

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ (2) 77

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2017

УДК 621.311; 621.313 – 621.316; 621.3.014

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;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Фролов О. В., канд. техн. наук;
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 НТЦ 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 «НТЦ ЕЭС».

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

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ	
<i>Бердин А. С., Герасимов А. С., Коваленко П. Ю., Юдин А. В.</i>	
К определению крутизны статических характеристик нагрузки по частоте на основе данных СМПП о переходных процессах	6
<i>Бердин А. С., Близнюк Д. И., Герасимов А. С.</i>	
Определение параметров узловых эквивалентов на основе синхронизированных векторных измерений	15
<i>Шакиров М. А.</i>	
Начала теории силовых автотрансформаторов	23
<i>Евдокунин Г. А., Брилинский А. С.</i>	
Отклик в виде открытого письма на статью М. А. Шакирова «Начала теории силовых автотрансформаторов»	42
<i>Важнов С. А., Калимов А. Г., Шиманский С. А.</i>	
Применение векторных конечных элементов для расчета вихревых токов в проводящих немагнитных оболочках	43
<i>Фишиов А. Г., Фролов М. Ю.</i>	
Идентификация электрических параметров синхронных машин в возмущенных режимах	54
<i>Валиев Р. Т., Обоскалов В. П.</i>	
Методические вопросы распределения дефицита мощности в задаче балансовой надежности электроэнергетических систем	64
<i>Седойкин Д. Н., Юрганов А. А.</i>	
Способ расчета частоты по мгновенным значениям напряжений в трехфазных сетях	74
РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	
<i>Абакумов С. А., Виштитбеев А. В., Гаязов С. Е., Саввин Д. Н.</i>	
Архитектура основных компонентов программно-вычислительного комплекса для автоматизированного расчета токов КЗ, уставок РЗА и проверки электротехнического оборудования – «АРУ РЗА»	78
<i>Белов Е. И., Латманнизова Ю. Н., Сорокин Е. В.</i>	
Применение визуализации обратной матрицы Якоби и сингулярного анализа для определения сенсорных узлов в электроэнергетических системах	87
<i>Машалов Е. В.</i>	
Метод сжатия данных результатов расчета электромеханических переходных процессов	95

ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Кокин С. Е., Сафаралиев М. Х., Султонов Ш. М.

Особенности управления гидроэлектростанциями в энергосистеме
Республики Таджикистан 109

Попков Е. Н., Сейт Р. И.

Опыт эксплуатации солнечных электростанций в части их параллельной
работы с ЕЭС России 119

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА И РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Исаев Е. В.

Алгоритм оптимального выбора ступеней управления в ЦСПА третьего
поколения 126

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

Степень контролируемости вторичных цепей подстанции 132

Абоу Накира Ш. С., Горчаков С. В., Попов М. Г.

Коррекция динамических свойств дифференциальной защиты
протяженных линий электропередачи 142

ТЕХНИКА ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

Владимирский Л. Л.

Особенности современного выбора основных конструктивных элементов
ВЛ постоянного тока 154

ИМЕНА И ДАТЫ

Соломоник Е. А.

Основные направления научной деятельности академика РАН
Николая Николаевича Тиходеева (к 90-летию со дня рождения) 171

Content, abstracts, keywords 183

Правила представления рукописей авторами 183

Технический редактор *М. В. Леонтьева*

Компьютерная верстка *Н. И. Егерева*

Подписано в печать 23.11.2017

Формат 70×108/16

Тираж 300 экз.

Заказ 248.

Печ. л. 12

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

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

В данном номере журнала представлено 17 статей по традиционным для нашего журнала темам, которые распределены между шестью разделами.

В разделе «Управление и моделирование энергосистем» несколько статей посвящены новым методам определения параметров энергосистемы путем обработки в реальном времени данных переходных режимов. Эти методы, не нашедшие пока широкого применения в действующих энергосистемах, представляют, по нашему мнению, предмет для обсуждения на страницах журнала.

Необычный подход к моделированию автотрансформаторов и трансформаторов предлагается авторами из СПбПУ. По их мнению, при конструировании на базе предлагаемого подхода удастся заметно повысить механическую стойкость автотрансформаторов и трансформаторов при коротких замыканиях в сети.

В отдельный раздел выделены статьи, относящиеся к вопросам использования возобновляемой генерации в энергосистемах. В последнее время этой проблеме в нашей стране стали уделять все больше внимания. Большой интерес представляют как экономические, так и технические аспекты этой проблемы.

К 90-летию со дня рождения академика Н. Н. Тиходеева представлена авторская статья Е. А. Соломоника, а также статья Л. Л. Владимирского, посвященная одной из проблем, разрабатывавшихся под руководством Н. Н. Тиходеева.

Хотелось бы обратить внимание читателей на то, что в нашем журнале публикуются и статьи, содержащие неочевидные или спорные положения. Мы готовы к публикации в следующих номерах статей с изложением иного взгляда или кратких замечаний по существу дискуссионной статьи. Полагаем, что аргументированная дискуссия позволит в наибольшей мере осветить вопросы, не имеющие в данный момент однозначного ответа.

