плюс приводит к тривиальному решению в виде $r \rightarrow r_{\text{inv}}^{a \text{ Down}}$. Взяв знак минус, приходим к уравнению, из которого получаем радиус A_R инвариантной по модулю поверхности в понижающем автотрансформаторе:

$$r \rightarrow r_{R_{\text{н1_inv}}^{a \text{ Down}}} = r_1^a + a \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(1 + \frac{r_1^a}{r_2^a} \right) \left(\frac{1}{2} - (1-k) \frac{L_{\text{кз}}^{Aa}}{L_a} \right)}. \quad (67)$$

Для нашего примера эта формула дает радиус

$$r_{R_{\text{н1_inv}}^{a \text{ Down}}} = 0,2604 \text{ м}, \quad (68)$$

что практически совпадает с его значением на графике рис. 6, \bar{b} :

$$r_{R_{\text{н1_inv}}^{a \text{ Down}}} = 0,2616 \text{ м}. \quad (69)$$

Примечание. Доказательство того, что на поверхности радиуса $r \rightarrow r_{R_{\text{н1_inv}}^{a \text{ Down}}}$ модуль векторного потенциала при чисто активной нагрузке $Z_{\text{н1}} = R_{\text{н1}}$ не зависит от значения $R_{\text{н1}}$, можно получить подстановкой правой части (67) в выражение векторного потенциала $\dot{A}_a(r)$ (табл. 1 [1]) или, что проще, в (7), полагая, что ток i_a имеет при чисто активной нагрузке вид (рис. 2, ϵ):

$$i_a = (1-k)i_1 = -(1-k) \cdot \frac{\dot{U}'_2}{R_{\text{н1}} + jX_{\text{кз}}^{Aa}}. \quad (70)$$

После несложных алгебраических преобразований из (7) получаем следующую зависимость от сопротивления $R_{\text{н1}}$:

$$\dot{A}_a(r) \Big|_{r=r_{R_{\text{н1_inv}}^{a \text{ Down}}}} = \frac{1}{2\pi \cdot r_{R_{\text{н1_inv}}^{a \text{ Down}}}} \cdot \frac{\dot{U}'_2}{j\omega w_a} \left\{ 1 - \frac{2jX_{\text{кз}}^{Aa}}{R_{\text{н1}} + jX_{\text{кз}}^{Aa}} \right\}, \quad (71)$$

тогда как модуль этого выражения, равный

$$\left| \dot{A}_a(r) \right|_{r=r_{R_{n1-inv}}^{a Down}} = \frac{1}{2\pi \cdot r_{R_{n1-inv}}^{a Down}} \cdot \frac{U_2'}{\omega w_a}, \quad (72)$$

на рассматриваемой поверхности не зависит от величины R_{n1} , что и требовалось доказать. Отсюда следует также соотношение:

$$\frac{A \Big|_{r=r_{R_{n1-inv}}^{a Down}}}{A_{r_{ct}}^{xx}} = \frac{r_{ct}}{r_{r_{R_{n1-inv}}^{a Down}}}. \quad (73)$$

Роль характеристических поверхностей. В табл. 1 сведены формулы радиусов всех характеристических поверхностей в идеализированном автотрансформаторе, на которых векторный потенциал определяется значением входного напряжения \dot{U}_1 или \dot{U}_2' – соответственно для повышающего или понижающего автотрансформатора. Здесь же приведены значения этих радиусов для нашего примера, рассчитанные по этим формулам (они были получены с учётом аппроксимации кубического полинома в выражении для $\dot{A}_a(r)$ квадратичным). В скобках приведены те же радиусы, но найденные по кривым распределения векторного потенциала с использованием точных выражений табл. 1 [1]. В правой колонке даны численные значения относительной величины векторного потенциала на характеристических поверхностях, причем в скобках представлены их значения, полученные по кривым распределения потенциала в окне автотрансформатора. С учётом (9) и (10) замечаем, что произведения величин левой и правой колонок таблицы обладают свойствами:

$$r_{inv}^{a Up} \cdot \dot{A}_a(r) \Big|_{r_{inv}^{a Up}} = r_{inv}^{a Down} \cdot \dot{A}_a(r) \Big|_{r_{inv}^{a Down}} = \frac{\dot{\Phi}_{xx}}{2\pi}, \quad (74)$$

$$r_{R_{n2-inv}}^{a Up} \cdot \dot{A}_a(r) \Big|_{r_{R_{n2-inv}}^{a Up}} = r_{R_{n2-inv}}^{a Down} \cdot \dot{A}_a(r) \Big|_{r_{R_{n2-inv}}^{a Down}} = \frac{\dot{\Phi}_{xx}}{2\pi}. \quad (75)$$

Все характеристические поверхности находятся внутри a -обмотки (рис. 8). На этом рисунке показана также поверхность радиуса r_0^b , играющая роль A -инвариантной поверхности в понижающем трансформаторе, на которой векторный потенциал определяется значением напряжения \dot{U}_b . Оба радиуса r_0^a и r_0^b A -инвариантных поверхностей, имеющих место в условно магнитно эквивалентном силовом трансформаторе, обозначены кружочками. Их смысл проясняется представлением передаваемой трансформатором активной составляющей мощности через потоки $\dot{\Phi}_{r_0^a}$ и $\dot{\Phi}_{r_0^b}$, ограниченных этими поверхностями, или значениями векторных потенциалов на них:

$$P = \frac{U_a U_b'}{x_{кз}^a} \sin \theta_\psi = \lambda_T \Phi_{r_0^a} \dot{\Phi}_{r_0^b} \sin \theta_\psi = 4\pi^2 \lambda_T (r_0^a r_0^b) A_{r_0^a} A_{r_0^b} \sin \theta_\psi, \quad (76)$$

где $\lambda_T = \omega w_a^2 / L_{кз}^a$, а величина θ_ψ есть угол между \dot{U}_a и \dot{U}_b , совпадающий с углом между указанными потоками или векторными потенциалами в трансформаторе.

Таблица 1

Формулы радиусов характеристических поверхностей и векторного потенциала на них и их значения для рассматриваемого примера

Радиусы <i>A</i> -инвариантных поверхностей в окне автотрансформатора	Векторный потенциал на <i>A</i> -инвариантной поверхности
$r_{inv}^{Up} = r_0^a = r_1^a + a \sqrt{\frac{1}{6} \cdot \left(1 + \frac{r_1^a}{r_2^a}\right)}$ <p>0,2779 м (0,2807)</p>	$\dot{A}_a(r) \Big _{r_0^a} \approx \frac{1}{2\pi r_0^a} \frac{\dot{U}_1}{j\omega w_a}$ $\dot{A}(r) / \dot{A}_{ct}^{xx} = 0,7737 \quad (0,7660)$
$r_{inv}^{a\ Down} = r_1^a + a \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(1 + \frac{r_1^a}{r_2^a}\right) \left(\frac{1}{2} + (1-k) \frac{L_{кз}^a}{L_a}\right)}$ <p>0,2888 м (0,2920)</p>	$\dot{A}_a(r) \Big _{r_{inv}^{a\ Down}} \approx \frac{1}{2\pi r_{inv}^{a\ Down}} \frac{\dot{U}'_2}{j\omega w_a}$ $\dot{A}(r) / \dot{A}_{ct}^{xx} = 0,7445 \quad (0,7363)$
$r_{R_{a2}-inv}^{a\ Up} = r_1^a + a \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(1 + \frac{r_1^a}{r_2^a}\right) \left[\frac{1}{2} + (1-k) \frac{2L_{кз}^a}{L_a}\right]}$ <p>0,2976 м (0,3010)</p>	$\left \dot{A}_a(r) \right _{r=R_{a2}-inv} \approx \frac{1}{2\pi \cdot r_{R_{a2}-inv}^{a\ Up}} \cdot \frac{U_1}{\omega w_a}$ $\dot{A}(r) / \dot{A}_{ct}^{xx} = 0,7224 \quad (0,7201)$
$r_{R_{a1}-inv}^{a\ Down} = r_1^a + a \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(1 + \frac{r_1^a}{r_2^a}\right) \left(\frac{1}{2} - (1-k) \frac{L_{кз}^a}{L_a}\right)}$ <p>0,2604 м (0,2616)</p>	$\left \dot{A}_a(r) \right _{r=R_{a1}-inv} \approx \frac{1}{2\pi \cdot r_{R_{a1}-inv}^{a\ Down}} \cdot \frac{U'_2}{\omega w_a}$ $\dot{A}(r) / \dot{A}_{ct}^{xx} = 0,8219 \quad (0,8201)$

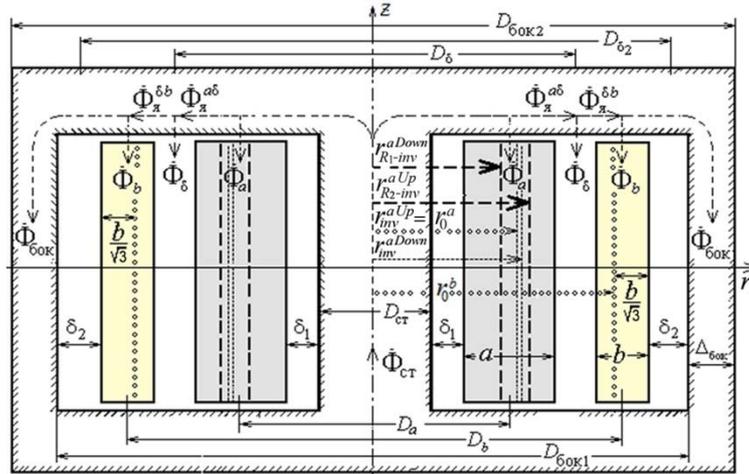


Рис. 8. Характеристические поверхности в окне автотрансформатора

Формально, по аналогии с (76), с учётом (9) и (74), имеем:

$$P = \frac{U_a U'_2}{x_{кз}^{aA}} \sin \theta = \lambda_{AT} \Phi_{I_{inv}^{Up}} \Phi_{I_{inv}^{Down}} \sin \theta = 4\pi^2 \lambda_{AT} (r_{inv}^{Up} r_{inv}^{Down}) A_{I_{inv}^{Up}} A_{I_{inv}^{Down}} \sin \theta, \quad (77)$$

где $\lambda_{AT} = \omega w_a^2 / L_{кз}^A$; величина θ есть угол между \dot{U}_1 и \dot{U}'_2 . Для случаев чисто активной нагрузки (77) можно также выразить через величины $A_{r_{R_{a2}-inv}^{Up}} A_{r_{R_{a1}-inv}^{Down}}$. Однако физическое содержание выражения (77), а вместе с ним назначение и влияние на свойства автотрансформатора его характеристических поверхностей, требует дополнительных исследований.

Заключение

Как и для трансформаторов, векторный потенциал является главенствующим в становлении корректной теории автотрансформаторов. Перепады его распределения в окне автотрансформатора существенно резче, чем в трансформаторах, что является причиной более сильной степени перевозбуждения участков его магнитной системы при КЗ и, как следствие, более низкой электродинамической стойкости по сравнению со стойкостью трансформаторов при КЗ. Обнаруженные особенности относительно возможного положения всех его характеристических поверхностей в пределах общей обмотки требует физического объяснения, как и то, как это влияет на электродинамические силы, возникающие при авариях автотрансформаторов. Аналогичные исследования должны быть выполнены для автотрансформаторов с общей внешней обмоткой.

Список литературы

1. Шакиров М. А. Начала теории силовых автотрансформаторов // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 2(77). – С. 23–41.
2. Шакиров М. А. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформатора. Часть 4. «Анатомия» трансформатора // Электричество, 2017, № 3. – С. 37–49.
3. Левицкая Е. И., Лурье А. И., Панибратец А. Н. Проблема электродинамической стойкости трансформаторов при коротких замыканиях // Электротехника, 2001, № 9.
4. Электродинамическая стойкость трансформаторов и реакторов при коротких замыканиях. Под ред. А. И. Лурье. – М.: Знак, 2005. – 520 с.
5. Ларин В. С. Вопросы трансформаторостроения на 44-й сессии СИГРЭ. – Электричество, 2013, № 5. – С. 51–63.
6. Вольдек А. И., Попов В. В. Электрические машины. Введение в электромеханику. Машины постоянного тока и трансформаторы. СПб.: Питер, 2007. – 320 с.
7. Малыгин В. М. Локализация потока энергии в трансформаторе (по поводу статьи М. А. Шакирова, Электричество, 2014, № 9 и 10) // Электричество, 2015, № 4. – С. 60–65.
8. Лейтес Л. В., Пинцов А. М. Схемы замещения многообмоточных трансформаторов. – М.: Энергия, 1974. – 192 с.
9. Leon F., Farazmand A., Joseph P. Comparing the T and π Equivalent Circuits for the Calculation of Transformer Inrush Currents. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 27, № 4, pp. 2390–2397, October 2012.
10. Шакиров М. А. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформатора // Электричество, 2014, № 10. – С. 53–65.

Шакиров Мансур Акмелович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Теоретическая электротехника и электромеханика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: manshak@mail.ru

Г. А. Евдокунин, А. С. Брилинский

Отклик в виде открытого письма на статью М. А. Шакирова «Начала теории силовых автотрансформаторов. Часть 2»

Как и в предыдущей публикации автора [1], его утверждения об абсурдности всех известных теорий и методов расчёта процессов в трансформаторах (Т) и автотрансформаторах (АТ) (кроме его собственных) не подкреплены конкретными расчётами и примерами, иллюстрирующими эту абсурдность. Автор опять апеллирует к трудностям анализа электромагнитного поля автотрансформатора для случая ($\mu = \infty$), предлагая их преодоление с помощью понятия векторного потенциала. Выбор идеализированного случая ($\mu = \infty$) возможно основан на том, что выполнить анализ процессов в Т и АТ аналитически сделать гораздо проще, чем в случае их произвольных параметров. Автор, к сожалению, не ссылается на многолетний успешный опыт расчётов переходных процессов в Т и АТ с помощью представления поля векторным потенциалом в таких известных программных комплексах как [2].

Постоянная критика автора публикуемых различных схем замещения Т и АТ необъективна, так как в технических приложениях в зависимости от решаемой задачи возможны и допустимы различные упрощения. Повторим ещё раз, что наши публикации [3, 4], где представлены модели многообмоточных трансформаторов практически любого вида и с любым соотношением параметров, включая их нелинейные свойства, не требуют применения даже понятия схем замещения. Ещё более удобен анализ переходных процессов в трансформаторах с помощью дуальных преобразований, который мы с успехом используем для расчёта процессов, например, внутри обмоток.

Учитывая, что одной из основных целей публикации являлось обоснование причины меньшей электродинамической стойкости АТ по сравнению с Т, (закрывающейся в более резком перепаде распределений векторного потенциала в окне), с нашей точки зрения, целесообразно изменить название статьи с тем, чтобы заявленная цель была отражена в её заголовке. Следует отметить, что указанное выше обоснование не подкреплено расчётом распределения усилий в обмотках.

Следует отметить неудачность введения нового названия для устоявшихся понятий, во все не требующих такого изменения: так суммарный ток, входящий в уравнение МДС многообмоточного трансформатора, предлагается назвать током утечки, хотя этот термин давно и успешно применяется в других приложениях.

[1] Шакиров М. А. Начала теории силовых автотрансформаторов // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 2(77). – С. 23–41.

[2] Титков В. В. Компьютерные технологии. Comsol Multiphysics в задачах энергетики: учебное пособие / В. В. Титков, Э. И. Янчус. – СПб.: Изд-во Политехнич. ун-та, 2012. – 184 с.

[3] Евдокунин Г. А., Дмитриев М. В. Моделирование переходных процессов в электрической сети, содержащей трансформаторы при учёте конфигурации их магнитной системы // Новости Электротехники, № 5(53), 2008. – С. 48–53.

[4] Зирка С. Е., Мороз Ю. И., Мороз Е. Ю., Евдокунин Г. А., Дмитриев М. В., Артури Ц. М. Принципы моделирования переходных процессов в трансформаторе с учётом топологии и свойств магнитопровода // Электротехника, № 1, 2013. – С. 16–24.

Евдокунин Георгий Анатольевич, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

Брилинский Андрей Станиславович, заведующий отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

Исследование причин нарушения электрической прочности изоляции устройства РПН трансформатора с сухой изоляцией

Анализируются причины повреждения устройства РПН трансформатора с сухой изоляцией, установленного на одной из подстанций 35 кВ, при возникновении замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью. Для анализа переходных процессов разработана математическая модель трансформатора, учитывающая его межвитковые и межобмоточные ёмкости, определённые по картине электростатического поля.

Ключевые слова: трансформатор, изолированная нейтраль, РПН, дуальная модель, ёмкость.

Введение

На одной из подстанций (далее – ПС «Ю») 35 кВ ПАО «Ленэнерго» установлены два сухих трансформатора 35/10 кВ с номинальной мощностью 12 000 кВ·А каждый. Секционный выключатель (СВ) 35 кВ в нормальной схеме включен, СВ 10 кВ отключен. В нормальной схеме ПС «Ю» питается от подстанции «З», режим работы нейтрали сети 35 кВ – изолированная (рис. 1).

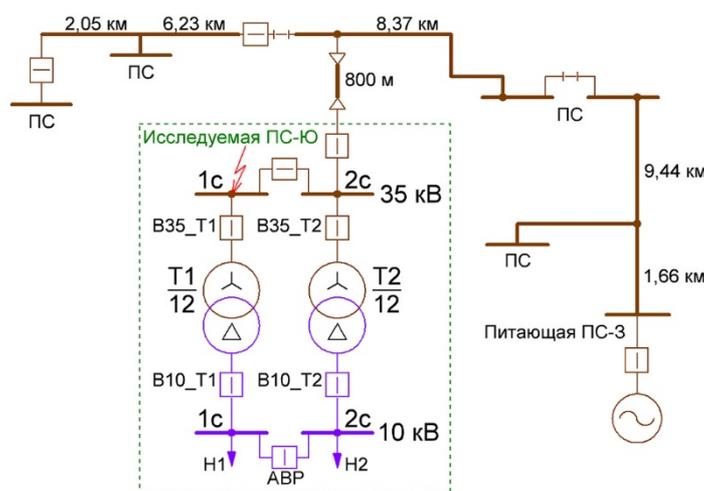


Рис. 1. Схема сети

В результате были отключены выключатели V35_T2 и V10_T2 (рис. 1) с последующей работой АВР 10 кВ ($\Delta t_{\text{АВР}} = 0,3$ с). После срабатывания АВР, спустя предположительно 4 с, произошёл пробой фазы C в устройстве РПН T1, в результате чего трансформатор отключился действием ДЗТ, что в итоге привело к полному погашению ПС «Ю».

Осмотр оборудования после аварии показал, что подвижный контакт остановился в промежуточном положении, а также имеются множественные следы горения дуги в устройстве РПН.

В день аварии в вечернее время, когда нагрузка ПС «Ю» стала увеличиваться, в процессе перемещения контактов устройства РПН трансформатора произошёл пробой изоляционного промежутка между ответвлениями устройства РПН фазы A трансформатора T2, что привело к витковому замыканию в трансформаторе и затем к его отключению дифференциальной защитой.

Моделирование

Для адекватного воспроизведения произошедших электромагнитных процессов в трансформаторе и поиска наиболее вероятных причин возникновения аварии, связанной с повреждением устройств РПН трансформаторов, необходимо создание математической модели трансформатора с учётом его внутренних ёмкостных связей между обмотками, а также ёмкостей между витками обмоток и между обмотками и магнитопроводом трансформатора [1].

Моделирование трансформатора осуществлялось в программе для расчёта переходных процессов ATPDraw [2], в которую был добавлен новый элемент – рассматриваемый трансформатор с учётом описанных выше ёмкостей. Моделирование осуществлялось по методу дуального преобразования схемы замещения магнитной цепи трансформатора в электрическую [3, 4]. Используя данный способ моделирования, удалось разбить обмотку на значительное число составляющих, что позволило контролировать в них падение напряжение в переходных процессах. При номинальном положении РПН (пятое отвлечение) под напряжением находится 248 витков обмотки высшего напряжения трансформатора. В модели обмотки ВН были разделены на 26 частей в соответствии с рис. 2. Обмотка низшего напряжения, имеющая 123 витка, была разделена пропорционально виткам обмотки ВН.