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

УДК 621.311

А. С. Бердин, А. С. Герасимов, П. Ю. Коваленко, А. В. Юдин

К определению крутизны статических характеристик нагрузки по частоте на основе данных СМНР о переходных процессах

Предложен метод определения коэффициентов крутизны статических характеристик нагрузки по частоте для потребления энергосистемы на основе синхронизированных векторных измерений параметров электрического режима при возмущениях, сопровождающихся колебаниями частоты. Метод успешно апробирован на четырех событиях, вызвавших колебания частоты в Северных районах Тюменской области до 0,06 Гц и зафиксированных в системе мониторинга переходных режимов (СМНР).

Ключевые слова: статическая характеристика нагрузки по частоте, коэффициент крутизны, система мониторинга переходных режимов, СМНР, электромеханический переходный процесс, Северные районы Тюменской области, СРТО.

Введение

Процессы изменения частоты и активной мощности в Единой энергетической системе характеризуются статическими характеристиками активной мощности энергосистем и энергорайонов по частоте. Результирующие статические характеристики энергосистемы по частоте (далее – СХЧ) зависят от соответствующих характеристик генерирующей части и нагрузки энергосистемы [1].

В отличие от статических характеристик нагрузки узлов по напряжению для энергосистемы или энергорайона (далее слово «энергосистема» опускается), СХЧ могут быть получены только как некоторая совокупность характеристик нагрузок узлов. Это обусловлено тем, что напряжение в узлах нагрузки является локальным параметром регулирования в отличие от частоты, которую в узлах энергорайона можно считать близкой для любого момента времени.

Суммарная нагрузка энергорайона определяется как сумма генерации в энергорайоне и сальдо внешних потоков:

$$P_n(t) = P_g(t) + P_c(t). \quad (1)$$

При этом не от всех генерирующих источников можно получить измерения частоты и мощности – обычно это относится к генераторам малой мощности (распределенной генерации).

Таким образом, из-за невозможности измерения полной генерации и выделения реального влияния напряжения в узлах на потребление, следует говорить об обобщенной статической характеристике энергорайона, характеризующейся величиной потребления.

Следует отметить высокую значимость определения коэффициента крутизны СХЧ. СХЧ является неотъемлемым параметром математической модели энергосистемы, наряду с остальными параметрами. С использованием математической модели энергосистемы производятся расчеты электроэнергетических режимов, на основе которых принимаются решения задач оперативно-диспетчерского управления, в том числе, определение величин допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям, минимально необходимых резервов мощности энергорайонов, эффективности дозировок управляющих для противоаварийной автоматики [3]. В условиях отсутствия информации о СХЧ параметры в математических моделях определяются на основе данных справочных величин, при этом принимаются к рассмотрению наиболее пессимистичные, с точки зрения получаемых результатов при расчетах, для обеспечения нормируемых запасов, что в ряде случаев, при фактических СХЧ, более благоприятных для электроэнергетических режимов, определяет дополнительные ограничения режимов и снижение эффективности работы энергосистемы.

В 1970–1980 гг. определение статических характеристик по напряжению и частоте, а также коэффициентов крутизны СХЧ для узлов нагрузки с различным составом потребителей осуществлялось путем проведения натурных экспериментов в энергосистемах. В настоящее время проведение таких экспериментов затруднено ввиду их сложности, непредсказуемости последствий, дороговизны [1, 4]. Имеющиеся СХЧ устарели из-за существенных изменений в структуре нагрузки, в разнообразии ее элементов (появились накопители электроэнергии и пр.).

С появлением нового поколения измерительных устройств, позволяющих с высокой точностью получать синхронизированные измерения мощности и частоты на внешних перетоках и генераторах большой мощности, стало возможным определять статические характеристики генераторов и внешних перетоков (сальдо перетока) по данным регистрограмм переходных процессов в эксплуатационных режимах (пассивных экспериментов) при спорадических возмущениях режима электрической сети. В настоящей работе исследуется возможность определения коэффициентов крутизны СХЧ энергорайона/энергоузла по данным переходного процесса (без структурных изменений в системе) на фиксируемых кратковременных интервалах.

$$P_n(t, f) = P_r(t, f) + P_c(t, f). \quad (2)$$

1. Определение коэффициента крутизны статических характеристик по частоте

Разработка методов и алгоритмов для определения и отслеживания характеристик выполняется на основе фактических регистрограмм параметров электрического режима в узлах установки регистраторов системы мониторинга переходных режимов (СМПР) при изменениях частоты и/или напряжения в узле нагрузки, вызванных аварийными возмущениями типа:

- аварийное отключение генерации или нагрузки;
- изменение параметров внешней сети (отключение ВЛ или генерации);
- короткие замыкания на шинах нагрузки или во внешней сети;

- перерыв питания в течение нескольких секунд (при АПВ);
- асинхронный режим (ход);
- синхронные качания.

В результате могут определяться статические и динамические характеристики нагрузки узла при изменении напряжения и/или частоты $\{P_n(U), Q_n(U), U(t), f(t), P_n(t, U), Q_n(t, U)\}$, взаимное влияние параметров электрического режима $\{P_n(U, dU/dt), Q_n(U, dU/dt), P_n(f, df/dt), Q_n(f, df/dt)\}$.

Определение функциональных зависимостей между некоторыми наблюдаемыми величинами базируется на модифицированном методе Гаусса [5].

Оценка результирующих СХЧ энергосистем и узлов выполняется путем идентификации параметров уравнения на интервале моделирования t_m по измерениям мощности и частоты:

$$P_n(t_i, f(t_i)) = a_0 + a_1 t_i + a_2 t_i^2 + a_3 f(t_i) + a_4 f^2(t_i), \quad (3)$$

где $t_i \in T_m = \{t_1, t_2, \dots, t_m\}$, $f(t_i) \in F_m = \{f(t_1), f(t_2), \dots, f(t_m)\}$;

$$P_n(t_i, f(t_i)) \in P_m = \{P(t_1, f(t_1)), P(t_2, f(t_2)), \dots, P(t_m, f(t_m))\}.$$

Дифференцируя уравнение по частоте, получаем:

$$\partial P_n / \partial f = a_3 + 2a_4 f(t_i),$$

и тогда:

$$k_{ci} = (\partial P_n / \partial f)(f_6 / P_6) = (a_3 + 2a_4 f(t_i)) f_6 / P_6, \quad (4)$$

где P_6, f_6 – базовые значения мощности и частоты.

Коэффициент крутизны СХЧ нагрузки k_c для конкретного узла может быть выделен путем учета значений напряжения в узле на интервале моделирования:

$$P_n(t_i, f(t_i), U(t_i)) = a_0 + a_1 t_i + a_2 t_i^2 + a_3 f(t_i) + a_4 f^2(t_i) + a_5 U(t_i) + a_6 U^2(t_i). \quad (5)$$

Тогда производная потребления по частоте:

$$\frac{dP_n}{df} = a_3 + 2a_4 f(t_i). \quad (6)$$

При малых отклонениях частоты можно ограничиться линейными членами и принять допущение, что нагрузка незначительно изменяется во времени, тогда (3) можно переписать в виде:

$$P_n = a_0 + a_3 f(t_i), \quad (7)$$

а

$$\frac{dP_n}{df} = a_3. \quad (8)$$

Тогда коэффициент крутизны СХЧ k_c , согласно [1] и (4), будет равен:

$$k_c = a_3 \frac{f_6}{P_6}. \quad (9)$$

2. Экспериментальные расчеты

В статье в качестве примера рассмотрено определение коэффициента крутизны СХЧ для энергорайона Северных районов Тюменской области (СРТО).

В состав СРТО входят Северный и Ноябрьский энергорайоны, расположенные на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, а также частично Когалымский и Сургутский энергорайоны, расположенные на территории ХМАО – Югра. Через сети 110–220–500 кВ СРТО выполняется передача мощности в энергосистему Красноярского края (Ванкорское месторождение).

Основные потребители СРТО: нефтедобывающие и газодобывающие компании, предприятия по транспорту нефти и газа, предприятия по переработке попутного нефтяного газа (в том числе наиболее крупные потребители – ПАО «Газпром», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО НК «Роснефть», АО «СибурТюменьГаз» и др.), коммунально-бытовая нагрузка городов и населенных пунктов.

СРТО являются дефицитными. Потребление СРТО частично покрывается генерацией Уренгойской ГРЭС, Ноябрьской ПГЭ, а также генерацией газотурбинных электростанций генерирующих компаний и потребителей (нефтяных и газовых компаний).

Согласно п. 4.4.3 ПТЭ [6], степень нечувствительности по частоте вращения турбин – не более 0,3 % (0,15 % от 50 Гц = 0,075 Гц) [7]. Отклонения частоты от номинальной в рассматриваемых случаях не превышали 0,06 Гц. С учетом того, что генераторы в СРТО не участвуют в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ), реакцией электростанций СРТО на отклонение частоты можно пренебречь. Следовательно, полученные коэффициенты крутизны СХЧ отражают фактическую реакцию потребления СРТО на отклонение частоты.

Если в исследуемой энергосистеме находятся электростанции, участвующие в НПРЧ, то их реакция на отклонение частоты может быть определена согласно выражению (2) при наличии на них регистраторов СМПР.

Контролируемые величины (активные мощности и частота) учитывались по данным регистраторов СМПР, установленных на ВЛ в сечении:

- СГРЭС-1 – Холмогорская;
- Кирилловская – Трачуковская;
- СГРЭС-1 – Имилор;
- СГРЭС-2 – Кирилловская.

В качестве базовых величин частоты и мощности нагрузки приняты, соответственно, 50 Гц и потребление СРТО на момент, предшествующий возмущению, по данным Комплекса информационного обслуживания (с учетом местной генерации).

Ключевым вопросом при применении метода определения коэффициента крутизны СХЧ для энергорайона СРТО является выбор интервала измерений. Для изучения на регистрограммах СМПР, представленных на рис. 1–5, выбраны различные характерные участки переходных процессов. Полужирным шрифтом в табл. 1–4 выделены коэффициенты крутизны для участков на интервалах, включающих в себя полный переходный процесс (изменения частоты).