Для каждой из частей обмотки трансформатора были определены и учтены в модели продольные и поперечные ёмкости.

На рис. 3 показаны ёмкости обмоток трансформатора, где:

- $C_{0вн}$ – ёмкости между обмоткой ВН и магнитопроводом;
- $C_{0нн}$ – ёмкости между обмоткой НН и магнитопроводом;
- $C_{мф}$ – ёмкости между обмотками ВН и НН;
- $C_{вн}$ – эквивалентные межвитковые ёмкости обмоток ВН;
- $C_{нн}$ – эквивалентные межвитковые ёмкости обмоток НН;
- $C_{ф}$ – ёмкости между фазами обмоток ВН ($A-B$, $B-C$).

Определение ёмкостей обмоток трансформатора. Расчёт значений межобмоточных ёмкостей выполнен с использованием программно-вычислительного комплекса COMSOL [5]. Данная программная среда позволяет произвести анализ различных физических процессов в сложных устройствах по методу конечных элементов с учётом особенностей материалов, из которых они изготовлены. В рамках проведенных исследований был произведён расчёт электростатического поля трансформатора с целью определения величин межобмоточных и межвитковых ёмкостей для математической модели (расчётная область приведена на рис. 4). Результаты расчёта приведены в табл. 1.

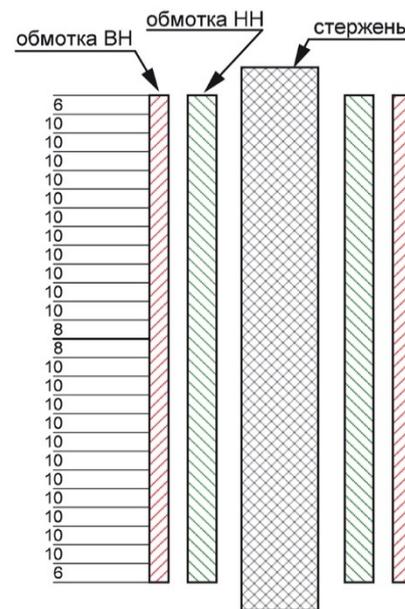


Рис. 2. Схематическое изображение обмоток одной из фаз трансформатора с указанием количества витков каждой из частей

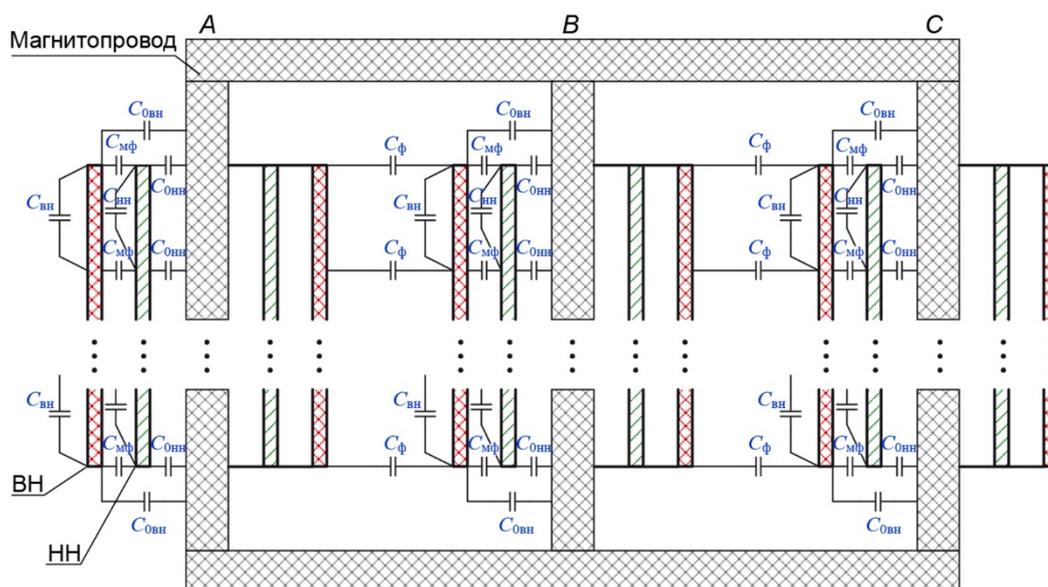


Рис. 3. Схематическое изображение трансформатора и его внутренних ёмкостных связей

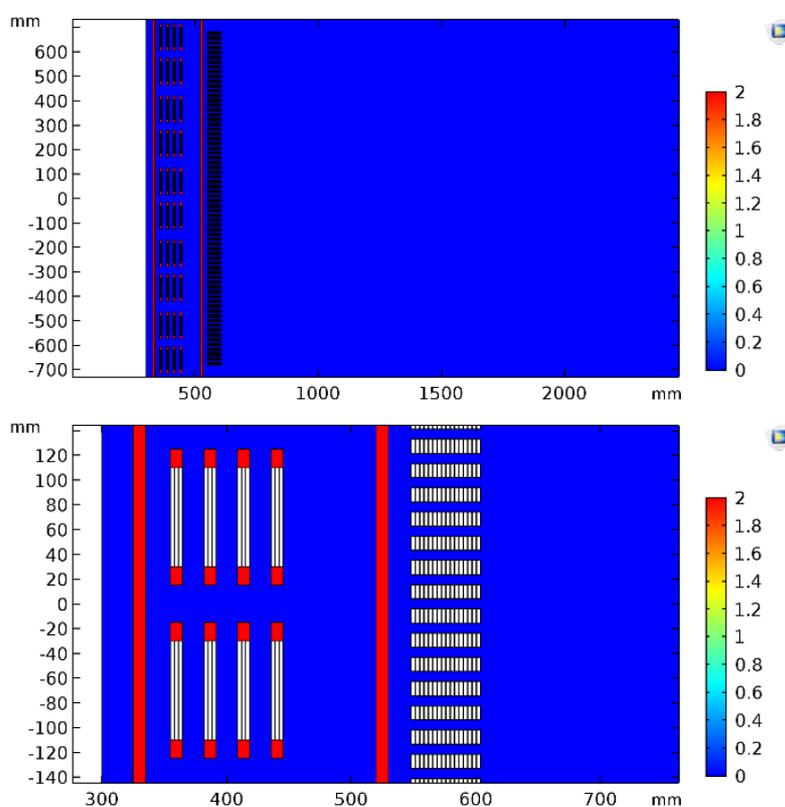


Рис. 4. Расчётная область для конечно-элементного моделирования

Таблица 1

Ёмкости обмоток трансформатора

Ёмкости обмоток трансформатора	Ёмкость, пФ
Ёмкость обмотки ВН на магнитопровод	36,182
Ёмкость обмотки НН на магнитопровод	540,7
Ёмкость между обмотками ВН и НН	388,06
Ёмкость между фазами обмоток ВН $A-B$, $B-C$	28,3
Межвитковая ёмкость обмотки ВН для 6 витков	195,6
Межвитковая ёмкость обмотки ВН для 8 витков	147,3
Межвитковая ёмкость обмотки ВН для 10 витков	117,8
Межвитковые ёмкости обмотки НН для $6/K_{\text{ТР}}$ витков	229,9
Межвитковые ёмкости обмотки НН для $8/K_{\text{ТР}}$ витков	172,4
Межвитковые ёмкости обмотки НН для $10/K_{\text{ТР}}$ витков	137,9

Ёмкость между обмотками различных фаз была рассчитана аналитически по формуле для двух несоосных цилиндров [6]. Величина ёмкости между фазами $A-C$ незначительна и не учитывалась в модели.

Установившийся нормальный режим работы трансформатора. Регулируемые ответвления устройства РПН трансформатора могут присоединяться к различным частям обмотки для изменения коэффициента трансформации путем изменения количества витков одной из обмоток, как правило, обмотки высокого напряжения в двухобмоточных трансформаторах. В статье рассматриваются два варианта: в первом, устройство РПН располагается у линейного ввода обмотки (такая конструкция применена в существующем трансформаторе), во втором – у нейтрали трансформатора.

Подключение устройства РПН у линейного ввода (рис. 5, а) трансформатора имеет ряд недостатков. Во-первых, это большее напряжение, приложенное к отпайкам, во-вторых, воздействие на РПН перенапряжений, возникающих в питающей сети. При подключении устройства РПН к нейтрали (рис. 5, б) величина воздействующих на его изоляцию напряжений меньше, и такой вариант получается более надёжным.

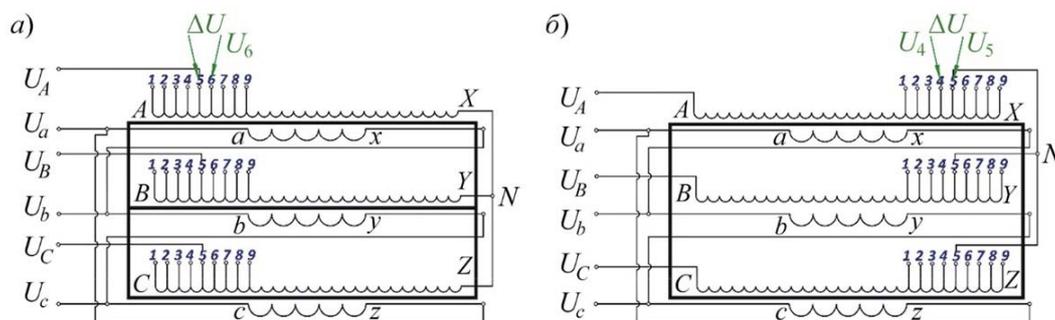


Рис. 5. Принципиальная схема трансформатора:
а) РПН у линейного ввода; б) РПН у нейтрали

В нормальном установившемся режиме к высоковольтным вводам трансформатора приложены номинальные фазные напряжения $U = \sqrt{2} / \sqrt{3} \cdot 35\,000 \text{ [В]} = 27885,6 \text{ В}$ (амплитудное значение номинального фазного напряжения). Обмотка ВН трансформатора имеет 248 витков (w) при номинальном расположении контакта РПН (отпайка № 5). Каждое ответвление РПН содержит 6 витков (w_1) обмотки ВН. Предполагая равномерное распределение напряжения вдоль обмоток и нулевое напряжение на нейтрали трансформатора, вычислим напряжения относительно земли на отпайках № 6 и № 4 РПН трансформатора для вариантов a и b соответственно (рис. 5).

$$\Delta U = w_1/w \cdot U = 6/248 \cdot 28\,577 \text{ [В]} = 691,4 \text{ В};$$

$$a) U_6 = U - \Delta U = 28\,577 \text{ [В]} - 691,4 \text{ [В]} = 27\,885,6 \text{ В};$$

$$b) U_4 = U_N + \Delta U = 0 + 691,4 \text{ [В]} = 691,4 \text{ В}.$$

Видно, что напряжение, приложенное к регулировочному ответвлению устройства РПН, следующего за тем, на которой установлен подвижный контакт (отпайка № 5), значительно больше в случае, когда устройство РПН располагается у линейного ввода трансформатора, и значение этого напряжения практически равно фазному напряжению сети.

Аварийные процессы в трансформаторе. Рассмотрим переходные процессы в трансформаторе, протекающие при возникновении однофазного замыкания на землю на шинах 35 кВ ПС «Ю» (см. рис. 1). Предполагая возможность неустойчивого замыкания на землю, рассмотрим два пробоя, следующих друг за другом. Первое замыкание возникает в нормальном установившемся режиме, и дуга гаснет при первом переходе тока замыкания через ноль (здесь и далее – первое замыкание). Через 10 мс (при наибольшем напряжении на этой фазе) возникает второе замыкание на землю (здесь и далее – второе замыкание). Проанализируем полученные осциллограммы напряжений на регулировочных ответвлениях устройства РПН, а также разность потенциалов между ними (ΔU на рис. 5) в переходном процессе при возникновении ОЗЗ в сети.

Осциллограмма на рис. 6 иллюстрирует напряжение на линейном вводе трансформатора, а на рис. 9 отражена осциллограмма напряжения на нейтрали трансформатора. На рис. 7 и 10 показаны осциллограммы напряжений на отпайке № 6 устройства РПН для варианта a и на отпайке № 4 для варианта a соответственно. Возникновение ОЗЗ приводит к большим перенапряжениям (воздействующим на регулировочное ответвление устройства РПН) для варианта расположения устройства РПН на линейном вводе: 2,03 о.е. в момент первого пробоя, 3,43 о.е. при повторном пробое. При расположении устройства РПН в нейтрали кратности перенапряжений составляют 1,15 и 2,45 о.е. соответственно. Осциллограммы разности потенциалов между отпайками РПН (ΔU) для вариантов a и b приведены на рис. 8 и 11 соответственно. Разности потенциалов для обоих случаев различаются несущественно.

Заявленное заводом-изготовителем максимально допустимое одноминутное испытательное напряжение между двумя соседними ответвлениями устройства РПН равно 5 кВ. Осциллограммы разности потенциалов (рис. 8, 11) показывают, что частота переходного процесса намного выше промышленной частоты, и перенапряжения достигают 8 кВ. Данных по электрической прочности изоляции при

многократных импульсных воздействиях с частотой порядка 50 кГц у авторов не имеется. Величина напряжения между регулировочными ответвлениями зависит от места ОЗЗ и она максимальна при ОЗЗ непосредственно у линейного ввода трансформатора.

Представляет интерес распределение максимальных напряжений вдоль обмоток ВН, так как наблюдались случаи повреждения изоляции обмоток внутри трансформатора. Результаты этих расчётов показаны на рис. 12 и 13. На рис. 12 – после первого замыкания, на рис. 13 – после второго замыкания. Видно, что на поврежденной фазе при первом замыкании в сети (рис. 12) напряжение значительно повышается в средней части обмотки. На фазе *C* также наблюдается рост напряжения в средней части обмотки.

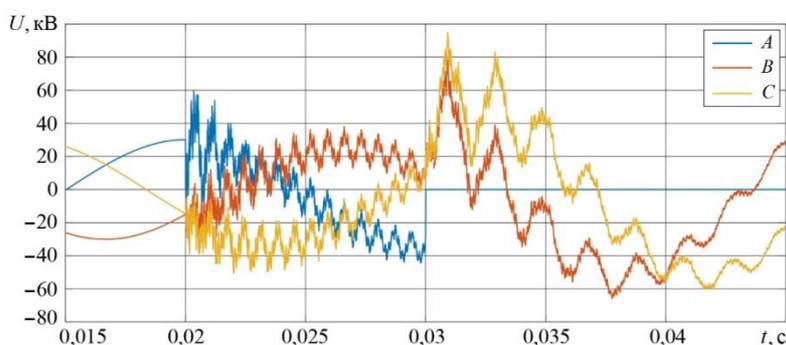


Рис. 6. Напряжения на линейном вводе трансформатора

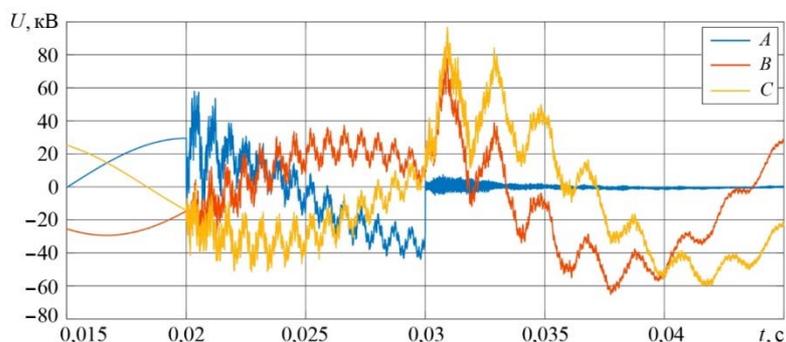


Рис. 7. Напряжения на отпайке № 6 устройства РПН трансформатора

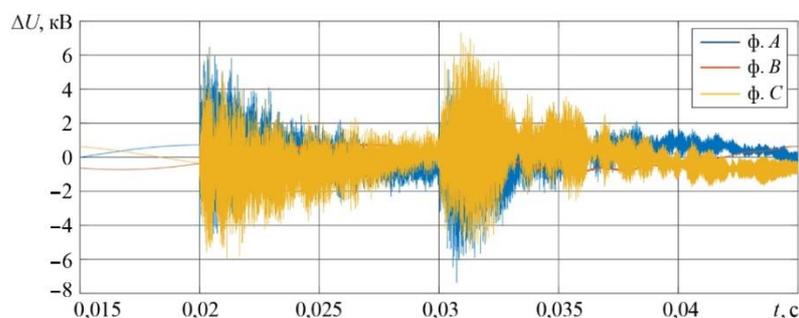


Рис. 8. Разность потенциалов ΔU между регулировочными ответвлениями устройства РПН

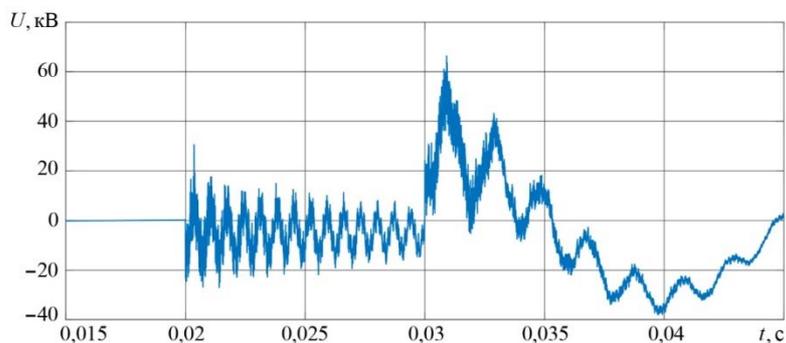


Рис. 9. Напряжение на нейтрали трансформатора

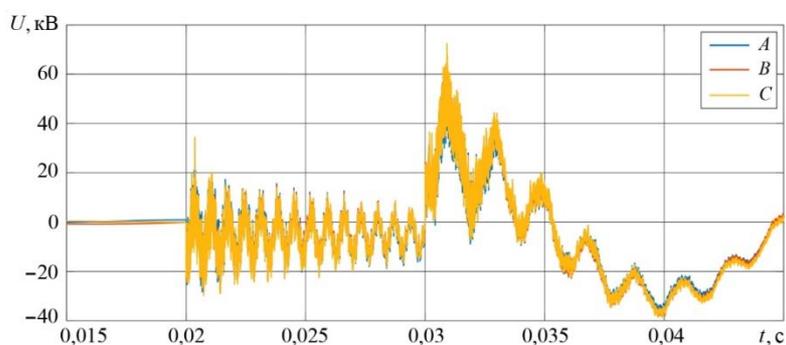


Рис. 10. Напряжения на отпайке № 4 устройства РПН трансформатора

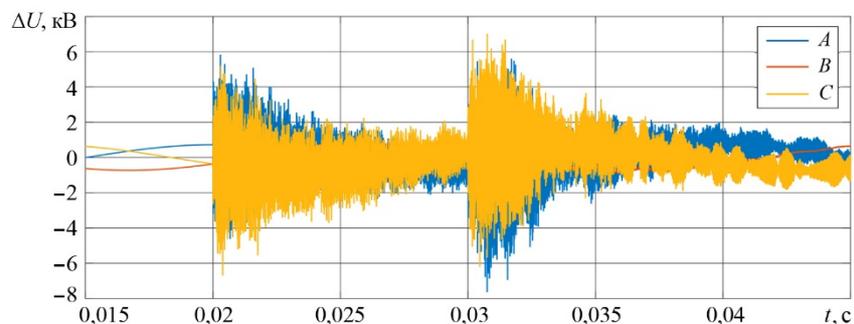
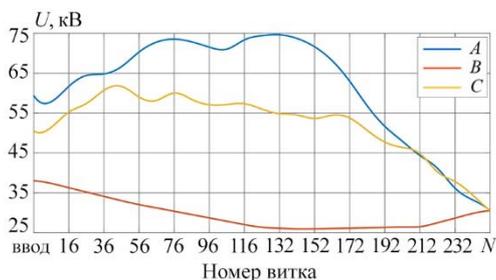
Рис. 11. Разность потенциалов ΔU между регулировочными ответвлениями устройства РПН

Рис. 12. Распределение максимальных напряжений вдоль обмоток ВН при изолированной нейтрали трансформатора после первого замыкания

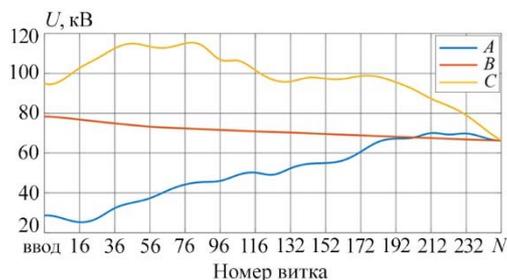


Рис. 13. Распределение максимальных напряжений вдоль обмоток ВН при изолированной нейтрали трансформатора после второго замыкания

На рис. 13 распределение максимальных значений напряжения вдоль обмотки также нелинейно, и наибольшие перенапряжения наблюдаются в первой половине обмотки, достигая 116 кВ (кратность перенапряжений составляет 4,06 о.е.).