2.1. Событие 24 февраля 2017 года

Рассмотрен переходный процесс, возникший в результате возмущения, зафиксированный 24 февраля 2017 года, регистрограммы активной мощности и частоты представлены на рис. 1. Для анализа выбраны пять характерных участков: фрагмент доаварийного режима, период резкого снижения частоты до 49,93 Гц и последующий интервал восстановления частоты до 49,99 Гц. Результаты расчета коэффициентов крутизны ($K_{\text{крут}}$) на интервалах показаны в табл. 1.

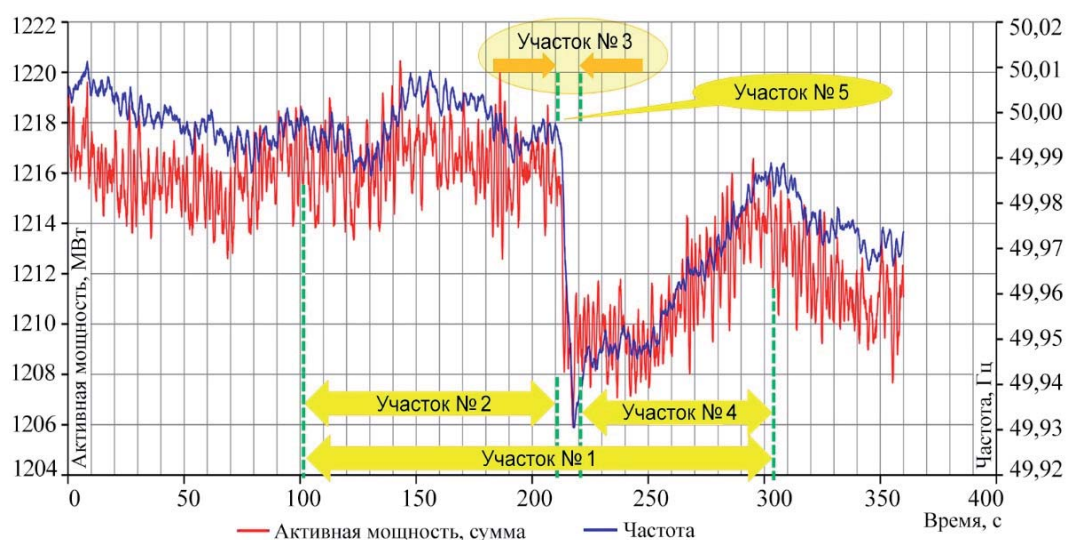


Рис. 1. Регистрограмма события 24 февраля 2017 года с указанием рассматриваемых участков

Таблица 1

Коэффициенты для модели $P(f)$ для события 24 февраля 2017 года

Объект	Участок 1, 100–300 с		Участок 2, 100–210 с		Участок 3, 210–220 с		Участок 4, 220–300 с		Участок 5, 212–214 с	
	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0
Сумма по ВЛ	165,0	–7 032,0	97,6	–3 663,5	107,8	–4 176,5	136,1	–5 586,3	345,5	–16 056,0
СГРЭС-1 – Холмогорская	88,2	–4 022,8	36,4	–1 431,9	66,2	–2 920,5	96,2	–4 418,8	186,3	–8 923,8
Кирилловская – Трачуковская	28,1	–1 244,4	28,8	–1 278,8	11,9	–431,9	2,0	58,7	94,4	–4 559,4
СГРЭС-1 – Импор	12,6	–520,5	5,9	–186,2	7,7	–277,3	3,6	–71,8	19,6	–869,3
СГРЭС-2 – Кирилловская	35,7	–1 227,0	38,0	–1 346,1	27,2	–806,2	37,7	–1 326,8	113,8	–5 132,0
dP/df для «Суммы по ВЛ»	165,0		97,6		107,8		136,1		345,5	
$K_{\text{крут}}$ для «Суммы по ВЛ»	3,78		2,24		2,47		3,12		7,92	

2.2. Событие 27 июня 2017 года

Рассмотрены переходные процессы, зафиксированные 27 июня 2017 года, регистрограммы активной мощности и частоты приведены на рис. 2. Для анализа выбраны три характерных участка для первого процесса (доаварийный режим, колебательный процесс и общий интервал) и два для второго (колебательный процесс и он же совместно с фрагментом предварительного установившегося режима). Результаты расчета коэффициентов крутизны на интервалах сведены в табл. 2.

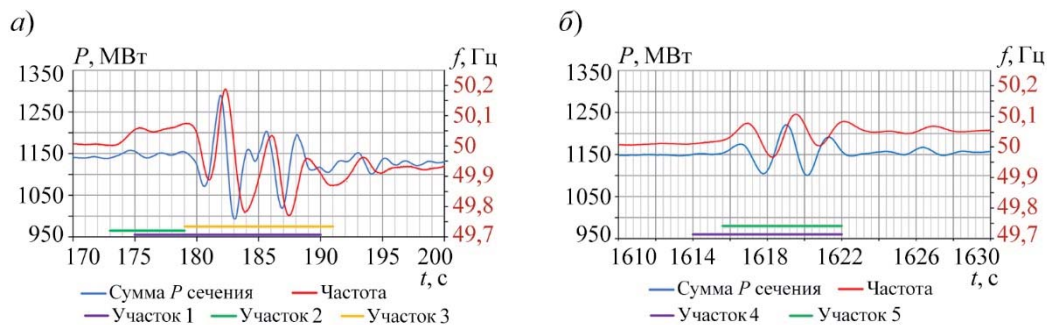


Рис. 2. Регистрограмма события 27 июня 2017 года с указанием рассматриваемых участков: а) первый всплеск; б) второй всплеск

Таблица 2

Коэффициенты для модели $P(f)$ для события 27 июня 2017 года

Объект	Участок 1, 175–190 с		Участок 2, 173–179 с		Участок 3, 179–191 с		Участок 4, 1614–1622 с		Участок 5, 1615,6–1622 с	
	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0
Сумма по ВЛ	138,0	–5 875,7	68,6	–2 285,1	156,3	–6 675,4	189,8	–8 343,2	186,5	–8 175,3
СГРЭС-1 – Холмогорская	65,9	–2 858,2	28,8	–998,5	67,2	–2 926,8	79,6	–3 536,2	77,2	–3 419,4
Кирилловская – Трачуковская	35,9	–1 719,0	12,7	–556,8	43,2	–2 086,0	41,6	–2 002,3	39,6	–1 904,6
СГРЭС-1 – Имилор	3,9	–60,9	–0,1	139,7	4,9	–109,6	9,2	–323,1	10,2	–374,2
СГРЭС-2 – Кирилловская	48,0	–1 907,3	30,2	–1 014,2	49,1	–1 960,4	59,6	–2 481,7	59,5	–2 477,1
dP/df для «Суммы по ВЛ»	138,0		68,6		156,3		189,8		186,5	
$K_{\text{крут}}$ для «Суммы по ВЛ»	3,72		1,85		4,21		5,11		5,02	

2.3. Событие 25 июля 2017 года

Рассмотрен сравнительно продолжительный переходный процесс, зафиксированный 25 июля 2017 года, регистрограммы активной мощности и частоты показаны на рис. 3. Для анализа выбраны характерные участки: интервал постепенного повышения частоты и интервал ее резкого снижения на 0,08 Гц. Результаты расчета коэффициентов крутизны на интервалах представлены в табл. 3.

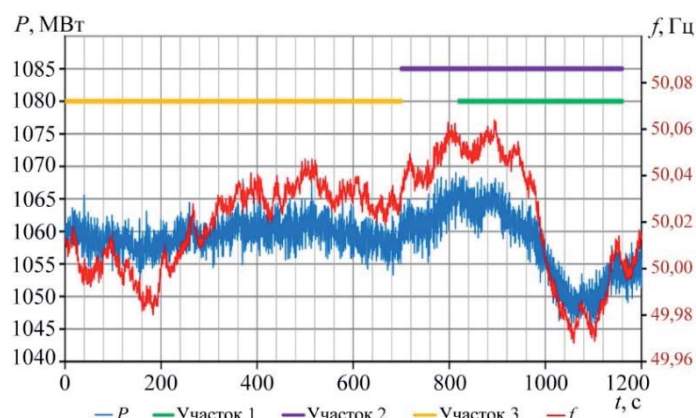


Рис. 3. Регистрограмма события 25 июля 2017 года с указанием рассматриваемых участков

Таблица 3

Коэффициенты для модели $P(f)$ для события 25 июля 2017 года

Объект	Участок 0, 0–1200 с		Участок 1, 820–1160 с		Участок 2, 700–1160 с		Участок 3, 0–700 с	
	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0
Сумма по ВЛ	142,7	–6 081,3	184,3	–8 159,6	184,3	–8 160,8	55,0	–1 690,0
СГРЭС-1 – Холмогорская	–83,3	3 794,3	–97,6	4 508,9	–97,1	4 485,4	–49,2	2 087,9
Кирилловская – Трачуковская	–0,2	–120,5	–19,2	830,2	–20,4	893,6	30,1	–1 633,8
СГРЭС-1 – Импилор	–3,2	33,8	–5,0	125,5	–4,8	115,0	–0,9	–81,4
СГРЭС-2 – Кирилловская	56,5	–2 394,3	62,5	–2 693,0	62,0	–2 667,7	42,0	–1 668,2
dP/df для «Суммы по ВЛ»	142,7		184,3		184,3		55,0	
$K_{\text{крут}}$ для «Суммы по ВЛ»	4,05		5,22		5,22		1,56	

2.4. Событие 30 июля 2017 года

Рассмотрены изменения частоты, зафиксированные 30 июля 2017 года, регистрограммы активной мощности и частоты представлены на рис. 4. Для анализа выбраны четыре характерных участка: фрагмент доаварийного режима, период снижения частоты до 49,94 Гц, последующий интервал восстановления частоты до номинальной и объединение двух последних интервалов. Результаты расчета коэффициентов крутизны на интервалах показаны в табл. 4.