Наибольшие напряжения, воздействующие на изоляцию трансформатора, представлены в табл. 2. Видно, что напряжения больше в случае расположения РПН у линейного ввода трансформатора.

Таблица 2

Сравнение величин напряжения, воздействующих на изоляцию РПН в переходном процессе

Параметры		Неустойчивое первое ОЗЗ ф. А / В / С, кВ	Устойчивое второе ОЗЗ ф. А / В / С, кВ
Максимальное напряжение на отпайке РПН следующей за рабочей отпайкой, трансформатора	РПН у линейного ввода трансформатора	58 / 38 / 51	- / 78 / 97
	РПН у нейтрали трансформатора	33 / 30 / 34	68 / 66 / 72
Максимальная разность потенциалов между рабочей и соседней отпайками РПН	РПН у линейного ввода трансформатора	6,5 / 0,8 / 6,3	7,3 / 0,8 / 7,3
	РПН у нейтрали трансформатора	5,8 / 0,8 / 6,6	7,6 / 0,8 / 7,0
Максимальное напряжение в средней точке обмотки трансформатора		74,5 / 26 / 56	49 / 71 / 97

Эффективным мероприятием по ограничению перенапряжений на отпайках трансформатора является установка ОПН (ВАХ на рис. 14) параллельно ответвлениям РПН, как показано на рис. 15. Это подтверждается осциллограммами на рис. 16 и 18, где виден удовлетворительный уровень разности потенциалов между отпайками РПН в переходном процессе. При этом уровень тока, протекающего через ОПН, относительно мал (рис. 17, 19).

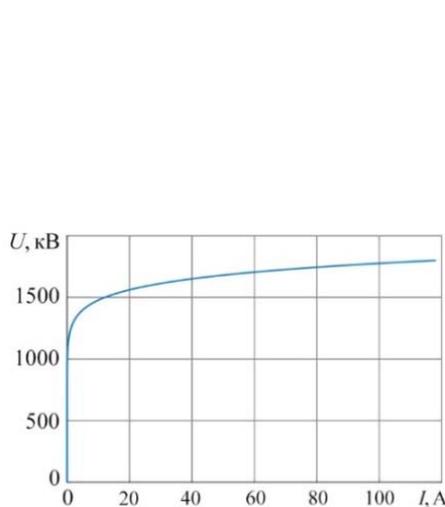


Рис. 14. Вольт-амперная характеристика ОПН

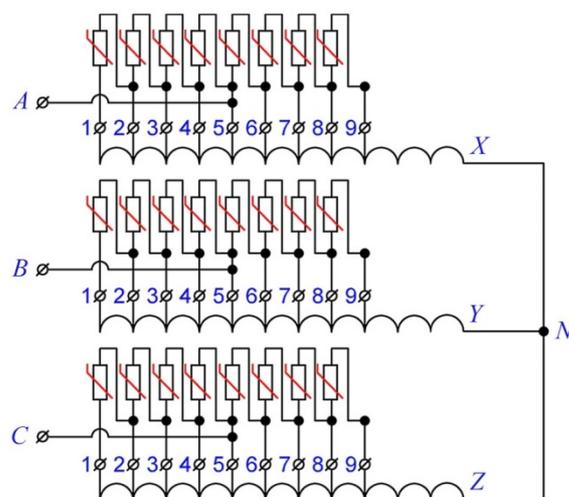


Рис. 15. Подключение ОПН параллельно отпайкам РПН

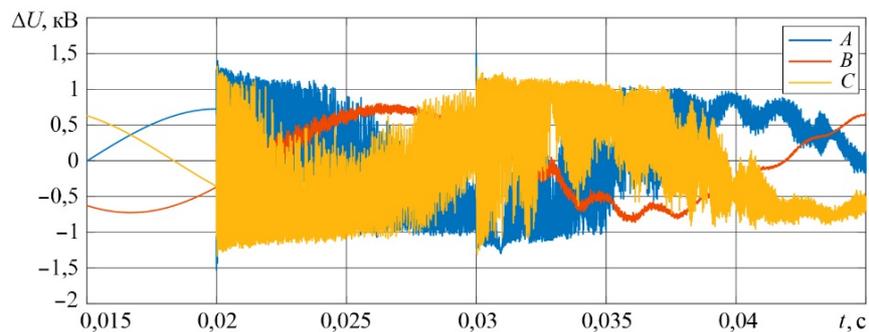


Рис. 16. Разность потенциалов ΔU между регулировочными ответвлениями устройства РПН с установленным параллельно соседним отпайкам ОПН (РПН находится у линейного ввода трансформатора)

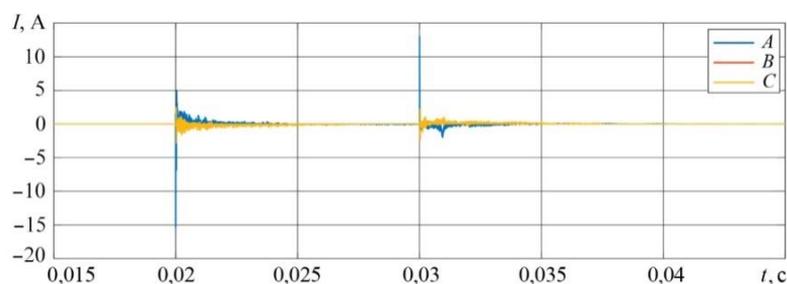


Рис. 17. Токи в ОПН (РПН находится у линейного ввода трансформатора)

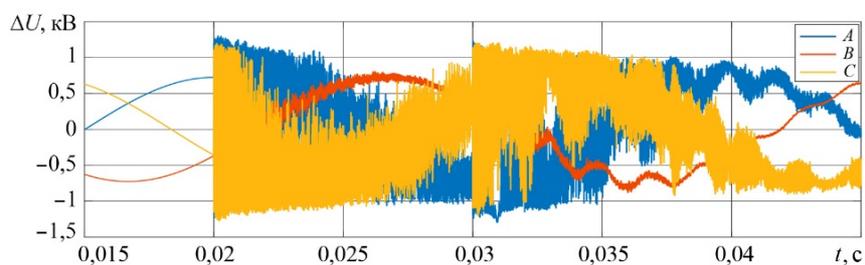


Рис. 18. Разность потенциалов ΔU между регулировочными ответвлениями устройства РПН с установленным параллельно соседним отпайкам ОПН (РПН находится у нейтрали трансформатора)

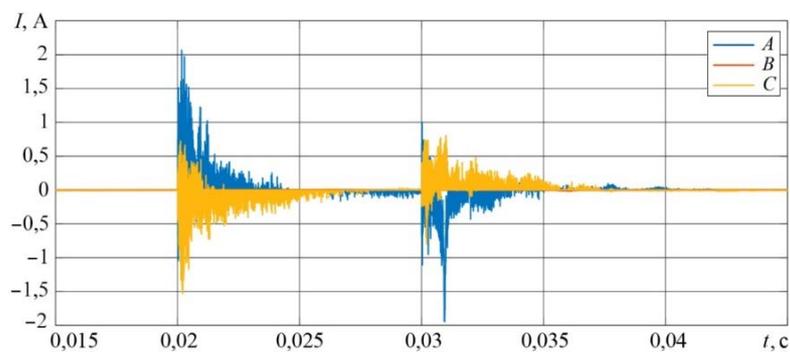


Рис. 19. Токи в ОПН (РПН находится у нейтрали трансформатора)

Наиболее радикальным средством ограничения перенапряжений между отпайками РПН следует считать заземление нейтрали трансформатора. Данное мероприятие (как и низкоомное резистивное заземление нейтрали) полностью исключит проблему недопустимых перенапряжений в трансформаторе, но в свою очередь потребует установки РЗ от ОЗЗ на подстанциях сети 35 кВ.

Вышесказанное ясно иллюстрируется на рисунках: 20 – для линейного ввода; 21 – для отпайки устройства РПН, следующей за линейным вводом; 22 и 23 – для разности потенциалов между соседними отпайками устройства РПН. Рисунок 23 одновременно показывает и напряжения относительно земли, так как в случае заземления нейтрали её напряжение равняется нулю.

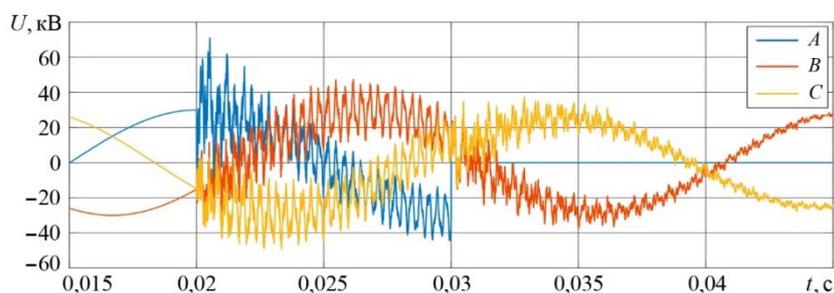


Рис. 20. Напряжения на линейном вводе трансформатора (устройство РПН находится у линейного ввода, нейтраль трансформатора заземлена)

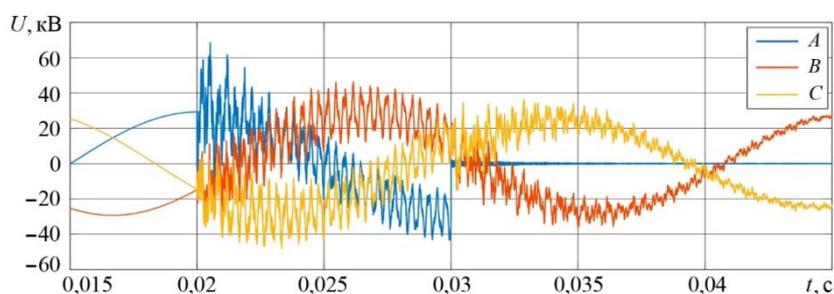


Рис. 21. Напряжения на отпайке № 6 устройства РПН трансформатора (устройство РПН находится у линейного ввода, нейтраль трансформатора заземлена)

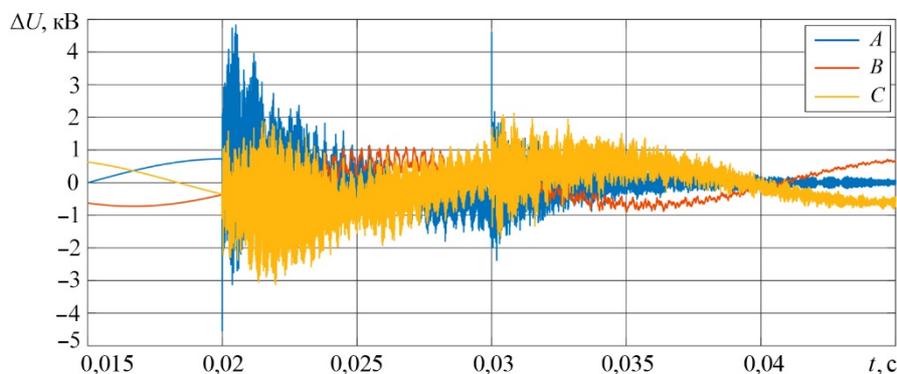


Рис. 22. Разность потенциалов ΔU между регулировочными ответвлениями устройства РПН (устройство РПН находится у линейного ввода, нейтраль трансформатора заземлена)

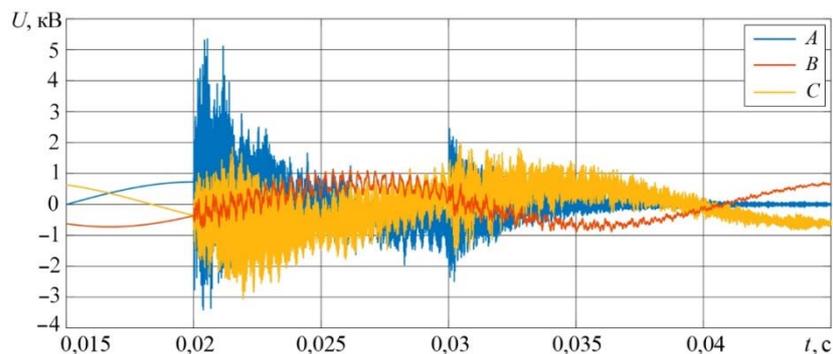


Рис. 23. Напряжения на отпайке № 4 устройства РПН трансформатора (устройство РПН находится у нейтрали, нейтраль трансформатора заземлена)

На рис. 24 и 25 показано распределение максимальных напряжений вдоль обмоток ВН трансформатора после первого и второго замыкания соответственно при заземленной нейтрали трансформатора. Видно, что значения приложенных напряжений значительно меньше, чем при изолированной нейтрали трансформатора.

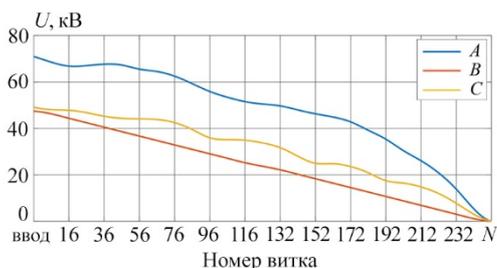


Рис. 24. Распределение максимальных напряжений вдоль обмоток ВН при заземленной нейтрали трансформатора замыкания после первого

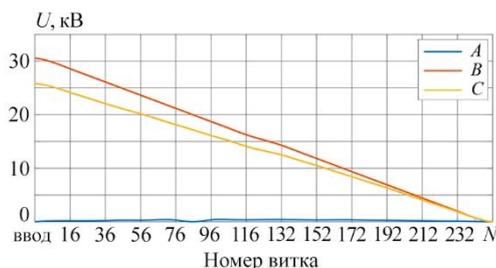


Рис. 25. Распределение максимальных напряжений вдоль обмоток ВН при заземленной нейтрали трансформатора после второго замыкания

Заключение

В ходе проведённого исследования была создана модель, позволившая воспроизвести переходные процессы, возникающие в обмотках трансформатора, включая регулировочные ответвления устройства РПН при различных вариантах его расположения: у линейного ввода или у нейтрали. Следует сказать, что расположение устройства РПН у нейтрали трансформатора позволяет существенно (в несколько раз) снизить величину воздействующего на изоляцию ступени РПН напряжения в нормальном режиме работы относительно напряжения, воздействующего на ступень РПН в случае расположения РПН у линейного ввода трансформатора.

При расследовании вероятных причин повреждения устройства РПН трансформатора были выявлены перенапряжения, возникающие между его ответвлениями, достаточные для пробоя изоляции между ними. Кроме того, опасные для изоляции обмотки ВН трансформатора перенапряжения были получены вблизи её середины.

Эффективной мерой борьбы с выявленными перенапряжениями является установка ОПН параллельно ответвлениям РПН, которая позволяет снизить перенапряжения до величин, не превышающих испытательное напряжение ступени РПН,

исключая какие-либо дополнительные схемно-технические решения. В свою очередь кардинальным решением проблемы возникновения опасных перенапряжений является заземление нейтрали трансформатора с переводом сети 35 кВ в режим низкоомного или эффективного заземления нейтрали.

Список литературы

1. *Брилинский А. С., Евдокунин Г. А., Магдеев Н. Н., Пономарёв Т. А.* Исследование причин нарушения электрической прочности изоляции на устройстве РПН сухого трансформатора ТС–12500/35 // Неделя науки СПбПУ: материалы научной конференции с международным участием. Институт энергетики и транспортных систем. Ч. 2. 2017. – С. 54–57.
2. *Селиванов В. Н.* Использование программы расчёта электромагнитных переходных процессов АТР-ЕМТР в учебном процессе// Вестник МГТУ, т. 12 – 2009. № 1. – С. 107–112.
3. *E. Colin Cherry.* The Duality between Interlinked Electric and Magnetic Circuits and the Formation of Transformer Equivalent Circuits// Proc. Phys. Soc. B 62 – 1949. – P. 101–111.
4. *Лейтес Л. В., Пинцов А. М.* Схемы замещения многообмоточных трансформаторов. – М.: Энергия, 1974.
5. Галерея приложений COMSOL [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.comsol.ru/models/acdc-module> – Capacitance Matrix of Two Spheres.
6. Теоретические основы электротехники: В 3 т. Учебник для вузов. Том 3. – 4-е изд. / К. С. Демирчян, Л. Р. Нейман, Н. В. Коровкин, В. Л. Чечурин. – СПб.: Питер, 2003. – 377 с.

Брилинский Андрей Станиславович, заведующий отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: brilinskiy@ntcees.ru

Евдокунин Георгий Анатольевич, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: evdg@etelecom.spb.ru

Пonomарёв Тимофей Александрович, специалист 1-й категории отдела противоаварийной автоматики службы релейной защиты и автоматики Филиала АО «СО ЕЭС» «ОДУ Северо-Запада».

E-mail: tim99919@gmail.com

УДК 621.314

А. С. Брилинский, Г. А. Евдокунин, Д. А. Трубин

Переходное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателей при использовании токоограничивающих реакторов с подмагничиванием

Выполнено аналитическое моделирование переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН) нового токоограничивающего устройства с обмоткой подмагничивания (ТОРп), которое позволило определить ПВН и показать, что оно находится за рамками допустимых значений. Описана математическая модель ТОРп, учитывающая ёмкости его обмоток. Произведено сопоставление скорости нарастания ПВН для случая установки обычного неуправляемого ТОР и ТОРп.

Ключевые слова: переходное восстанавливающееся напряжение, токоограничивающий реактор с подмагничиванием, выключатель, короткое замыкание.

Введение

При отключении коротких замыканий (КЗ) любого вида на контактах выключателя после погасания дуги в нем возникает переходное восстанавливающееся напряжение (далее – ПВН), обусловленное собственными параметрами сети в месте установки выключателя.

Форма ПВН зависит от конфигурации и параметров цепи, а также от величины тока КЗ. При выборе или проверке выключателя в отношении его способности отключать токи КЗ должно проводиться сопоставление нормируемого ПВН для данного типа выключателя и собственного ПВН, имеющего место при отключении токов короткого замыкания в конкретной точке сети. Собственное ПВН определяется только параметрами коммутируемой цепи при отключении тока без апериодической составляющей «идеальным выключателем», у которого полное сопротивление между размыкаемыми контактами при «естественном» переходе через нуль мгновенно изменяется от нуля до бесконечности. Выключатель обеспечит успешное отключение КЗ в том случае, если кривая собственного ПВН сети идёт не выше, чем восстанавливается электрическая прочность межконтактного промежутка после погасания дуги в нем [1].

Согласно требованиям [2, 3] выключатель должен отключать токи вплоть до нормированного при условии, что ПВН в месте установки выключателя:

- не выходит за пределы (не проходит выше) условной граничной линии нормированной характеристики ПВН;
- пересекает один раз линию запаздывания и вторично её не пересекает.

В статье приведено аналитическое моделирование ПВН нового токоограничивающего устройства с обмоткой подмагничивания [4, 5], которое позволило определить ПВН и показать, что оно находится за рамками допустимых значений. На основании проведённых расчётов подтверждена эффективность снижения скорости нарастания ПВН ниже нормированной величины с помощью включения дополнительных RC -цепей.