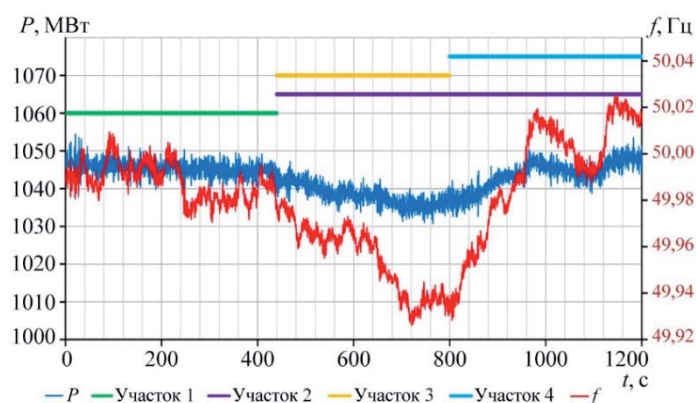


Рис. 4. Регистрограмма события 30 июля 2017 года с указанием рассматриваемых участков

Таблица 4

Коэффициенты для модели $P(f)$ для события 30 июля 2017 года

Объект	Участок 0, 0–1200 с		Участок 1, 0–400 с		Участок 2, 400–1200 с		Участок 3, 400–800 с		Участок 4, 800–1200 с	
	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0	a_3	a_0
Сумма по ВЛ	154,8	–6 692,7	80,7	–2 986,7	137,6	–5 833,3	161,1	–7 007,0	137,6	–5 833,3
СГРЭС-1 – Холмогорская	87,6	–4 017,9	53,2	–2 300,6	80,1	–3 647,4	103,9	–4 834,1	76,3	–3 454,6
Кирилловская – Трачуковская	8,9	–296,4	5,0	–102,3	6,0	–149,4	–1,2	207,3	22,2	–960,1
СГРЭС-1 – Импор	3,7	–71,2	2,2	3,4	4,0	–86,7	2,3	2,3	4,9	–128,8
СГРЭС-2 – Кирилловская	54,7	–2 315,1	22,1	–682,0	54,7	–2 316,5	56,2	–2 389,6	52,1	–2 182,2
dP/df для «Суммы по ВЛ»	154,8		80,7		137,6		161,1		137,6	
$K_{\text{крут}}$ для «Суммы по ВЛ»	4,19		2,18		3,72		4,36		3,72	

2.5. Обобщение результатов

Результаты анализа событий сведены в табл. 5. Коэффициенты крутизны выбраны из табл. 1–4 для участков, полностью включающих переходный процесс согласно [4]. Мощность нагрузки определена по данным оперативно-информационного комплекса (ОИК) на момент, предшествующий возмущению.

Таблица 5

Сводная таблица коэффициентов крутизны

Событие	Мощность нагрузки, МВт	Коэффициент крутизны
Событие 24 февраля 2017 года	2182	3,78
Событие 27 июня 2017 года (интервал 1)	1856	4,21
Событие 27 июня 2017 года (интервал 2)	1856	5,02
Событие 25 июля 2017 года	1764	5,22
Событие 30 июля 2017 года	1847	4,19
Средний коэффициент крутизны		4,48

Как видно из таблицы, полученные значения коэффициента крутизны для разных интервалов различаются в значительных пределах. Значение, полученное для единственного рассматриваемого зимнего интервала (3,78), существенно выбивается из общего диапазона, без его учета средний коэффициент был бы равен 4,66. При этом в эксплуатационной практике коэффициент не дифференцируется: в расчетах используется значение 5 для всего года.

Выводы

Предложенный метод определения коэффициентов крутизны статической характеристики нагрузки по частоте для СРТО апробирован на четырех событиях при колебаниях частоты до 0,06 Гц. Результаты, полученные для различных событий на разных интервалах времени, хорошо совпадают между собой, а среднее значение коэффициента близко к используемому в управлении режимами СРТО и расчетах АЧР. При этом следует отметить, что частичные временные интервалы не дают достоверных результатов, вследствие чего их использование для определения

коэффициента крутизны не рекомендуется. Напротив, следует рассматривать полный интервал переходного процесса, что согласуется с выводами, полученными в [4].

В продолжение данной работы в будущем предполагается выполнить исследования на вычислительных моделях и на ЭДМ НТЦ ЕЭС с использованием регистратора СМНР и известными статической характеристики нагрузки по частоте.

Список литературы

1. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Л. М. Горбунова, М. Г. Портной и др. Под ред. С. А. Савалова. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем // Стандарт организации АО «СО ЕЭС». СТО 59012820.29.240.007-2008.
3. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования // Стандарт организации АО «СО ЕЭС». СТО 59012820.29.240.001-2011.
4. Мышлянский Д. А., Фишов А. Г. Метод определения крутизны статических характеристик узлов нагрузки по напряжению путем аппроксимации переходных процессов, возникающих в эксплуатационных режимах // Труды 5-й междунар. науч.-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи». – Томск, 10–14 ноября 2014 г. – Т. 1. – С. 240–244.
5. Бердин А. С., Крючков П. А. Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами. – Екатеринбург: УГТУ, 2000. 107 с.
6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М: Энергосервис, 2003.
7. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования // Стандарт организации АО «СО ЕЭС». СТО 59012820.27.100.003-2012.

Бердин Александр Сергеевич, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – директор департамента системных исследований и перспективного развития Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov@ntcees.ru

Коваленко Павел Юрьевич, канд. техн. наук, ассистент кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: pkovalenko@urfu.ru

Юдин Андрей Владимирович, заместитель главного диспетчера по режимам филиала Системного оператора Единой энергетической системы «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала» (филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала).

E-mail: udin@ural.so-ups.ru

УДК 621.311

А. С. Бердин, Д. И. Близнюк, А. С. Герасимов

Определение параметров узловых эквивалентов на основе синхронизированных векторных измерений

Предложен метод определения параметров узловых эквивалентов сети на основе синхронизированных векторных измерений, выполненных во время переходных процессов в электрической сети. Метод позволяет определить топологию и параметры узловых эквивалентов и делает возможным применение адаптивных моделей для задач управления электрическими режимами ЭЭС.

Ключевые слова: узловой эквивалент, адаптивная модель, синхронизированные векторные измерения.

Введение

Развитие и все более широкое применение технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) параметров электрического режима в ЕЭС России открывают широкие перспективы для повышения качества применяемых в задачах управления режимами расчетных моделей основного оборудования. Особенно это актуально в силу развития и усложнения энергосистем, повышения их важности для многих сфер жизнедеятельности.

Традиционно для противоаварийного управления используются детализированные модели, характеризующиеся большим количеством используемых параметров. При этом задача определения значений этих параметров усложнена такими факторами как отсутствие заводских характеристик оборудования, трудность получения параметров иностранного оборудования, изменение параметров в ходе эксплуатации и др. Следовательно, применение таких моделей может привести к получению результатов, не соответствующих реальному объекту, и могут быть применены неадекватные управляющие воздействия.

В настоящее время выполняются проекты по разработке адаптивных моделей основного электроэнергетического оборудования, параметры которых могут быть определены на основе СВИ. Разработана методика определения мгновенных параметров электрического режима [1], позволяющая более точно определять режимные параметры в переходных процессах, в том числе их изменения на интервалах, меньших периода основной частоты; исследованы возможности определения инерционной постоянной энергоблока [2] и его демпферных характеристик [3], являющихся важными параметрами адаптивной модели синхронной машины. Следующим необходимым этапом в этой работе является определение взаимного влияния синхронных генераторов в сети и уточнение параметров их моделей с учетом этого влияния. Для решения этой задачи предлагается определять параметры узловых эквивалентов электрической сети на основе СВИ системы мониторинга переходных режимов (СМНР).

Идею применения узловых эквивалентов или так называемых РЕИ-моделей предложил румынский ученый П. Димо еще в 1970-е годы [4, 5]. До настоящего времени для определения их параметров использовались традиционные методы

эквивалентных преобразований и ряд оригинальных методик. На основе этих моделей была предпринята попытка решить широкий спектр задач электроэнергетики. Текущее развитие измерительных технологий позволяет адаптировать некоторые идеи этих работ для формирования адаптивных моделей элементов ЭЭС.

1. Определение топологии эквивалента

РЭИ-эквивалент является схемой замещения сети, эквивалентной замещаемой схеме и не зависящей от состояния остальной части системы. РЭИ-эквивалент включает в себя узлы, напряжения которых считаются независимыми (обычно это генераторные узлы), а также узлы, важные для анализа. Далее из такой схемы замещения может быть выделен участок сети, состоящий из анализируемого узла, всех узлов, которые будут иметь с ним связь и связей между анализируемым узлом и остальными узлами. Такая схема называется узловой моделью, является радиальной и позволяет анализировать влияние на анализируемый узел других узлов сети [4].

При традиционном подходе для определения топологии и параметров эквивалента все узлы, не входящие в эквивалентную схему, исключаются методом Гаусса. Такой подход к вычислению параметров схемы замещения может привести к большим погрешностям, так как справочные исходные данные могут существенно отличаться от реальных, а последовательное Гауссово исключение приводит лишь к накоплению ошибки.

Для определения топологии эквивалента электрической сети предлагается сохранить использование исключения методом Гаусса. А для определения параметров эквивалентов модели предлагается использовать данные векторных измерений в не исключаемых узлах, полученные при возмущениях в сети (методика определения этих параметров приведена в следующем разделе статьи).

В качестве примера рассмотрено эквивалентирование широко известной тестовой схемы Кундура [6] (рис. 1). Схема состоит из четырех генераторных узлов, двух нагрузочных узлов и линий связи. Исходная схема замещения представлена на рис. 2. В ходе эквивалентирования были исключены все узлы, кроме генераторных. Соответственно, оставлены узлы 1–4 и исключены узлы 7–9. Результаты эквивалентирования представлены на рис. 3.