Определение ёмкостей управляемого токоограничивающего реактора с подмагничиванием для определения ПВН на контактах выключателей. В ранее опубликованных авторами статьях [4, 5] была описана математическая модель токоограничивающего устройства, использующего эффект насыщения магнитопровода. Для анализа переходного восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя при отключении токов КЗ в электрических сетях с ТОР с подмагничиванием (далее – ТОРп) описанная ранее модель должна быть дополнена учётом ёмкостей обмоток устройства. На рис. 1 показано поперечное сечение устройства с отображением ёмкостей, учёт которых необходим при расчётах ПВН. При этом для учёта влияния ёмкостей устройства на переходные процессы обмотки устройства разбиты пополам.

Схемы замещения электрических и магнитных цепей ТОРп с подмагничиванием показаны на рис. 2 и 3 соответственно.

Для составления системы линейаризованных уравнений для схемы замещения электрических цепей могут быть применены дискретные резистивные схемы [6]. При использовании данного метода ветви, содержащие ёмкости, в схеме замещения заменяются активными двухполюсниками.

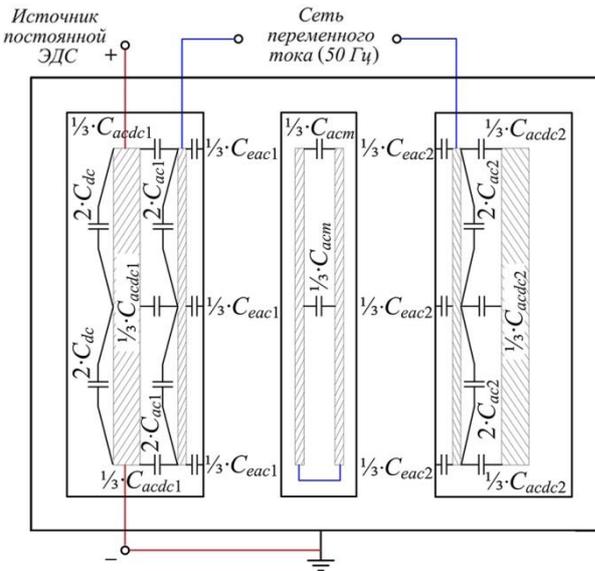


Рис. 1. Основные ёмкости, учитываемые в модели ТОРп

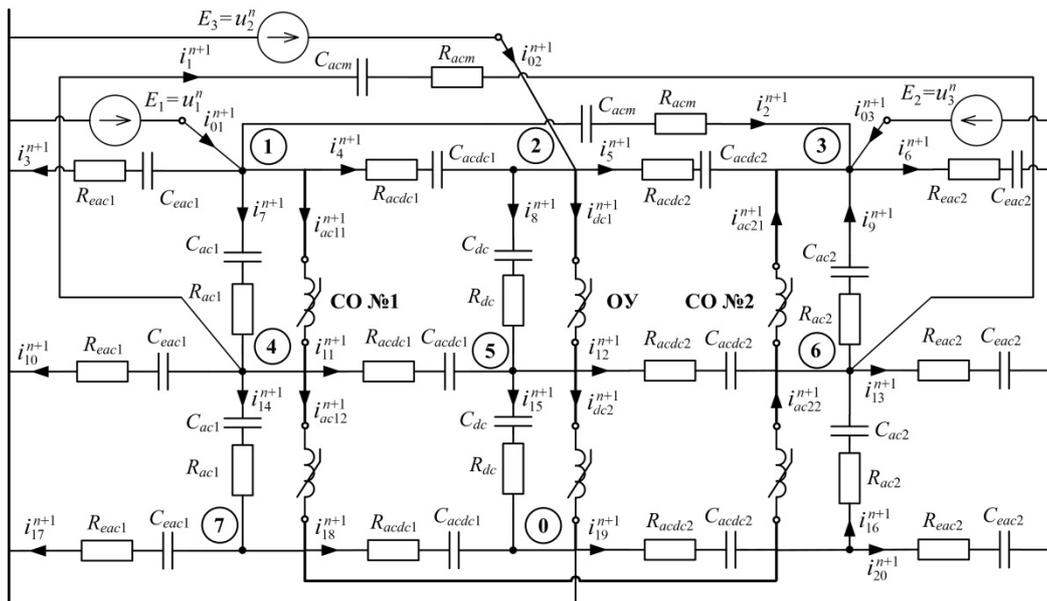


Рис. 2. Схема замещения электрических цепей

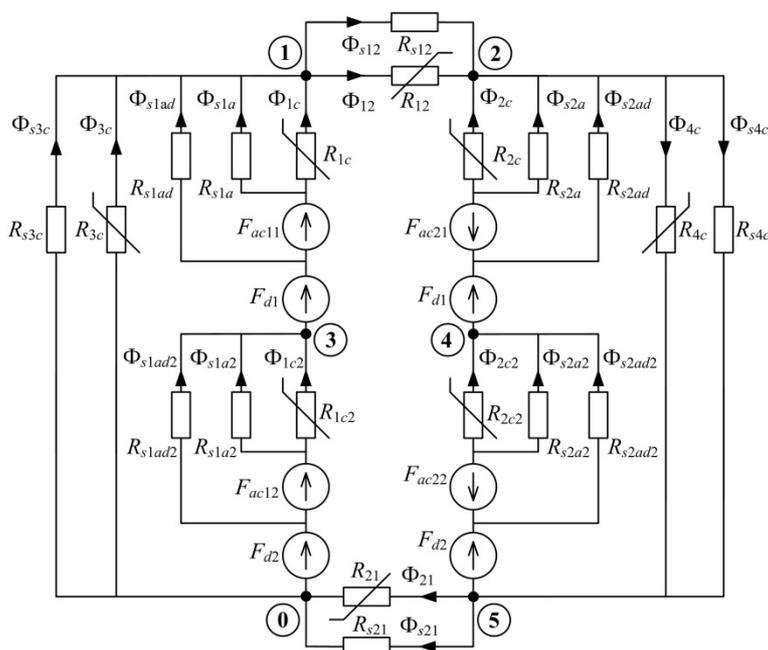


Рис. 3. Схема замещения магнитных цепей

Значения проводимости и тока источника тока двухполюсника получены с помощью применения формулы интегрирования по неявному методу Эйлера (рис. 4).

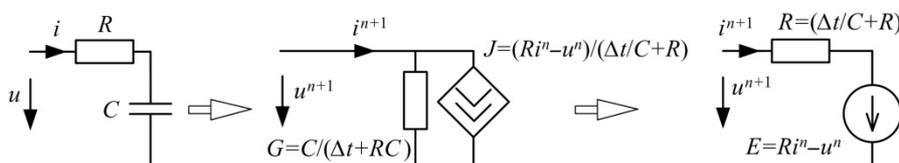


Рис. 4. Получение дискретной резистивной схемы замещения для ёмкости и резистора

Полученная линеаризованная система уравнений электрической схемы замещения устройства вместе с линеаризованной системой уравнений схемы замещения магнитных цепей (её нелинейных элементов) должна быть дополнена уравнениями, записанными по второму закону Кирхгофа для каждой из частей сетевых обмоток и обмотки управления.

Расчёт величин ёмкостей ТОРП, указанных на рис. 1, для рассчитанной согласно [5] конструкции устройства может быть произведён по формулам, представленным в [7]. При этом необходимо учесть наличие трансформаторного масла в межвитковых промежутках обмотки.

Обмотка управления реактора выполнена в виде дисковой обмотки. Вертикальное поперечное сечение обмотки данного типа показано на рис. 5.

Горизонтальное поперечное сечение обмотки управления (ОУ) имеет форму эллиптического диска, поэтому для расчёта ёмкости обмотки в качестве допущения будем рассматривать ОУ с круглой формой поперечного сечения (с последующим введением поправочного коэффициента). При этом площадь круга принимается равной площади эллипса.

Далее для расчёта продольной ёмкости обычных дисковых обмоток, может быть использован метод Штейна. Метод состоит в разделении ёмкости обмотки на составляющие, как показано на рис. 6 [7].

Ёмкость между двумя дисками c_d вычисляется по формуле:

$$c_d = \varepsilon_r \cdot \varepsilon_0 \cdot \pi \cdot \frac{d'_{o\text{OY}}{}^2 - d_i'^2}{4d}, \quad (1)$$

где $d'_{o\text{OY}} = d_{o\text{OY}} + d$, $d_i' = d_i - d$, d – расстояние между дисками, $d_{o\text{OY}}$ – эквивалентный наружный диаметр ОУ, d_i – эквивалентный внутренний диаметр ОУ.

Далее определяется суммарная ёмкость между витками одного диска (рис. 7):

$$c_t = \frac{1}{m_t - 1} \cdot \varepsilon_r \cdot \varepsilon_0 \cdot \pi \cdot \frac{d_{o\text{OY}} - d_i}{2} \cdot \frac{h}{t_i}, \quad (2)$$

где h – осевая высота диска, t_i – толщина изоляции между соседними витками, m_t – число витков одного диска ОУ.

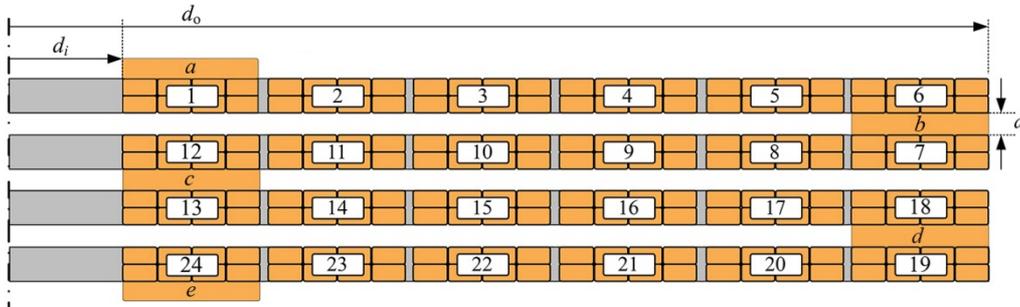


Рис. 5. Обычная (непрерывно намотанная) дисковая обмотка

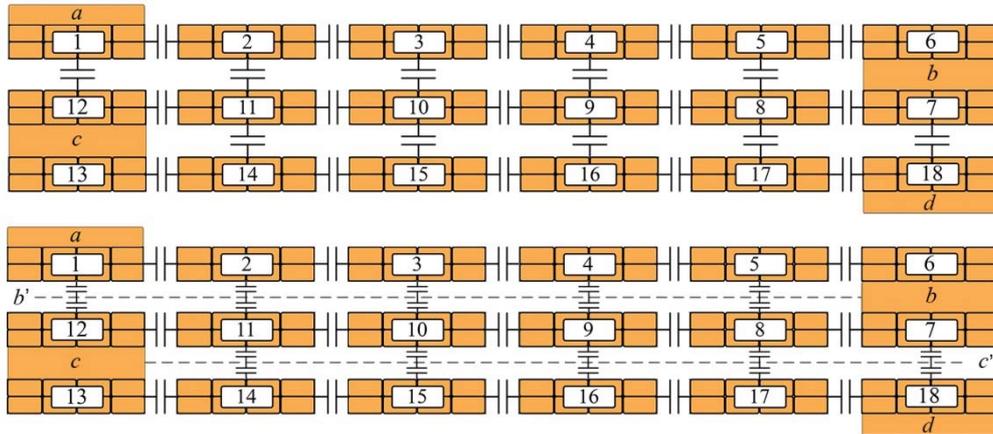


Рис. 6. Эквивалентная ёмкостная схема замещения дисковой обмотки ($b-b'$, $c-c'$ – эквипотенциальные линии)

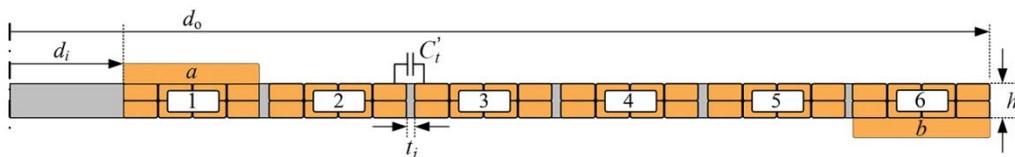


Рис. 7. Диск с шестью витками обмотки управления

Наконец, может быть вычислена суммарная продольная ёмкость обмотки управления:

$$C_{dc} = \frac{1}{n_d} \cdot c_d \cdot \left(1 + \sqrt{\frac{c_r}{c_d}} \cdot \coth \left(\sqrt{\frac{c_d}{c_t}} \right) \right), \quad (3)$$

где n_d – общее число дисков ОУ.

Ёмкость между сетевой обмоткой и полустержнем рассчитывается по формуле для цилиндрического конденсатора:

$$C_{eac1(2)} = \frac{2 \cdot \varepsilon_r \cdot \varepsilon_0 \cdot \pi \cdot h_1'}{\ln \left(\frac{d_i}{d_{o\text{ ст}}} \right)}, \quad (4)$$

где $h_1' = h_1 + d_1$ (h_1 – высота сетевой обмотки, d_1 – расстояние между полустержнем и внутренней поверхностью сетевой обмотки); $d_{o\text{ ст}}$ – диаметр полустержня; d_i – внутренний диаметр сетевой обмотки.

Ёмкость между сетевой обмоткой и обмоткой управления рассчитывается также по формуле для цилиндрического конденсатора. При этом вводится поправочный коэффициент 0,75, учитывающий тот факт, что форма обмотки управления не является круглой, а имеет форму эллиптического диска.

$$C_{acdc1(2)} = 0,75 \cdot \frac{2 \cdot \varepsilon_r \cdot \varepsilon_0 \cdot \pi \cdot h_1'}{\ln \left(\frac{t}{d_{o\text{ CO}}} \right)}, \quad (5)$$

где $h_1' = h_1 + d_1$ (h_1 – высота сетевой обмотки, d_1 – наименьшее расстояние между сетевой обмоткой и обмоткой управления); $d_{o\text{ CO}}$ – внешний диаметр сетевой обмотки; t – внутренний диаметр обмотки управления.

Величина **ёмкости между сетевыми обмотками** вычисляется исходя из упрощённых геометрических эмпирических формул.

$$C_{act} = \frac{\varepsilon_r \cdot \varepsilon_0 \cdot \pi \cdot h_2'}{\ln \left(\frac{b}{d_{o\text{ CO}}} + \sqrt{\left(\frac{b}{d_{o\text{ CO}}} \right)^2 - 1} \right)}, \quad (6)$$

где $h_2' = h_1 + b - d_{o\text{ CO}}$; b – расстояние между центральными осями полустержней.

Таблица 1

Результаты расчёта

Параметр	Значение, пФ
Продольная ёмкость обмотки СО № 1(2), $C_{ac1(2)}$	12,14
Продольная ёмкость для всей обмотки ОУ, C_{dc}	449,05
Ёмкость между СО № 1(2) и полустержнем, $C_{eac1(2)}$	1028,2
Ёмкость между СО № 1(2) и ОУ, $C_{acdc1(2)}$	1167,54
Ёмкость между СО № 1 и № 2, C_{act}	251,66

Компьютерный расчёт ПВН в сложной схеме сети с ТОРп, с воздушными и кабельными линиями. Расчёт производится с использованием численного интегрирования системы дифференциальных уравнений, составленных для схемы замещения электрической цепи. Расчётная схема моделируемой электрической сети представлена на рис. 8. К секциям шин подстанции (ПС) 110 кВ № 1 присоединено различное электротехническое оборудование: два трансформатора (с номинальной мощностью 2×63 МВ·А), разъединители, трансформаторы тока и напряжения. Схема РУ 110 кВ ПС № 1 – двойная система шин с обходной. Ниже проведены расчёты для ТОРп, установленных на ПС № 1 и подключенных последовательно с КЛ 110 кВ, связывающими ПС № 1 с Системой № 2, а также выполнено сравнение со скоростью нарастания ПВН в случае установки обычных ТОР. Схема представляет собой реальный участок сети энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенной на юго-западе Санкт-Петербурга.

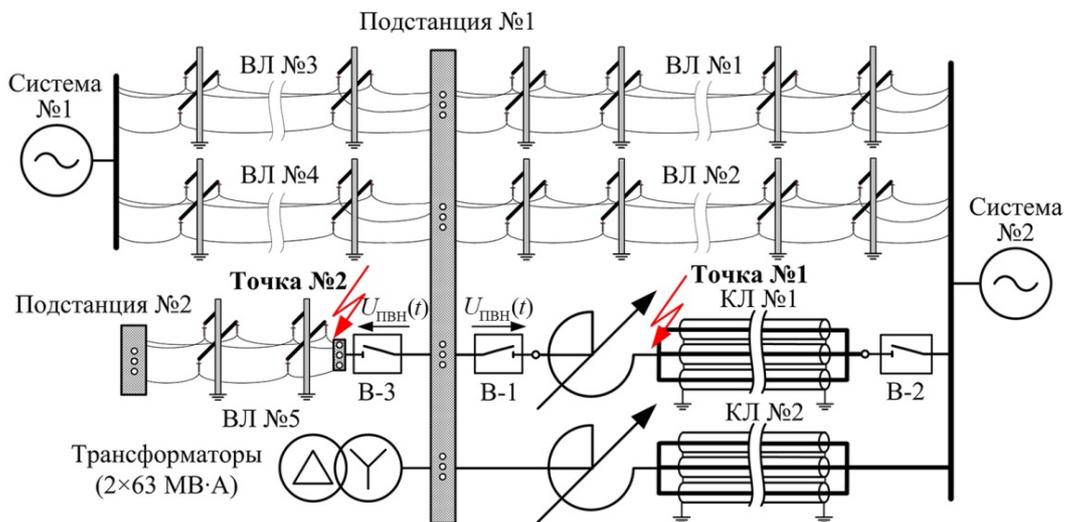


Рис. 8. Расчётная схема сети 110 кВ

Примыкающая сеть 110 кВ и выше задаётся эквивалентным источником ЭДС (Система № 1 и № 2), а также индуктивным и активным сопротивлениями, определяемыми исходя из значения тока короткого замыкания. Трансформаторные присоединения к сборным шинам представляются одним эквивалентным одночастотным контуром, содержащим соединённые параллельно эквивалентную входную ёмкость и индуктивность рассеяния обмоток трансформаторов. Входные ёмкости присоединённых к сборным шинам аппаратов и погонные параметры шин распределительных устройств 110 кВ и выше взяты из [8, 9]. Кабельная и воздушная линии электропередачи представлены моделями с распределёнными параметрами с учётом геометрических особенностей опор воздушных линий (ВЛ) и параметров КЛ.

На рис. 9 представлена осциллограмма ПВН на контактах высоковольтного выключателя напряжением 110 кВ (В-1, рис. 8) с номинальным током отключения 25 кА (ВМТ-110Б) при отключении им трёхфазного КЗ, возникшего в точке подключения ТОРп и КЛ 110 кВ (в точке № 1).

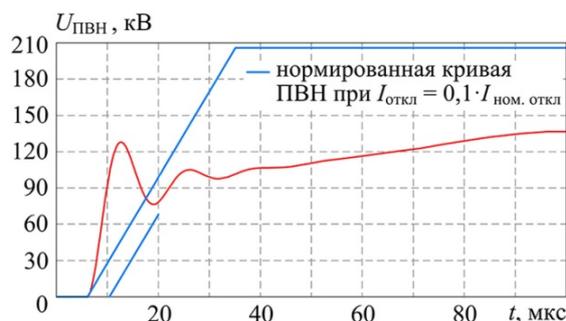


Рис. 9. Осциллограмма ПВН на полюсе выключателя В-1 при отключении им первого полюса при трёхфазном КЗ (в точке № 1)

На рис. 10 представлена осциллограмма ПВН на контактах высоковольтного выключателя напряжением 110 кВ (В-3, рис. 8) с номинальным током отключения 25 кА (ВМТ-110Б) при отключении им трёхфазного КЗ, возникшего в точке подключения отходящей от шин подстанции № 1 ВЛ 110 кВ (в точке № 2).

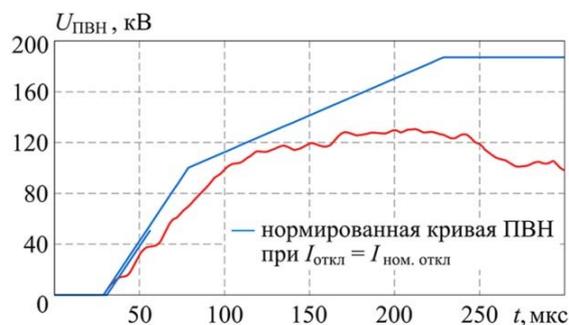


Рис. 10. Осциллограмма ПВН на полюсе выключателя В-3 при отключении им первого полюса при трёхфазном КЗ (в точке № 2)

На рис. 11 представлено сравнение осциллограмм скорости нарастания ПВН для случая установки обычного неуправляемого ТОР и ТОРп.

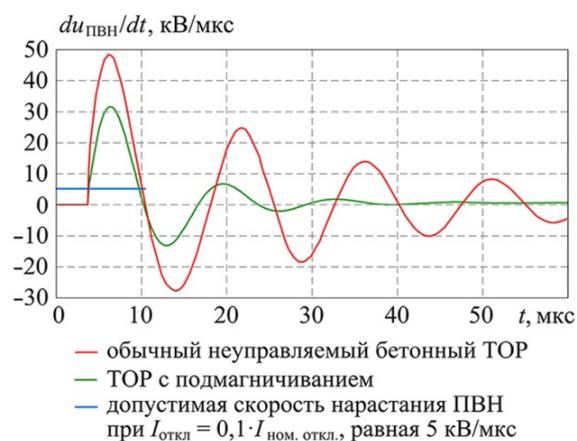


Рис. 11. Осциллограммы скоростей нарастания ПВН на полюсе выключателя В-1 при отключении им первого полюса при трёхфазном КЗ (в точке № 1) при установке обычного неуправляемого бетонного ТОР и ТОРп

Согласно представленным выше осциллограммам скорость нарастания напряжения в случае неуправляемого ТОР и ТОРп существенно превышает допустимое значение. Для ТОРп скорость восстановления ниже, однако, и она превышает допустимую величину. Снижение скорости в случае ТОРп объясняется большей величиной ёмкости обмоток на землю (на магнитопрод и ОУ) по сравнению с обычным неуправляемым ТОР.

Для снижения скорости нарастания ПВН ниже нормированной величины рассмотрим включение $R_{\text{доп}}C_{\text{доп}}$ -цепи между узлом подключения выключателя и ТОРп и землёй (рис. 12, 13).

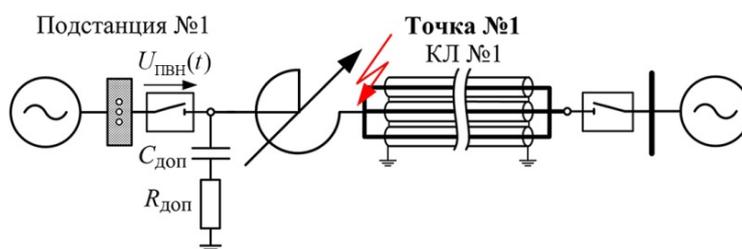


Рис. 12. Включение $R_{\text{доп}}C_{\text{доп}}$ -цепи для снижения скорости нарастания ПВН ниже нормированной величины

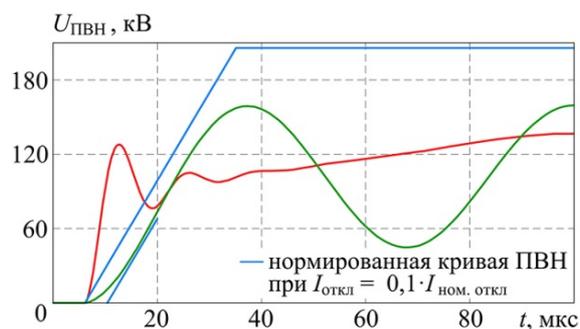


Рис. 13. Осциллограмма ПВН на полюсе выключателя В-1 при отключении им первого полюса при трёхфазном КЗ (в точке № 1) с учётом включения $R_{\text{доп}}C_{\text{доп}}$ -цепи ($R_{\text{доп}} = 50$ Ом, $C_{\text{доп}} = 7,5$ нФ) (зелёная кривая) и без (красная кривая)

Заключение

1. При установке ТОРп на электросетевых объектах происходит существенное увеличение параметров ПВН и требуется учёт влияния собственных ёмкостных и индуктивных параметров ТОРп на ПВН выключателей и должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия для ограничения скорости нарастания и амплитуды ПВН. На стадии проектирования следует рассматривать возможность изменения конструктивных параметров ТОРп, которые позволят увеличить собственные ёмкости, или предусматривать установку дополнительных RC -цепей

2. При установке ТОРп скорость нарастания напряжения уменьшается. Этот результат объясняется значительно большей величиной ёмкости обмоток на землю (на магнитопрод и ОУ) ТОРп по сравнению с обычным неуправляемым ТОР, что требует меньших затрат на корректировку ёмкости ТОР или параметров RC -цепи.

Список литературы

1. *Евдокунин Г. А.* Электрические системы и сети: учеб. пособие. – 4-е изд., испр. и доп. – СПб: Родная Ладога, 2016. – 384 с.
2. ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока. Общие технические условия», 2006.
3. СТО 56947007-29.130.10.095-2011 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору», 2011.
4. *Брилинский А. С., Евдокунин Г. А.* Моделирование и анализ токоограничивающих свойств реактора, управляемого подмагничиванием // Известия РАН. Энергетика, 2013, № 4. – С. 37–48.
5. *Брилинский А. С., Евдокунин Г. А., Смолвик С. В., Шепель Ю. И.* Методика расчёта параметров основных элементов конструкции токоограничивающего реактора с подмагничиванием // Электрические станции, 2015, № 11 (1012). – С. 42–46.
6. Теоретические основы электротехники: учебник для вузов. В 2 т. Т. 2 / К. С. Демирчян, Н. В. Коровкин, Л. Р. Нейман – 5-е изд. – СПб: Питер, 2009. – 432 с.
7. *Eilert Bjerkan.* High frequency modeling of power transformers, stresses and diagnostics, 2005.
8. Методические указания по ограничению высокочастотных коммутационных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и выше. – М.: ОРГРЭС, 1998.
9. СТО 56947007-29.240.10.191-2014 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по защите от резонансных повышений напряжения в электроустановках 6–750 кВ», 2014.

Брилинский Андрей Станиславович, заведующий отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: brilinskiy@ntcees.ru

Евдокунин Георгий Анатольевич, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).
E-mail: evdg@etelecom.spb.ru

Трубин Денис Андреевич, специалист ООО «А1-Энерго».
trubin@a1experts.ru

УДК 621.314

П. В. Калабин, А. Г. Калимов, М. А. Шакиров, С. А. Шиманский

Расчёт трёхмерного магнитного поля в трансформаторах на основе интегро- дифференциальных уравнений для скалярного магнитного потенциала

Представлен интегро-дифференциальный метод моделирования трёхмерных магнитных полей как средство повышения точности расчёта магнитного поля и оценки перевозбуждения магнитной системы двухобмоточного короткозамкнутого трансформатора. Рассмотренный подход объединяет достоинства метода конечных элементов и численного решения интегро-дифференциального уравнения для скалярного магнитного потенциала. Достоверность разработанного метода численного моделирования магнитных полей подтверждается экспериментами, выполненными на специально созданных установках. Полученные результаты позволяют более корректно решать вопросы электродинамической стойкости трансформаторов при коротком замыкании.

Ключевые слова: метод конечных элементов, интегральные уравнения, индуктивность, трансформатор, магнитное поле, короткое замыкание.

Введение

Оценка электродинамической стойкости трансформаторов при коротких замыканиях, бросках нагрузки и других нестандартных режимах является актуальной, сложной научно-технической проблемой, связанной с анализом перевозбуждения магнитной системы трансформатора [1, 2]. Анализ магнитных потоков в элементах конструкции броневого трансформатора и их расчёт в упрощённой, двухмерной, постановке для цилиндрического и плоского вариантов конструкции достаточно подробно рассмотрен в работах кафедры теоретической электротехники и электро-механики СПбПУ [3–5]. Основная цель данной работы – исследование возможностей применения перспективного подхода, основанного на комбинировании интегро-дифференциальных уравнений и метода конечных элементов для скалярного магнитного потенциала для исследования характеристик трансформатора в трёхмерной постановке.

1. Интегро-дифференциальный метод расчёта магнитного поля трансформатора

Применение численных методов расчёта, основанных на решении интегральных уравнений, часто предпочтительнее по отношению к методам конечных элементов и конечных разностей, поскольку такой подход позволяет значительно сократить расчётную область до пространства, занятого ферромагнитным материалом [6, 7]. Одна из подобных формулировок основана на решении интегро-дифференциального уравнения для скалярного магнитного потенциала [8, 9]:

$$U(\vec{r}) + \frac{1}{4\pi\mu_0} \int \frac{(\mu_r - 1)\vec{\nabla}U(\vec{r}') \cdot (\vec{r} - \vec{r}')}{|\vec{r} - \vec{r}'|^3} dV_m = U_c(\vec{r}), \quad (1)$$

где $U(\vec{r})$ и $U_c(\vec{r})$ – полный скалярный магнитный потенциал внутри пространства V_m , занятого намагниченным материалом, и потенциал, наведенный в этой области сторонними источниками соответственно.

Для численного решения этого уравнения расчётная область разбивается на простейшие элементы, имеющие форму тетраэдров. Внутри каждого из таких элементов распределение потенциала аппроксимируется полиномом первого или второго порядка в зависимости от желаемой точности решения рассматриваемой задачи. Коэффициенты полиномов определяются на основе процедуры Галеркина. Непрерывность распределения магнитного потенциала во всей расчётной области обеспечивается за счёт применения стандартной технологии аппроксимации произвольных функций, применяемой в методе конечных элементов [10].

Решение интегро-дифференциального уравнения (1) обеспечивает высокую точность расчёта характеристик магнитного поля внутри пространства, занятого намагниченным материалом [9, 11]. Однако, за пределами этой области точность моделирования магнитного поля значительно хуже. Особенно сильно заметна деградация точности в непосредственной близости от поверхности ферромагнитных объектов. Причина этого кроется в особенностях расчёта напряженности магнитного поля в различных областях пространства. Внутри области, занятой магнитным сердечником, применяется прямое дифференцирование скалярного магнитного потенциала в соответствии с соотношением:

$$\vec{H}(\vec{r}) = -\vec{\nabla}U(\vec{r}). \quad (2)$$

Использование полиномов второго порядка в этом случае для аппроксимации скалярного потенциала позволяет получить достаточную для большинства практических приложений точность расчёта напряженности и индукции магнитного поля. За пределами же области, занятой намагниченным материалом, напряженность рассчитывается путем суммирования полей, наводимых первичными источниками и всеми намагниченными элементами:

$$\vec{H}(\vec{r}) = \frac{\vec{\nabla}}{4\pi} \int_{V_m} \frac{(\mu_r - 1)\vec{\nabla}U(\vec{r}') \cdot (\vec{r} - \vec{r}')}{|\vec{r} - \vec{r}'|^3} dV_m + \vec{H}_c(\vec{r}), \quad (3)$$

что может привести к резкому падению точности моделирования. Это относится, в частности, к задачам магнитного экранирования [8], а также для задач, в которых необходимо рассчитывать магнитное поле вблизи от поверхности намагниченных объектов. В последнем случае ошибка расчёта напряженности может достигать сотен процентов, поскольку, строго говоря, напряженность магнитного поля вблизи от вершины элемента дискретизации ферромагнетика, рассчитанная по интегральной формуле (3), стремится к бесконечности. В связи с этим для получения достоверных результатов моделирования характеристик магнитного поля за пределами сердечника трансформатора, необходима модификация процедуры расчёта напряженности в этой области.

2. Параметры короткозамкнутого трансформатора

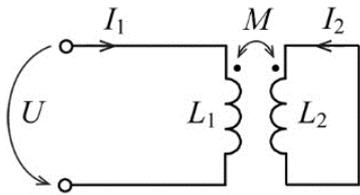


Рис. 1. Двухобмоточный трансформатор в режиме короткого замыкания

Один из важных режимов работы и тестирования трансформаторов является его работа при коротком замыкании одной из обмоток (рис. 1).

В трансформаторе со стальным сердечником индуктивные сопротивления обмоток значительно превышают их активные составляющие и в первом приближении этими составляющими можно пренебречь. В таком случае соотношение между входным напряжением и током имеет вид:

$$U_1 = I_1 \cdot 2\pi f L_1 \cdot (1 - k^2), \quad (4)$$

где f – частота приложенного напряжения; k – коэффициент связи между обмотками:

$$k = \frac{M}{\sqrt{L_1 L_2}}. \quad (5)$$

Для трансформатора со стальным сердечником этот параметр несильно отличается от единицы. Соответственно даже небольшая ошибка в расчёте параметров L_1 , L_2 , M может привести к большой погрешности в определении соотношения между напряжением и током (4). Здесь, как и в [5], расчёт индуктивностей трансформатора проводится на основе анализа стационарного режима работы трансформатора при условии независимости магнитной проницаемости материала сердечника от индукции магнитного поля.

3. Упрощённая математическая модель двухобмоточного трансформатора

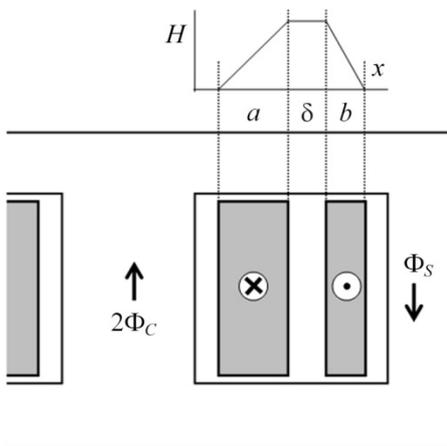


Рис. 2. Магнитные потоки и распределение напряженности магнитного поля в идеализированной модели броневых трансформатора

Схематично поперечное сечение двухобмоточного броневых трансформатора показано на рис. 2. Основные допущения таких моделей предполагают:

- бесконечно большую магнитную проницаемость материала магнитопровода;
- отсутствие зазоров между обмотками и стыковыми ярами магнитопровода;
- поток холостого хода $\Phi_0 = \frac{U_1}{2\pi f \cdot w_1}$;
- нулевое активное сопротивление обмоток.

Последнее условие позволяет написать для потокосцепления первичной обмотки в любом режиме:

$$\Psi_1 = 2\pi f \cdot U_1. \quad (6)$$

При коротком замыкании вторичной (внешней) обмотки её потокосцепление равно нулю:

$$\Psi_2 = 0. \quad (7)$$

Потокосцепление первичной обмотки может быть представлено в виде суммы двух слагаемых. Первое из них определяется потоком в центральном сердечнике, второе – магнитным полем пронизывающим внутреннюю обмотку. Величина этого потокосцепления может быть получена интегрированием индукции магнитного поля по пространству, занятому обмоткой в соответствии с распределением напряженности магнитного поля, показанного на рис. 2 [12]:

$$\Psi_1 = \left(\Phi_C + \mu_0 I \cdot \frac{a}{6} \right) \cdot w_1. \quad (8)$$

Здесь w_1 – число витков первой обмотки.

Аналогичным образом рассчитывается потокосцепление второй обмотки [12]:

$$\Psi_2 = \Phi_C \cdot w_2 + \mu_0 I_2 \cdot w_2 \cdot \left(\frac{a}{2} + \delta + \frac{b}{3} \right). \quad (9)$$

Полный магнитный поток трансформатора, очевидно, равен нулю:

$$\Phi_C - \Phi_S + \mu_0 w_1 I_1 \cdot \left(\frac{a}{2} + \delta + \frac{b}{2} \right) = 0, \quad (10)$$

где, очевидно, $I_1 \cdot w_1 = I_2 \cdot w_2$. Решая совместно уравнения (6) – (10), получаем выражение для потока, проходящего через центральный стержень короткозамкнутого со стороны внешней обмотки трансформатора:

$$\frac{\Phi_C}{\Phi_0} = \left(1 + \frac{a}{2a + 6\delta + 2b} \right). \quad (11)$$

Поскольку правая часть этого выражения больше единицы, Φ_C имеет смысл сверхпотока при коротком замыкании внешней обмотки. Аналогичным образом можно получить выражения для потоков в центральном и боковом стержнях в обоих режимах короткого замыкания. Согласно [12] при коротком замыкании внешней обмотки:

$$k_C^{(2)} = \frac{\Phi_C}{\Phi_0} \approx 1 + \frac{a}{2a + 6\delta + 2b}; \quad k_S^{(2)} = \frac{\Phi_S}{\Phi_0} \approx -\frac{b}{2a + 6\delta + 2b}, \quad (12)$$

а при коротком замыкании внутренней обмотки:

$$k_C^{(1)} = \frac{\Phi_C}{\Phi_0} \approx -\frac{a}{2a + 6\delta + 2b}; \quad k_S^{(1)} = \frac{\Phi_S}{\Phi_0} \approx 1 + \frac{b}{2a + 6\delta + 2b}. \quad (13)$$

Выражения со знаком минус характеризуют антипотоки в соответствующих режимах короткого замыкания. Приведенная здесь упрощенная двухмерная модель трансформатора позволяет получить хорошую оценку его параметров. Однако в целом ряде случаев пренебрежение трёхмерными эффектами приводит к значительным ошибкам в результатах их моделирования.

4. Экспериментальное исследование потоков в короткозамкнутом трансформаторе

На кафедре теоретической электротехники и электромеханики Санкт-Петербургского Политехнического Университета Петра Великого создана установка с магнитопроводом трансформатора типа ОСМ-1УЗ, эскиз поперечного сечения которого изображен на рис. 3. Основные геометрические параметры магнитопровода и обмоток приведены в табл. 1. Специальные измерительные катушки C_1 и C_2 , плотно намотанные на центральном и боковых стержнях трансформатора, позволяют проводить измерения потоков в этих элементах конструкции магнитопровода. Описание установки и техника проведения некоторых экспериментов приведена в [4]. В отличие от [4] здесь представлен полный набор экспериментов относительно всех четырех коэффициентов (12) и (13).

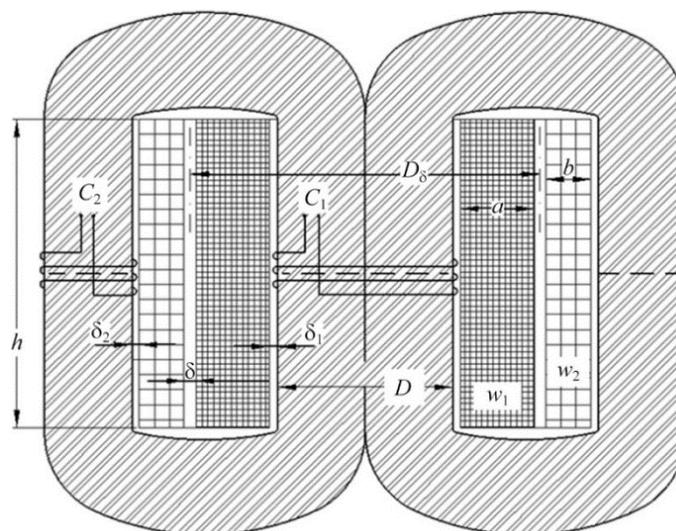


Рис. 3. Поперечное сечение трансформатора с измерительными катушками C_1 и C_2

Таблица 1

Параметры трансформатора

Параметр	Обозначение	Единицы	Величина
Ширина центрального стержня	D	мм	56
Внутренний зазор	δ_1	мм	3
Ширина внутренней обмотки	a	мм	3
Ширина внешней обмотки	b	мм	12
Внешний зазор	δ_2	мм	2
Зазор между обмотками	δ	мм	0.5
Высота обмотки	h	мм	84
Длина сердечника	l	мм	82
Число витков внутренней обмотки	w_2	—	162
Число витков внешней обмотки	w_1	—	648

Необходимо отметить некоторые особенности режима короткого замыкания трансформатора, предсказываемые рассмотренной выше математической моделью:

- поток в боковом стержне меняет свой знак по отношению к потоку холостого хода;
- магнитный поток в центральном стержне заметно превышает соответствующие значения, соответствующие холостому ходу;
- коэффициенты потока не зависят от величины магнитной проницаемости материала сердечника при отсутствии насыщения.

Последнее свойство коэффициентов потока подтверждается результатами расчёта магнитных полей в трансформаторе с постоянной магнитной проницаемостью материала сердечника в двухмерной постановке. Соответствующие исследования были проведены на основе использования программного комплекса MAXWELL-ANSYS. Высокая степень дискретизации расчётной области обеспечила надёжные расчётные данные. Зависимости коэффициентов потока от величины магнитной проницаемости приведены на рис. 4.

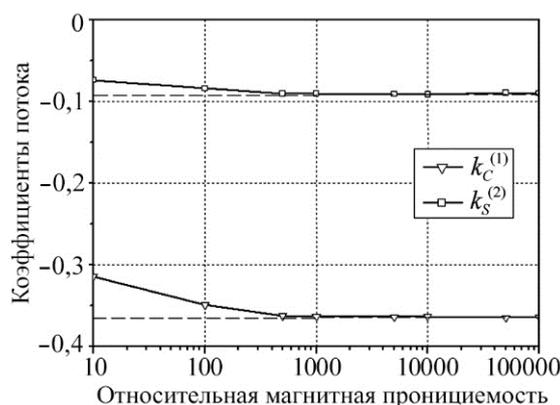


Рис. 4. Зависимость коэффициентов антипотока от магнитной проницаемости в 2-мерной модели. Пунктирные линии соответствуют расчётам по упрощённой методике

в исследуемом трансформаторе была проведена серия измерений напряжений на его основных и специальных измерительных обмотках. Частота приложенного напряжения составила $f = 500 \div 1000$ Гц. В таком случае все индуктивные сопротивления обмоток значительно превышали активные составляющие и последними можно было пренебречь. Действующее значение приложенного напряжения варьировалась в диапазоне $10 \div 40$ В. Индукция магнитного поля в сердечнике трансформатора в этих условиях не превышала уровень в 10 мТ, что соответствует значению относительной магнитной проницаемости материала магнитопровода равной $\mu_r \approx 670 \div 730$.

Экспериментальные значения коэффициентов потока приведены в табл. 2. Как видно, качественно полученные результаты совпадают с аналогичными данными, полученными расчётным путем при использовании 2-мерной модели трансформатора и упрощённой модели. В то же время, обращает на себя внимание заметная разница в величинах коэффициентов, превышающая в отдельных случаях 30 %-ный

Анализ полученных результатов показывает, что (а) коэффициенты потока действительно практически не зависят от магнитной проницаемости материала сердечника при $\mu_r > 500 \div 1000$; (б) в том случае, если магнитопровод трансформатора не насыщен, расчёты коэффициентов можно проводить при фиксированном, достаточно высоком значении магнитной проницаемости. Расчётные в рамках двухмерной модели коэффициенты потока приведены в табл. 2.

Для экспериментального определения коэффициентов потока в исследуемом трансформаторе

уровень, что служит основанием для оценки влияния на рассматриваемые коэффициенты трёхмерного характера реального магнитного поля в короткозамкнутом трансформаторе.

Таблица 2

Коэффициенты потока двухобмоточного трансформатора

Коэффициент	Упрощённая модель	2-мерная модель	3-мерная модель	Эксперимент
$k_C^{(1)}$	-0,091	-0,091	-0,134	-0,132
$k_C^{(2)}$	1,091	1,091	1,132	1,139
$k_S^{(1)}$	1,364	1,362	1,296	1,288
$k_S^{(2)}$	-0,364	-0,362	-0,301	-0,282

5. Повышение точности расчёта магнитного поля и потокоцеплений обмоток короткозамкнутого трансформатора

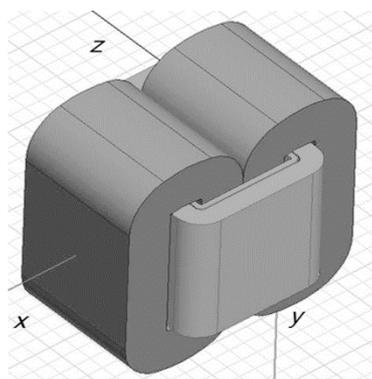


Рис. 5. Полная трёхмерная модель трансформатора

Магнитное поле трёхмерной модели трансформатора (рис. 5) было исследовано путем решения интегро-дифференциального уравнения (1).

В первом численном эксперименте ток пропусклся через первую обмотку. Рассчитанные распределения магнитной индукции позволили определить потоки $\Phi_C^{(1)}$, $\Phi_S^{(1)}$ в магнитопроводе. Аналогичные расчёты магнитных потоков были проведены при питании второй обмотки и разомкнутой первой. В обоих случаях величина относительной магнитной проницаемости принималась равной $\mu_r = 700$, что приближенно соответствует экспериментально найденному значению. Проведенное численное моделирование позволило определить индуктивности L_1 , L_2 , M .

При коротком замыкании вторичной обмотки трансформатора входное напряжение и токи в обмотках связаны соотношениями:

$$I_1 = \frac{U_1}{2\pi f \cdot L_1 \cdot (1 - k^2)}; \quad I_2 = I_1 \frac{M}{L_2}. \quad (14)$$

Потоки в сердечнике трансформатора в режиме короткого замыкания при постоянной магнитной проницаемости могут быть найдены путем суммирования потоков, найденных в режиме холостого хода при условии задания в них токов I_1 и I_2 , определенных из соотношений (14). Поскольку коэффициент связи k в (14) для рассматриваемого трансформатора очень близок к единице ($k^2 \approx 0,999$), эти токи многократно превышают токи холостого хода. Как следствие, суммируемые потоки в сердечнике, создаваемые токами в обмотках близки по абсолютному значению и противоположны по знаку. В результате окончательные результаты оказываются крайне чувствительными даже к малым погрешностям расчёта индуктивностей.

Для расчёта распределения характеристик магнитного потенциала в сердечнике трансформатора было использовано численное решение интегро-дифференциального уравнения (1). При этом разбиение было проведено для 1/8 части сердечника. Остальные части магнитопровода включались в общую математическую модель за счёт условий симметрии исходной магнитной системы. Общее количество тетраэдральных элементов после выполнения процедуры дискретизации составило 67 584. Полученное в результате решения задачи распределение скалярного магнитного потенциала использовалось для последующего расчёта индуктивностей трансформатора.

Как уже отмечалось, решение интегро-дифференциального уравнения позволяет рассчитать индукцию магнитного поля в сердечнике трансформатора с высокой точностью. В то же время непосредственное вычисление характеристик поля вблизи сердечника по интегральной формуле (3) ведет к значительным ошибкам, что хорошо видно на графиках, приведенных на рис. 6.

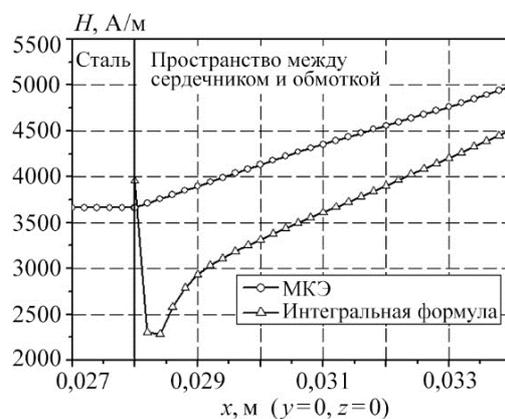


Рис. 6. Распределение напряженности магнитного поля в непосредственной близости от границы сердечника трансформатора, рассчитанное по интегральным формулам и с использованием метода конечных элементов (МКЭ)

Для повышения точности расчёта характеристик магнитного поля за пределами сердечника трансформатора была использована специальная процедура, основанная на принципах метода конечных элементов. В качестве базовой переменной для описания напряженности магнитного поля был выбран редуцированный скалярный магнитный потенциал. Внешние границы расчётной области задавались на расстоянии, превышающем характерные размеры трансформатора. В этих условиях напряженность магнитного поля на этих границах с удовлетворительной точностью может быть вычислена с использованием интегрального представления (3). Внутренние границы расчётной области совмещались с поверхностью магнитопровода трансформатора и для постановки граничных условий в этой области использовались распределения скалярного потенциала, полученные в результате решения интегро-дифференциального уравнения (1).

Аналогичная процедура расчёта характеристик магнитного поля за пределами области, занятой намагниченным материалом в экранирующих системах, была использована в [11, 13] и показала высокую эффективность. В отличие от рассматриваемой в настоящей статье магнитной системы, в этой работе расчётная область,

анализируемая с помощью метода конечных элементов, была полностью ограничена ферромагнитной оболочкой и необходимость постановки граничных условий Неймана отсутствовала.

Мы использовали разработанную и представленную здесь методику расчёта магнитных полей, индуцируемых обмотками трансформатора для расчёта коэффициентов потока. Соответствующие результаты и их сравнение с данными экспериментальных исследований приведены в 4-й колонке табл. 2.

Сравнение результатов экспериментального исследования и численного моделирования показывают удовлетворительное совпадение при условии использования 3-мерной модели исследуемого трансформатора. Вместе с тем необходимо ещё раз подчеркнуть, что погрешность в расчёте индуктивностей обмоток всего на уровне порядка 10^{-4} относительных единиц приводит к критическому уровню ошибок при определении коэффициентов потока.

Выводы

Полученные результаты подтверждают основные положения, связанные с перевозбуждением магнитной системы в короткозамкнутом трансформаторе на новом уровне с учётом трёхмерности его магнитного поля, что важно для проработки обоснованности новых стандартов МЭК по ударным токам КЗ, относительно которых Россия пока проголосовала против из-за их «менее строго нормирования требований стойкости трансформаторов при КЗ». Численные и экспериментальные результаты, полученные в работе, наглядно показывают, что вопреки установкам официальной теории, отдельные части магнитопровода при КЗ оказываются перевозбужденными и, следовательно, могут стать весьма насыщенными в реальном трансформаторе, что напрямую сказывается на увеличении ударного тока КЗ по сравнению с его обычно принимаемым значением при пренебрежении насыщением. Обоснованность этих выводов подтверждается корректными расчётами трёхмерных полей на основе интегро-дифференциальных уравнений. Применение вычислительных технологий, характерных для метода конечных элементов позволило значительно повысить точность расчёта магнитной индукции за пределами ферромагнитного сердечника. Показано, что трёхмерные эффекты магнитного поля в торцевых частях трансформатора могут оказывать существенное влияние на его параметры и, следовательно, должны учитываться при оценке перевозбуждения короткозамкнутого трансформатора.

Список литературы

1. Электродинамическая стойкость трансформаторов и реакторов при коротких замыканиях. Под ред. А. И. Лурье. – М.: Знак, 2005. 520 с.
2. Ларин В. С. Обобщение мировых тенденций развития трансформаторного оборудования (по итогам 46-й сессии СИГРЭ 2016 г.). ФГУП ВЭИ. Отчетная конференция РНК СИГРЭ по итогам 46-й сессии СИГРЭ 21 марта 2017 г.
3. Шакиров М. А. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформаторов. Часть 4. «Анатомия» трансформатора // Электричество, 2017, № 3. – С. 37–49.
4. Шакиров М. А., Андрущук В. В., Дуань Лиюн. Аномальные магнитные потоки в двухобмоточном трансформаторе при коротком замыкании // Электричество, 2010, № 3. – С. 55–63.

5. Шакиров М. А., Варламов Ю. В. Картины магнитных сверх- и антипоток в короткозамкнутом двухобмоточном трансформаторе. Часть 1. Броневого трансформатор // *Электричество*, 2010, № 3. – С. 55–63.
6. Курбатов П. А., Аринчин С. А. Численный расчёт электромагнитных полей. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 254 с.
7. Демирчян К. С., Чечурин В. Л. Машинные расчёты электромагнитных полей. – М.: Высшая школа, 1986. – 240 с.
8. Kalimov A., Svedentsov M. Three-dimensional magnetostatic field calculation using integro-differential equation for scalar potential. *IEEE Trans. Magn.*, vol. 32, pp. 667–670, 1996.
9. Важнов С. А., Калимов А. Г. Анализ эффективности тонкостенных ферромагнитных экранов на основе решения интегро-дифференциального уравнения для скалярного потенциала // *Научно-технические ведомости СПбГПУ. Наука и образование*, 2010, № 1 (95). – С. 265 – 270.
10. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. – М.: Мир, 1975.
11. Важнов С. А., Калимов А. Г. Совместное использование методов интегральных уравнений и конечных элементов для повышения точности расчёта магнитного поля внутри замкнутых экранирующих систем // *Электричество*, 2011, № 9. – С. 67–73.
12. Шакиров М. А. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформаторов. Часть 2 // *Электричество*, 2014, № 10. – С. 52–59.
13. Важнов С. А., Калимов А. Г. Применение пространственных интегральных уравнений для расчёта магнитного поля и потоков рассеяния трансформатора с шихтованным ферромагнитным сердечником // *Известия РАН «Энергетика»*, 2009, № 2. – С. 27–36.

Калабин Павел Васильевич, Военно-космическая академия имени А. Ф. Можайского.

E-mail: kalabinpavel179@gmail.com

Калимов Александр Гелиевич, д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры «Теоретическая электротехника и электромеханика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: alexanderkalimov@gmail.com

Шакиров Мансур Акмелович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Теоретическая электротехника и электромеханика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: manshak@mail.ru

Шиманский Сергей Александрович, руководитель отдела АО «Диаконт».

E-mail: s.a.shimanskiy@gmail.com

Е. А. Соломоник

Сергей Дмитриевич Мерхалев (к 100-летию со дня рождения)



20.04.1916 – 20.05.1986

Исполнилось 100 лет со дня рождения известного специалиста в области техники высоких напряжений, основателя школы НИИПТ по проблемам внешней изоляции электроустановок в условиях загрязнения атмосферы Сергея Дмитриевича Мерхалева.

Сергею Дмитриевичу удалось создать лучшую в стране и одну из лучших в мире школу исследований работы внешней изоляции электроустановок в условиях загрязнения и увлажнения, ярко выделяющуюся неизменным внедрением результатов своих работ в реальные условия эксплуатации.

В 1939 г. С.Д. Мерхалев окончил энергетический факультет Среднеазиатского индустриального института (г. Ташкент) по специальности инженер-электрик. В 1939–1944 гг. работал на различных промышленных предприятиях, в том числе начальником электроцехов заводов в Киргизии, Узбекистане и Туркмении. В 1945–1946 гг. работал младшим научным сотрудником в Энергетическом институте АН УзССР (г. Ташкент).

В НИИПТ Сергей Дмитриевич работал с 1948 по 1986 г. и проявил себя как специалист-электротехник весьма широкого профиля. С 1948 г. – старший инженер, затем младший и старший научный сотрудник вновь созданной ЛТВН НИИПТ, с 1952 г. – ответственный исполнитель работ, с 1953 г. – руководитель научно-исследовательской группы, с 1964 г. – руководитель сектора загрязненной изоляции.

В период становления ЛТВН занимался вопросами выбора внешней изоляции электропередачи постоянного тока ± 400 кВ, исследованиями импульсных характеристик гирлянд изоляторов и аппаратов для электропередач переменного тока 110–500 кВ, а также исследованиями заземлителей при протекании импульсных токов и защитной (экранной) арматуры гирлянд изоляторов. В 1960 г. он защитил в ЛПИ кандидатскую диссертацию на тему «Исследование мокроразрядного напряжения изоляторов при воздействии постоянного напряжения». Принимал непосредственное и очень активное участие в создании, обновлении и наладке экспериментальной базы ЛТВН НИИПТ. Особо важное значение в получении разнообразных экспериментальных данных о работе загрязненных изоляторов имели испытательный трансформатор 500 кВ, 3000 кВ·А («Тур», ГДР) и испытательная установка постоянного напряжения 1200 кВ, 0,3 А.

Начиная с 1958 г. С.Д. Мерхалевым и его сотрудниками проведены многолетние обширные работы по исследованию разрядных напряжений изоляторов и изоляционных конструкций в загрязненном и увлажненном состоянии (искусственное

и натурное загрязнение), создана современная экспериментальная база для таких исследований. С.Д. Мерхалев и его школа получили сначала неформальный, а затем и формальный статус ведущей организации страны по этому направлению, имевшей очень большой авторитет. Очень быстро уровень экспериментальных работ С.Д. Мерхалева и его помощников превзошел уровень довоенных работ А.В. Ефимова (ВЭИ, Москва) и общепризнанно стал наиболее достоверным в стране.

Широкий спектр проведенных С.Д. Мерхалевым исследований и разработок позволил ему в 1973 и 1983 годах выпустить в соавторстве монографии, посвященные вопросам выбора и эксплуатации линейной и подстанционной изоляции в загрязненных районах. Он очень любил работать с молодежью, прививать молодым сотрудникам необходимые для успешной работы знания.

В 1962 г. в сборнике трудов НИИПТ № 9 С.Д. Мерхалев с сотрудниками опубликовал первую большую статью по разрядным напряжениям загрязненных изоляторов, положившую начало школы НИИПТ в этом направлении. Основными творческими коллегами Сергея Дмитриевича до 1961 г. были Е.В. Корбут, Г.С. Станкевич и К.А. Павлов. В последующие годы появилось много новых сотрудников в группе и затем секторе С.Д. Мерхалева, среди которых можно отметить В.И. Попкова, Л.Л. Владимирского, Т.В. Яковлеву, Л.И. Давыдову, Б.М. Рейна, Е.А. Соломоника, а также Г.Э. Крастина, Л.В. Черневич, Е.Р. Якушеву, А.И. Проскуракова, Л.В. Петрову и др. Подробнее об этом см. статью в «Известиях НИИ постоянного тока», № 64, 2010.

Считаю возможным добавить немного касающихся меня личных подробностей. Самое главное, что Сергей Дмитриевич оказал большое, можно сказать решающее положительное влияние на мое становление как специалиста в области изоляции электроустановок. Он был исследователем практического направления, с природным чутьем и смекалкой. Все его работы давали прямой практический результат для эксплуатационников и проектировщиков. Не любил расчётных подходов, теорий вроде применения методов математической статистики или теории поля. Сергей Дмитриевич считал, что все работы должны подчиняться текущим запросам практики, и, если есть проблема, следует внедриться в эксплуатацию, выяснить её, и на основе обследований и испытаний, не откладывая, решить вопросы повышения надёжности работы внешней изоляции электроустановок. Он лично участвовал в расследовании серьезных аварий с наружной изоляцией и вырастил квалифицированных последователей в этом направлении (В.И. Попков, Л.Л. Владимирский, Е.А. Соломоник, Л.И. Давыдова). Именно умению работать с эксплуатационниками в реальных условиях я первым делом научился у него. А также умению быстрого принятия ответственных практических решений и отсутствию страха личной ответственности за свои выводы и решения. В течение 25 лет я был его ближайшим помощником, он полностью мне по всем рабочим вопросам доверял. Если он был неудовлетворен моими действиями (а я за редким исключением принимал решения и ездил в энергосистемы в одиночку), он мог поморщиться, поправить дело, но никогда я не слышал от него порицания и недовольства, только одобрение моих действий. Таков был его метод воспитания сотрудников. С.Д. Мерхалев оказал решающее влияние на российскую практику выбора внешней изоляции электроустановок, став инициатором и основоположником первых российских нормативов в этой области (1964). К работе в области загрязненной изоляции он приступил

в 1958 г. и уже через 3–4 года опубликовал ряд содержательных экспериментальных трудов, содержащих обширный набор данных по разрядным характеристикам искусственно загрязненных изоляторов различной конфигурации. Меня сейчас потрясает такой факт. В начале 1960-х годов в стране происходило множество аварий, вызванных ненадежной работой изоляции электроустановок в загрязненных районах. В 1973 г., когда мы выпустили с ним первую книжку по рассматриваемой проблеме (между прочим, в вузах страны она, как и книга 1983 г., является учебным пособием для студентов-высоковольтников), проблема аварийности внешней изоляции была практически решена и вот уже более 40 лет, кроме отдельных случаев, эта проблема энергетиков уже сравнительно мало волнует. Как же быстро мы тогда решили все узловые точки проблемы! Теперь на расстоянии времени видно, что мы неплохо поработали, но (как всегда, палка о двух концах) себе во вред, решив проблему, лишились заказов. В отдельных энергосистемах (Киевэнерго, Ленэнерго, Азэнерго, Донбассэнерго и др.) в начале 1960-х годов ежегодное число отключений электроустановок напряжением 110 кВ и выше «по вине изоляции» составляло порядка тысяч в год. Теперь этой проблемы в заметных размерах не наблюдается. Вся эта ситуация наглядно показана в наших книжках, которые стали библиографической редкостью. А суть дела заключалась вот в чем.

Когда С.Д. Мерхалев приступил к изучению вопросов, связанных с загрязнением внешней изоляции по действовавшим тогда нормативам (прежние издания ПУЭ и др.), выбор внешней изоляции производился в чистых районах по мокроразрядному переменному напряжению (считалось, что оно путем некоторых сомнительных пересчетов воспроизводит воздействие коммутационных перенапряжений). А в загрязненных районах, как указывалось тогда в ПУЭ, выбор изоляции должен производиться по местным инструкциям, учитывающим конкретные условия работы изоляции. Но таких инструкций ни в одной из энергосистем не было. В результате, как в чистых, так и в загрязненных районах наблюдались частые отказы в работе как линейной, так и подстанционной изоляции с тяжелыми последствиями. Достаточно привести широко известный пример с линией 500 кВ Асуан–Каир (АРЕ), спроектированной институтом «Энергосетьпроект» (Москва). Число изоляторов в гирляндах этой ВЛ было выбрано в 2–2,5 раза меньше необходимого. В результате при утренней росе происходили очень частые отключения этой весьма ответственной ВЛ. Большая группа специалистов НИИПТ (Н.Н. Тиходеев, С.Д. Мерхалев, В.И. Попков и др.), находилась на этой ВЛ в длительной командировке, пытаясь по возможности выправить ситуацию. Однако, усиление изоляции (применение дополнительных изоляторов, использование грязестойких типов изоляторов) позволило лишь частично выправить положение. В дополнение был предложен обмыв изоляции под напряжением. Известно, что и в наше время, спустя почти полвека эксплуатационникам приходится регулярно производить обмыв под напряжением гирлянд этой ВЛ 500 кВ.

Многочисленные аварии до введения разработанных в НИИПТ под руководством С.Д. Мерхалева новых нормативов по выбору внешней изоляции электроустановок в районах с загрязненной атмосферой происходили в Донбассе, Азербайджане, Средней Азии, Красноярске и других районах. Постепенно по мере внедрения нормативов и карт уровней изоляции отказы (перекрытия) изоляторов,

в особенности массовые) повсеместно в стране почти прекратились. При этом в наиболее распространенных чистых и слабозагрязненных районах в гирлянды изоляторов оказалось достаточно добавить всего несколько изоляторов, например 1-2 изолятора – в гирлянды 110 кВ.

Основные достижения Сергея Дмитриевича Мерхалева в решении вопросов работы изоляции в районах с загрязненной атмосферой (публикуется впервые):

- выявление определяющей роли рабочего напряжения при выборе изоляции электроустановок (размеров и конфигурации изоляторов);
- разработка основных положений выбора внешней изоляции электроустановок по характеристикам источников загрязнения; при его жизни под его руководством выпущены три первых редакции (1964, 1974, 1983) общенациональных норм выбора изоляции электроустановок (всего к настоящему времени выпущено пять редакций этих норм, включая главу 1.9 ПУЭ седьмого издания, 2002);
- активное участие в создании первых российских электропередач постоянного тока и электропередач переменного тока СВН и УВН;
- исследование разрядных характеристик длинных гирлянд и колонок загрязненных изоляторов при переменном и постоянном напряжении, а также при перенапряжениях, что дало возможность правильного выбора уровней изоляции электропередач СВН и УВН;
- создание в ЛТВН НИИПТ современной испытательной базы постоянного и переменного напряжения для испытаний загрязненной и увлажненной изоляции;
- внедрение учёта эффективной длины пути утечки и коэффициентов эффективности для изоляторов различной конфигурации (ныне корректирующих коэффициентов);
- разработка методики составления карт уровней изоляции (ныне карт степеней загрязнения) и выбора изоляции по этим картам;
- введение понятия степень загрязнения атмосферы (СЗА), ныне степень загрязнения (СЗ) и её количественных параметров, широко используемых в различных современных нормативах и публикациях по внешней изоляции;
- разработка и внедрение комплекса работ по определению характеристик линейных и подстанционных изоляторов непосредственно в естественных условиях. В этом направлении ещё при жизни Сергея Дмитриевича была создана действующая и поныне (естественно существенно устаревшая) нормативная база, включающая обмыв под напряжением, гидрофобные покрытия, определение разрядных характеристик и параметров слоя загрязнения изоляторов в реальных условиях эксплуатации.

Сергею Дмитриевичу, как и большинству его сверстников, повезло. Он жил в то время, когда научно-исследовательские работы щедро поощрялись государством, и ЛТВН НИИПТ могла проводить исследования самых разных направлений по договорам с Главтехуправлением Минэнерго СССР. Можно ли сейчас получить финансирование, например, на такую тему «Исследование влияния мощности испытательной установки на разрядные переменные и постоянные напряжения загрязненных изоляторов»? А ведь эта работа сыграла немалое значение в оценке достоверности результатов испытаний. Исследователю, каким всегда был Сергей Дмитриевич, в нынешних условиях финансирования прикладной науки было бы неуютно.

Здесь нельзя не вспомнить, что в 1960–1985 годах большую поддержку работам С.Д. Мерхалева и его небольшого коллектива оказывал К.М. Антипов и его помощники по Главтехуправлению Минэнерго С.Е. Алферов и А.Ф. Акимкин.

Я проработал рядом с Сергеем Дмитриевичем 25 лет, а кажется почти всю жизнь, хотя работаю в ЛТВН без него уже более 30 лет. Я благодарен Сергею Дмитриевичу за все, что он сделал и для меня, и для коллектива.

Сергей Дмитриевич опубликовал около 80 научных трудов, в основном в соавторстве, из них 20 – в «Известиях НИИПТ». Список наиболее значительных, по моей оценке, научных публикаций С.Д. Мерхалева приведен ниже.

Список основных научных трудов Сергея Дмитриевича Мерхалева

1. Герцик А.К., Калинин Е.В., Корсунцев А.В., Мерхалев С.Д. Защитная арматура гирлянд изоляторов воздушных линий // *Электричество*, 1956, № 3. – С. 69–72.
2. Мерхалев С.Д. Разрядные напряжения воздушных промежутков и изоляторов при воздействии затухающих колебаний высокой частоты, наложенных на постоянную составляющую // *Известия НИИПТ*, 1957, № 1. – С. 199–207.
3. Корсунцев А.В., Мерхалев С.Д. Влияние импульсных токов на механические характеристики бетона в опорах // *Электрические станции*, 1958, № 8. – С. 73–76.
4. Мерхалев С.Д. Мокроразрядные характеристики изоляторов при постоянном напряжении // *Электрические станции*, 1958, № 11. – С. 64.
5. Мерхалев С.Д. Мокроразрядные характеристики изоляторов при постоянном напряжении // *Известия НИИПТ*, 1958, № 3. – С. 89–99.
6. Корсунцев А.В., Мерхалев С. Д. Процессы в земле при импульсных токах и расчёт импульсных характеристик одиночных заземлителей // *Известия НИИПТ*, 1959, № 4. – С. 164–179.
7. Калинин Е.В., Мерхалев С.Д., Рябов Б.М. Разрядные напряжения воздушных промежутков различной формы при постоянном и пульсирующем напряжениях // *Известия НИИПТ*, 1961, № 7. – С. 26–35.
8. Корбут Е.В., Мерхалев С.Д., Станкевич Г.С. Лабораторные исследования разрядных характеристик загрязненной изоляции // *Известия НИИПТ*. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1962, № 9. – С. 167–191.
9. Корбут Е.В., Мерхалев С.Д., Станкевич Г.С. Исследование разрядных характеристик загрязненных изоляторов // *Электричество*, 1962, № 3. – С. 76–81.
10. Мерхалев С.Д., Станкевич Г.С. Длительно выдерживаемое постоянное напряжение гирлянд изоляторов при ливневых дождях // *Электричество*, 1963, № 2. – С. 70–72.
11. Корбут Е.В., Мерхалев С.Д. Влияние очистки изоляторов атмосферной влагой на их разрядные характеристики // *Электрические станции*, 1964, № 8. – С. 58–62.
12. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Механизм развития разряда по загрязненной поверхности изоляторов // *Электрические станции*, 1964, № 12. – С. 50–53.
13. Калинин Е.В., Мерхалев С.Д., Соломонов Н.М., Тиходеев Н.Н. Электрические характеристики изоляции линий 500 кВ // Сб. «Дальние передачи 500 кВ». – М.–Л.: Энергия, 1964. – С. 147–153.
14. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Механизм развития разряда по проводящей увлажненной поверхности // *Известия НИИПТ*. – М.–Л.: Энергия, 1965, № 11. – С. 3–18.

15. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Влияние параметров испытательной установки на разрядные характеристики загрязненных изоляторов при переменном напряжении // Известия НИИПТ. – М.–Л.: Энергия, 1965, № 11. – С. 105–121.
16. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Влияние конфигурации изоляторов стержневого типа на их разрядные характеристики в условиях загрязнения и увлажнения // Известия НИИПТ. – М.–Л.: Энергия, 1966, № 12. – С. 62–69.
17. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Влияние мощности испытательной схемы на разрядные характеристики загрязненных изоляторов при переменном напряжении // Электричество, 1966, № 9. – С. 43–46.
18. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Влияние конфигурации изоляторов на выбор длины гирлянд ВЛ // Электрические станции, 1968, № 7. – С. 89–93.
19. Мерхалев С.Д. Зависимость разрядных характеристик загрязненных изоляторов в нормальном эксплуатационном режиме от их конфигурации // Известия НИИПТ. – Л.: Энергия, 1968, № 14. – С. 169–183.
20. Калинин Е.В., Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. По поводу статьи Р.Т. Левшунова и др. Опытная эксплуатация изоляторов с глазурью повышенной проводимости // Электрические станции, 1968, № 8. С. 64–66.
21. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А., Федотов А.С. Эксплуатация воздушной линии 330 кВ в районе со слабым загрязнением полевого типа // Электрические станции, 1968, № 10. – С. 45–49.
22. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А., Тиходеев Н.Н. По поводу отклика Г.И. Лысаковского и др. Необходимы отдельные коррективы // Электрические станции, 1969, № 12. – С. 81–84.
23. Корбут Е.В., Мерхалев С.Д., Никонец Л.А., Попков В.И. Влагоразрядные характеристики изоляторов при коммутационных перенапряжениях // Известия НИИПТ, № 17. – Л.: Энергия, 1971. – С. 175–184.
24. Мерхалев С.Д., Соломоник В.А. Изучение работы загрязненной изоляции. В сб. «Опыт эксплуатации высоковольтного оборудования». – М.: Энергия, 1972.
25. Мерхалев С.Д., Миролубов А.В., Попков В.И., Тиходеев Н.Н. Выбор и опыт эксплуатации изоляции линий электропередачи 500 кВ в АРЕ // Электрические станции, 1972, № 9. – С. 50–54.
26. Крастин Г.Э., Мерхалев С.Д., Яковлева Т.В. Влияние проводимости атмосферной влаги на разрядные характеристики загрязненной изоляции // Труды НИИПТ. – Л.: Энергия, 1972, № 18. – С. 210–214.
27. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Изоляция линий и подстанций в районах с загрязненной атмосферой. – Л.: Энергия, 1973. 158 с.
28. Белкин Я.И., Пичугин В.М., Давыдова Л.И., Мерхалев С.Д. Применение гидрофобных покрытий на подстанции с цементирующимися загрязнениями // Электрические станции, 1976, № 1. – С. 44–48.
29. Мерхалев С.Д., Рейн Б.М., Соломоник Е.А. Параметры неравномерного слоя загрязнения изоляторов // Труды НИИПТ, № 23. – Л.: Энергия, 1976. – С. 169–185.
30. Мерхалев С.Д., Рейн Б.М., Соломоник Е.А. Метод расчёта разрядных напряжений изоляторов с двухступенчатым неравномерным слоем загрязнения. Там же. – С. 185–206.
31. Кренгауз Э.Б., Мерхалев С.Д., Никольский Н.К., Петрова Л.В., Шишман Д.В. Влагоразрядные напряжения загрязненных аппаратных изоляторов с развитой наружной поверхностью // Электрические станции, 1977, № 7. – С. 59–61.

32. Мерхалев С.Д., Попков В.И., Рейн Б.М., Удод Е.И. Методы испытания изоляторов при естественных загрязнениях и увлажнениях // Электрические станции, 1976, № 1. – С. 68–71.
33. Давыдова Л.И., Мерхалев С.Д., Пичугин В.М. Выбор типа изоляторов на подстанции с цементирующимися загрязнениями // Электрические станции, 1978, № 5. – С. 55–59.
34. Корбут Е.В., Мерхалев С.Д., Рейн Б.М., Соломоник Е.А. Разрядные характеристики неравномерно загрязненных гирлянд изоляторов // Электрические станции, 1978, № 8. – С. 50–52.
35. Мерхалев С.Д., Владимирский Л.Л. Влагоразрядные характеристики линейных изоляторов при длительном и кратковременном воздействии постоянного напряжения // Электрические станции, 1978, № 9. – С. 41–45.
36. Корбут Е.В., Мерхалев С.Д., Рейн Б.М., Соломоник Е.А. Разрядные напряжения равномерно и неравномерно загрязненных изоляторов // Электричество, 1978, № 2. – С. 56–59.
37. Владимирский Л.Л., Мерхалев С.Д. Электрическая прочность загрязненных гирлянд линейных изоляторов при воздействии коммутационных перенапряжений, характерных для электропередач постоянного тока // Известия НИИПТ, 1978, № 27. – С. 82–89.
38. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А., Алферов С.Е., Кравченко В.А., Ментюкова А.М. Методика составления карт уровней изоляции ВЛ и ОРУ для районов с природными загрязнениями // Электрические станции, 1979, № 4. – С. 49–52.
39. Давыдова Л.И., Мерхалев С.Д., Пичугин В.М. Определение параметров увлажнения, характеризующих работу изоляции в районах с промышленными загрязнениями // Электрические станции, 1979, № 4. – С. 53–56.
40. Мерхалев С.Д., Владимирский Л.Л., Яковлева Т.В., Черневич Л.В. Разрядные характеристики загрязненной изоляции при кратковременных воздействиях напряжения промышленной частоты // Электрические станции, 1979, № 8. – С. 62–66.
41. Корбут Е.В., Мерхалев С.Д., Рейн Б.М., Соломоник Е.А., Кравченко В.А., Ментюкова А.М. Об измерениях параметров слоя естественного загрязнения изоляторов // Электрические станции, 1979, № 9. – С. 46–49.
42. Давыдова Л.И., Мерхалев С.Д., Пичугин В.М. Влияние атмосферных осадков на электрическую прочность загрязненной изоляции // Электрические станции, 1979, № 11. – С. 59–61.
43. Мерхалев С.Д., Рейн Б.М., Соломоник Е.А., Айзикович Н.И., Соркин Р.А. Об оценке разрядных напряжений подвесных тарельчатых изоляторов в районах с повышенными загрязнениями // Электрические станции, 1979, № 1. – С. 23–28.
44. Владимирский Л.Л., Мерхалев С.Д. Исследование загрязняемости изоляции на трассе проектируемой длинной линии сверхвысокого напряжения в Северном Казахстане. Труды НИИПТ, № 28. – Л.: Энергия, 1979. – С. 83–89.
45. Давыдова Л.И., Мерхалев С.Д., Пичугин В.М. Загрязнение высоковольтной изоляции уносами тепловой электростанции. Там же. – С. 90–97.
46. Мерхалев С.Д., Попков В.И., Рейн Б.М., Квитко Б.С., Удод Е.И. Выбор изоляции в зоне загрязнений алюминиевых заводов // Электрические станции, 1980, № 5. – С. 61–65.

47. Давыдова Л.И., Мерхалев С.Д., Пичугин В.М. Об оптимальной толщине гидрофобных покрытий высоковольтной изоляции // *Электрические станции*, 1980, № 6. – С. 60–64.
48. Давыдова Л.И., Мерхалев С.Д., Пичугин В.М. Определение срока эффективного действия гидрофобных покрытий высоковольтной изоляции // *Электрические станции*, 1980, № 11. – С. 53–56.
49. Кравченко В.А., Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Выбор линейной и подстанционной изоляции в зоне уносов промышленных предприятий. Сборник научных трудов НИИПТ. – Л.: Энергия, 1980. – С. 65–75.
50. Кравченко В.А., Ментюкова А.М., Арзуманова В.Х., Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Выбор изоляции ВЛ и ОРУ, расположенных в зоне уносов промышленных предприятий // *Энергетич. строительство*, 1980, № 4. – С. 26–27.
51. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Выбор и эксплуатация изоляции в районах с загрязненной атмосферой. – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 119 с.
52. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А., Остапенко Е.И. Разработка методики и нормативов испытаний внешней изоляции электрооборудования в загрязненном состоянии. «Изоляция воздушных линий и распределительных устройств в районах с загрязненной атмосферой». Сборник научных трудов НИИПТ. – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – С. 5–10.
53. Владимирский Л.Л., Мерхалев С.Д. Выбор линейной изоляции электропередачи постоянного тока Экибастуз–Центр. «Изоляция воздушных линий и распределительных устройств в районах с загрязненной атмосферой». Сборник научных трудов НИИПТ. – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – С. 31–36.
54. Давыдова Л.И., Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Повышение эксплуатационной надёжности подстанционной и линейной изоляции в районах с загрязненной атмосферой. Обзорная информация. – М.: Информэнерго, 1984. – С. 52 с.
55. Мерхалев С.Д., Владимирский Л.Л. Изоляция ВЛ постоянного тока. В сб. «Передача энергии постоянным током». Под ред. И.Н. Бортника, А.В. Поссе. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – С. 38–50.
56. Владимирский Л.Л., Мерхалев С.Д., Черневич Л.В., Яковлева Т.В. Получение исходных данных для составления карт уровней изоляции в районах с природными загрязнениями // *Электрические станции*, 1985, № 8. С. 54–66.
57. Остапенко Е.И., Годулян В.В., Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Практика СССР по проектированию и выбору изоляции для загрязненных районов // *Электротехника*, 1986, № 3. – С. 23–26.
58. Мерхалев С.Д., Соломоник Е.А. Требования к разрядным характеристикам гирлянд изоляторов, предназначенных для районов с I – III степенью загрязненности атмосферы. В сб. научных трудов НИИПТ «Изоляция воздушных линий электропередачи 110–1150 кВ». – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – С. 5–11.
59. Владимирский Л.Л., Мерхалев С.Д. Требования к высоковольтным выпрямительным установкам для испытаний загрязненной изоляции. В сб. научных трудов НИИПТ «Изоляция воздушных линий электропередачи 110–1150 кВ». – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – С. 79–83.

Соломоник Евгений Аронович, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник отдела техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: solomonik_e@niipt.ru

Electric power networks and systems – development, control and dispatching of operating conditions

Usage features of phase-shifting complex in electrical power system

Brilinskiy A. S., Kritskiy V. A., Smirnova L. S.

The article represents the features of the phase-shifting complex consisting of an autotransformer (or autotransformer bank) and a booster transformer, which should be taken into account during phase-shifting complex effectiveness analysis of its installation on substations and power plants.

Keywords: phase shifting transformer, autotransformer, quadrature voltage control device.

Increasing of the independence level of power supply sources for industrial consumers

Kozlov A. V.

The ways of increasing of the independence level of step-down substations or electrical power distribution points of industrial consumers with a minimal decrease of the power supply reliability of adjacent loads are considered. The review of technological normative documents is presented, in which the requirements for operation parameters in emergency and post-emergency conditions are restricted. General recommendations are given, which allow minimizing the number of shutdowns of electrical equipment that supplies electrical power for technological installations of industrial consumers.

Keywords: independence, reliability, voltage failure, electrical network, circuit, relay protection, automatic reserve input.

Estimation of total transfer capability for a controlled cutset of electric power system

Aksaeva E. S., Glazunova A. M.

The article is concerned to the determination of total transfer capability (TTC) for a controlled cut of electric power system. The initial data for TTC calculation can be represented by steady state parameters, i.e. deterministic or stochastic data. The paper presents a brief overview of the methods for total transfer capability computation and presents a TTC estimation method developed by authors. A comparative analysis of the results obtained with the methods using various (deterministic or stochastic) initial data is made. In conclusion, the presented information and obtained results are generalized.

Keywords: electric power system, state estimation, measurements, total transfer capability.

Influence of the FACTS devices on the power system stability indices

Liamov A. S., Smolovik S. V., Solodiankin S. A., Tupitsina A. L., Shishikin A. S.

The article is devoted to the analysis of static and transient stability of power transmission with Flexible Alternative Current Transmission System (FACTS) devices. Also, the development of mathematical models for FACTS devices for power system operation and stability analyses is considered. Examples of such device are the compensating device based on voltage-sourced converter (STATCOM), static synchronous series compensator (PSTATCOM) and the unified power flow controller (UPFC). The proposed simulation method of FACTS devices is suitable for calculation of transient process, in particular, for assessment on the level of transient stability, and also for determination of oscillation damping indexes of the small-disturbed motion.

Keywords: power system, dynamic stability, transient stability, static synchronous compensator, unified power flow controller.

Design of decision support system for electrical grid development

Chernova A. D.

The main stages of decision support for electrical grid development are presented. The generation of alternatives is offered depending on scenario of electrical grid development, taking into assessment of power equipment technical conditions and the future level of load.

The evaluation of alternatives for electrical grid development is proposed to be carried out according to the developed criteria without the participation of an expert. Afterwards they are attributed to a corresponding set of preferred solutions based on the technology of artificial neural networks.

The developed algorithm of the decision support system has been successfully tested on the example of the technical re-equipment of the substation, the obtained results corresponds to the proposals of the investment program for electrical grid development.

Keywords: electrical grid development, decision support systems, neural networks.

Algorithms and devices of automatic emergency and relay protection

Accounting of the local emergency control operation in the algorithm of Centralized Emergency Automation

Lisitsyn A. A.

The additions to the main algorithm of the Centralized Emergency Automation are provided. Additions provides the possibility for taking into account the effect of local emergency automation of the equipment overload limiting and the voltage decreasing limiting at the load nodes.

Keywords: algorithm, centralized emergency control system, Centralized Emergency Automation, local emergency automation.

Automatic of elimination of asynchronous modes based on the Rosenblatt perceptron model

Baryshev V. I., Vlasov S. V., Satsuk E. I.

Studies were conducted on the possible application of the mathematical model of the Rosenblatt perceptron and machine learning technologies for detecting an asynchronous modes in power system.

Keywords: automatic emergency control, asynchronous mode, machine learning, Rosenblatt perceptron.

Relay protection optimization taking into account technical and economical parameters

Dmitriev S. A., Kokin S. E., Kokorin E. L.

In this paper the importance of secondary circuits accounting at the Risk calculation is shown. Key Russian and foreign publications, which are connected with risk of relay protection outages, are considered. Attention was stressed on such groups of methods as: table-logical, logical-probabilistic, methods based on Markov chains and so on.

An algorithm of equipment's risks calculation in relay protection was proposed. Important to say, that method takes into account influence of both external and internal factors. The developed method uses the potential under-supply of electricity at the primary equipment element, due to the relay protection fault, as a risk indicator. Calculated risk depends not only on the short-range protection backup, but also on the long-range protection, power flow parameters and short circuit probabilities were taking into account as well.

Calculations, based on the developed algorithm, were carried out for the standard IEEE 14-node test scheme. The main dependencies were found, and after, main conclusions were made about the algorithm applicability.

Risk calculations in the under-supply units were completed additionally with the calculation of the cost of maintenance. At the end the final financial indicator was created, which allows to make some fundamental conclusions about service system efficiency.

Keywords: risk calculations, technical maintenance optimization, relay protection, equipment replacement programs.

High-voltage engineering and equipment

Estimation of new high-voltage valve equipment reliability at Vyborgskaya substation

Alexeev N. A., Bulykin P. Y., Zmaznov E. Yu., Karpov V. N., Lozinova N. G., Matinyan A. M., Peshkov M. V., Suslova O. V.

The results of new high-voltage valve operation applied for the modernization of Vyborgskaya substation are given in the article. The reliability of the new valve is calculated. It is shown that the new valve has reliability indicators not lower than the world ones.

Keywords: High-voltage valve, reliability, service life, reliability estimation technique.

Studies of the thermal mode of a three-phase cable line under laying conditions in polymer tubes

Lubkov A. N., Titkov V. V., Tukeev P. D.

In this study a three-phase cable line heating mode has been considered. Finite-element model, taking into account conductive, convective and radiation heat exchange has been built. This model has been verified by comparing its results with results of experimental research of a considered cable line heating mode. Correction coefficients, allowing taking into account all heat exchange mechanisms in a simplified solid model, useful for a fast engineering estimations, has been found.

Keywords: cable line, heating mode, polyethylene tube, convection, radiation, finite-element model.

Universal theory of autotransformer. Part 2

Shakirov M. A.

The dominant role of the vector magnetic potential in the disclosure of behavior features of autotransformers is shown. The existence of characteristic or a-invariant surfaces in the window of an idealized autotransformer on which the vector potential does not depend on the load is proved. It turned out that, unlike transformers, in the autotransformer all characteristic surfaces can be inside its General winding. Contrary to the provisions of the traditional theory, it also contains the partition surface of flows at short-circuit. The distribution of the vector potential is characterized by stronger differences in comparison with transformers, which is the reason for its lower electrodynamic resistance to short-circuit. The reliability of the presented results is confirmed by the correctness of the two-transformer 4T-shaped replacement circuit used for the proof of the autotransformer, which allows taking into account the feature of the distribution of magnetic fluxes in it in all operating conditions.

The physical meaning and the influence of these features on the electrodynamic forces arising in case of emergencies in autotransformers are waiting for the explanation. The distribution of the vector potential has a more powerful variation, which explains the increased excitement of the magnetic system of the autotransformer in case of short circuit and its low electrodynamic resistance compared to the resistance of the transformers. The accuracy of the presented results confirmed the correctness of the evidence used for two-transformer 4T-shaped equivalent circuit of the autotransformer, which allows considering the peculiarity of the distribution of magnetic flux in it in all conditions.

Keywords: autotransformer, primary and secondary windings, magnetic flux, vector diagram, vector potential.

Investigation of reasons of dry-type transformer's OLTC insulation breakdown

Brilinskiy A. S., Evdokunin G. A., Ponomarev T. A.

The article analyzes the causes of damage of the on-load tap-changer of a dry-type transformer installed at one of 35 kV substations, in case of a ground fault in a network with isolated neutral. For the analysis of transient processes, a mathematical model of the transformer has been developed, taking into account its interturn and inter-winding capacities, determined from electrostatic field pattern.

Keywords: transformer, isolated neutral, on-load tap-changer, dual model, capacitance.

Transient recovery voltage of a circuit-breaker at transmission lines with magnetically controlled current-limiting reactors

Brilinskiy A. S., Evdokunin G. A., Trubin D. A.

This paper represents the analytical simulation of the transient recovery voltage (TRV) of a new magnetically controlled current-limiting reactor (MCCLR), which allows determining TRV and showing that it does not exceed permissible level. A mathematical model of MCCLR, taking into account the capacities of windings, was described. A comparison, based on the rate of TRV, was made for the case of installation of a conventional uncontrolled concrete CLR and MCCLR.

Keywords: transient recovery voltage, current limiting reactor, circuit-breaker, short-circuit.

Computation of three dimensional magnetic fields in transformers using integro-differential equation for the scalar magnetic potential

Kalabin P. V., Kalimov A. G., Shakirov M. A., Shimanskiy S. A.

An integral-differential method for three-dimensional magnetic field modeling is used to improve accuracy of the magnetic field computation in two-winding short circuited transformer as well as to estimate over-excitation of its magnetic system. The developed approach combines advantages of the finite element method and the numerical solution of the integral-differential equation for the scalar magnetic potential. Reliability of the developed approach is verified by the comparison with experimentally obtained information at the specially developed setup. The obtained results give possibility to investigate electrodynamic withstand of transformers in a short circuited mode of operation.

Keywords: finite element method, inductance, integral equations, magnetic field, transformer, short circuit.

Names and dates

Sergey D. Merkhalev (to the 100th anniversary)

Solomonik E. A.

Content, Abstracts, Keywords**Instruction for manuscript submission**



Научно-технический центр Единой энергетической системы является многопрофильным электроэнергетическим научным и инжиниринговым центром Системного оператора, головной научной организацией отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

АО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «РусГидро», ТГК, ОГК) и с зарубежными фирмами Австрии, Германии, Италии, Китая, США, Швейцарии, Швеции, Японии и других стран.

Основные направления научно-технической деятельности

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надёжность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Комплексное проектирование подстанций и линий электропередачи.

Экспериментальная база

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.

Выполняемые работы

- Разработка перспективных схем и программ развития электроэнергетики.
- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Разработка схем выдачи мощности электростанций.
- Разработка схем внешнего энергоснабжения энергорайонов и отдельных потребителей.
- Создание, верификация и актуализация цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.
- Разработка рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надёжности и живучести ЭЭС и отдельных энергообъектов.

- Разработка и внедрение систем автоматического управления и мониторинга режимных параметров на уровнях ЕЭС, ОЭС, ЭС.
- Разработка алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Разработка проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработка проектной и рабочей документации по РЗА, ПА и АИИС КУЭ.
- Решение задач ПА «под ключ»: от ТЭО до внедрения на объекте.
- Расчёты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Аттестация цифровых АРВ, цифровых устройств АЛАР, устройств АЧР и разработка рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Проверка на функционирование (экспертиза) и настройка устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели и цифровой модели реального времени (RTDS), в том числе «под ключ».
- Настройка «под ключ» АРВ генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надёжности.
- Создание и внедрение программных средств и систем автоматизации для эффективной работы предприятий энергетической отрасли: Bars, LincorWin, ВРДО, RastrWin, МДП, Анализ вероятных аварийных событий в электрической системе по принципу «N – 1», Коммутационные схемы, Комплекс СМЗУ, ЦСПА, Прогноз потребления и др.
- Создание и внедрение ПВК по расчёту токов короткого замыкания и автоматизированному расчёту уставок релейной защиты и автоматики.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Система анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределённых источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Разработка основных технических решений по внедрению объектов распределённой генерации.
- Оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих объектов на стадии выполнения работ по проектированию и на стадии реализации инвестиционного проекта.
- Разработка и внедрение программно-вычислительных комплексов для решения задач по автоматизации процессов, обладающих большой алгоритмической, композиционной и структурной сложностью, а также распределённых и «облачных» информационных систем.

Участие в системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»

АО «НТЦ ЕЭС» допущено к проведению добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС» в области подтверждения соответствия:

- автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов»;
- устройств АЛАР требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования»;
- микропроцессорных устройств АЧР требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;
- устройств АРПМ требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматика разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования»;
- устройств АОПЧ требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматика ограничения повышения частоты. Нормы и требования»;
- устройств АРКЗ и устройств ФТКЗ требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматика разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования».

Аспирантура

Одной из важнейших сфер деятельности АО «НТЦ ЕЭС», как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследовательской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру.

Обучение в аспирантуре ведется по образовательной программе 13.06.01 – Электро- и теплотехника.

Профили подготовки:

- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 2507 от 26 декабря 2016 г.



НТЦ ЕЭС официальный информационный партнер РМЭФ 2018

В Петербурге завершился VI Российский международный энергетический форум

25–27 апреля 2018 года в «Экспофоруме» в Санкт-Петербурге прошел VI Российский международный энергетический форум – одно из ключевых деловых событий в сфере ТЭК. В этом году РМЭФ привлек 200 экспонентов из 21 региона России и 12 стран мира, более 2500 делегатов и 8500 посетителей.

Форум выступил глобальной площадкой для диалога власти и бизнеса, отраслевых корпораций, науки и производства, инвесторов и разработчиков. В рамках РМЭФ состоялась 25-я Международная специализированная выставка энергетического и электротехнического оборудования и технологий «Энергетика и Электротехника 2018». Конгрессная программа объединила более 30 мероприятий – пленарных заседаний, конференций, круглых столов на самые актуальные темы – от теплоэнергетики и модернизации оборудования до энергоэффективности, импортозамещения и подготовки кадров.

Открывая Форум, **заместитель Министра энергетики Российской Федерации Андрей Черезов** отметил, что согласно энергетической стратегии Российской Федерации до 2030 года приоритетом технологического развития российской энергетики является обеспечение ТЭК высокоэффективными отечественными технологиями и оборудованием, научно-техническими и инновационными решениями в объемах, необходимых для поддержания энергетической безопасности страны. При этом влияние санкций должно стать для российских производителей энергетического оборудования не «тормозом», а наоборот инструментом для развития собственной продукции.

Общее состояние и тенденции развития отрасли обсудили участники *пленарного заседания «Надёжная энергетика – основа жизнедеятельности государства»*. С докладами выступили заместитель министра энергетики России Андрей Черезов, генеральный директор ООО «Газпром энергохолдинг» Денис Федоров, председатель Комитета по энергетике и инженерному обеспечению Санкт-Петербурга Андрей Бондарчук, председатель Наблюдательного совета Ассоциации «Совет производителей энергии» Александра Панина, президент АО «РЭП Холдинг» Тагир Нигматулин, генеральный директор ПАО «Силловые машины» Юрий Петреня, член Правления ПАО «Россети», заместитель генерального директора – руководитель Аппарата ПАО «Россети» Ольга Сергеева, генеральный директор ПАО «Ленэнерго» Андрей Рюмин.

В ходе деловой программы прошел *круглый стол «Импортозамещение и локализация в сфере ТЭК»*, где эксперты оценили особенности этих процессов в индустрии.

В 2017 году Президент России Владимир Путин подписал указ о стратегии развития информационного общества в России, была принята программа «Цифровая экономика Российской Федерации». Поддерживая данное направление, впервые в отдельный блок РМЭФ была выделена цифровая энергетика. На *конференции «Цифровая трансформация энергетики: результаты сегодня и завтра»* **заместитель директора Департамента оперативно-го контроля и управления в электроэнергетике Минэнерго России Елена Медведева** сказала, что главная цель цифровой трансформации электроэнергетики – внедрение на базе цифровых технологий риск-ориентированной модели управления.

Кадровое обеспечение цифровой энергетики специалисты обсудили на *конференции «Роль кадровой и социальной политики отраслевых компаний в развитии энергетики»*

России». Директор Департамента государственной службы и мобилизационной подготовки Минэнерго России Владимир Смирнов отметил значимость роли специалистов в области управления персоналом на этапе цифровизации энергетики и подготовки работодателей к приходу поколения Z, а также необходимость проведения ранней профориентационной работы и мер по сохранению «взращенного» персонала внутри отрасли.

На юбилейной выставке «Энергетика и Электротехника» оборудование, технологии и достижения ТЭК продемонстрировали 200 компаний из 21 региона страны, а также из Финляндии, США, Германии, Турции, Нидерландов, Чехии, Китая, Польши, Венгрии, Индии, Беларуси и Казахстана. Выставка проходит в рамках РМЭФ с 2013 года, сертифицирована и отмечена знаком Всемирной ассоциации выставочной индустрии (UFI).

В текущем году экспозиция показала много зарубежных и отечественных новинок, в том числе современные российские приборы учёта электроэнергии для «умных домов», современные технологии изоляции, противопожарные устройства. Свои разработки представили «РЭП Холдинг», «Газпром теплоэнерго», «Электронмаш», научно-производственный центр «Металлург».

На выставке СКЗ «КВАР» презентовал конденсаторную установку и силовые конденсаторы, ООО «ЭСКОН» – автоматизированную систему диспетчерского управления электрооборудованием. ООО «АБСОЛИТ» показало собственные инновационные разработки оборудования и технологических линий по сухой переработке до 400 тысяч тонн золошлаков от сжигания угля на тепловых электростанциях. ООО «АНТ-Информ» демонстрировало инновационные разработки области теплоэнергетики, ГК «Электроцит» – ТМ Самара – отечественное электротехническое оборудование в диапазоне 0,4–220 кВ, «Тайко Электроник РУС» – высоковольтную кабельную арматуру.

Коллективный стенд Российского экспортного центра объединил российские компании, основная деятельность которых связана с проектированием и изготовлением автоматики в сфере электроэнергетики, проектированием систем энергетического контроля, ремонтом силового энергетического оборудования, разработкой и производством приборов контроля и диагностики высоковольтных выключателей и трансформаторов. Новинки отечественных производителей на стенде представили «ЭНСОНС», «Квадро Электрик», ТС БЭТЭРИ, «СНЭ», «НТП «ТКА», «Премьер» и «Ракурс-Инжиниринг».

Зарубежным опытом поделились компании Fortum (Финляндия), «Тайко» (США), «Сибга» (Германия), ЕАЕ (Турция), Giovenzana (Нидерланды), ChechTrade (Чехия), Connotec (Китай), Elektrobudowa, Euro-Locks (Польша), Завод электротехнических аппаратов и оборудования Ганз (Венгрия), Shiv-Om Brass Industries (Индия), «БЭРН», МЭТЗ им. Козлова, «Техношанс» (Беларусь), «Кэмонт» (Казахстан).

По итогам **Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отраслей** дипломы лауреатов за вклад в инновационное развитие ТЭК получили ООО «Газпром энергохолдинг», ПАО «ТГК-1», ПАО «МОЭК», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «Тюменьэнерго», ПАО «Кубаньэнерго». Конкурс собрал 188 работ 79 предприятий нефтегазовой отрасли, угольной и торфяной промышленности, электроэнергетики, возобновляемой энергетики, трубопроводного транспорта, атомной энергетики и горнодобывающей промышленности.

Делегаты РМЭФ приняли участие в технических экскурсиях на крупнейшие современные энергетические объекты Санкт-Петербурга: промышленные площадки «Невский Завод» и Завод «ЭЛЕКТРОПУЛЬТ», Электростанцию № 1 Центральной ТЭЦ.

РМЭФ-2018 прошел при участии Министерства энергетики России, Российского союза промышленников и предпринимателей, при поддержке Министерства промышленности и торговли России, Правительства Санкт-Петербурга, АО «Российский экспортный центр», НП «Совет производителей энергии», Российской ассоциации ветроиндустрии.

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, W, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах

и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. **Рисунки**, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- авторская справка.

Образец и шаблон оформления статьи, а также форма авторской справки приведены на сайте журнала: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

2.3. Рассмотрение материалов

Предоставленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции:
(812) 292-94-05, (812) 292-94-20
или E-mail: nto@ntcees.ru.

СПРАВКА

(предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи,
подпись автора должна быть заверена представителем отдела кадров)

В соответствии с Законом Российской Федерации об авторских правах, сообщаю,
что я, _____

автор (соавтор) статьи _____

уведомлен об ответственности за использование в статье материалов, защищенных авторским правом, включая цитаты, воспроизведенные данные, иллюстрации и иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится на автора статьи.

Я сообщаю, что данная статья не опубликована и не представлена для опубликования в другие периодические издания.

Подавая статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы», я передаю редакции право на её опубликование и дальнейшее распространение и сообщаю, что при этом не нарушаются авторские права других лиц и организаций.

Подпись автора _____ «__» _____ 20__ г.

Ф.И.О. _____

Ученая степень _____

Ученое звание _____

Место работы _____

Должность _____

Адрес служебный _____

Телефон _____

E-mail _____