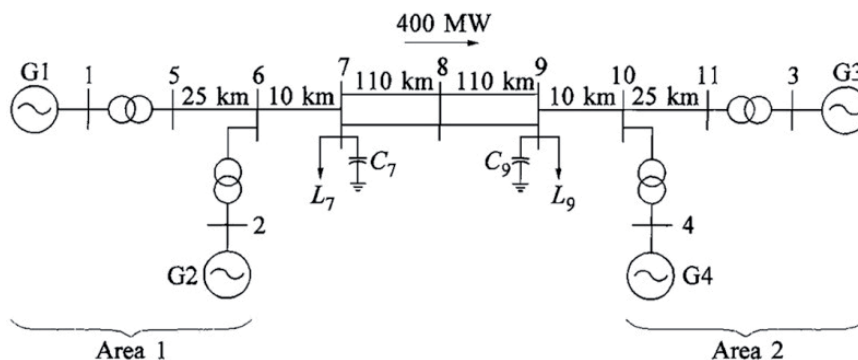


Рис. 1. Исследуемая схема

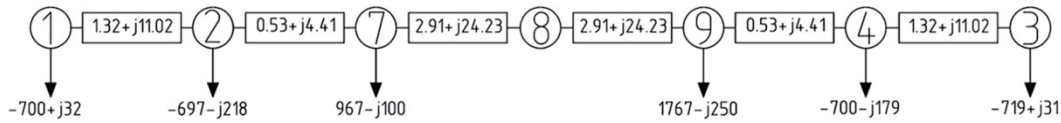


Рис. 2. Исходная схема замещения

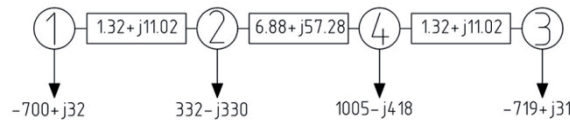


Рис. 3. Эквивалентная схема сети

РЭИ-эквивалент, предназначенный для анализа влияния некоторой части сети на заданный узел, может быть получен из эквивалентной схемы сети путем исключения из нее узлов, не имеющих связи с анализируемым узлом. Эквиваленты для каждого из узлов сети представлены на рис. 4.

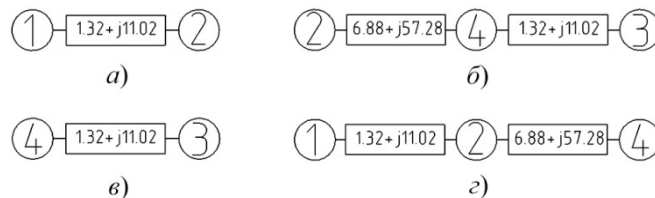


Рис. 4. Эквивалент для каждого из узлов: а) для узла 1; б) для узла 4; в) для узла 3; г) для узла 2

В ходе эквивалентирования были вычислены и значения эквивалентных сопротивлений связей для их использования в качестве эталонных значений, с которыми будет выполняться сравнение экспериментальных данных.

2. Определение параметров узлового эквивалента

Определение параметров узлового эквивалента основано на известных законах электротехники. Переток мощности по ветви, соединяющей узлы i и j , определяется по выражению:

$$\dot{S}_{ij} = \sqrt{3} \dot{U}_i \bar{I}_{ij}, \quad (1)$$

где $\dot{U}_i$ – вектор напряжения узла i ;

$\bar{I}_{ij}$ – комплексно сопряженный вектор тока ветви, соединяющей узлы i и j .

Тогда выражение для комплексно сопряженного перетока мощности по той же ветви после подстановки значения тока, вычисленного по закону Ома, и алгебраических преобразований примет вид:

$$\bar{S}_{ij} = Y_{ij} U_i (U_j (\cos \delta_{ij} + j \sin \delta_{ij}) - U_i), \quad (2)$$

где Y_{ij} – проводимость ветви $i-j$;

U – напряжение соответствующего узла;

δ_{ij} – угол между напряжениями узлов i и j .

В сетях 220 кВ и выше (для которых прежде всего актуальна настоящая работа) активное сопротивление значительно ниже реактивного и им можно пренебречь. С учетом этого факта действительная часть выражения (2) может быть записана следующим образом:

$$I_{Pij} = b_{ij} U_j \sin \delta_{ij}, \quad (3)$$

где $I_{Pij} = \frac{P_{ij}}{U_i}$, а P_{ij} – активный переток мощности по ветви $i-j$;

$b_{ij} = \frac{1}{x_{ij}}$ – реактивная проводимость ветви $i-j$, а x_{ij} – ее сопротивление.

Если просуммировать такие токи для каждой линии от узла i к каждому из n j -х узлов, имеющих с ним связь, можно получить:

$$I_{Pi} = \sum_{j=1}^n b_{ij} U_j \sin \delta_{ij}, \quad (4)$$

где $I_{Pi} = \frac{P_i}{U_i}$, а P_i – активная эквивалентная узловая мощность для узла i .

Выражение (4) используется для определения параметров узловой модели сети для узла i . В данном уравнении искомой неизвестной является реактивная проводимость ветвей, остальные параметры регистрируются СМНР. Вычисление неизвестных параметров может быть осуществлено с помощью многопараметрической модели [7] либо метода наименьших квадратов.

Аналогичное выражение может быть получено и для мнимой части уравнения (2). В результате будет получено соотношение, в котором фигурирует реактивная мощность взамен активной. Совместное использование выражения (4) и аналогичного выражения с реактивной мощностью при вычислении параметров эквивалента увеличит точность расчета.

Эквивалентная узловая мощность P_i – векторная сумма генерации анализируемого узла, его нагрузки и части нагрузки сети, которая эквивалентруется в данный узел. Например, для узла 2 рассматриваемой сети (рис. 2) эквивалентная активная узловая мощность 332 МВт (рис. 3) складывается из мощности генерации узла (–700 МВт), части мощности нагрузки узла 7 и узла 9. А для узла 1 эквивалентная активная узловая мощность складывается только из собственной генерации, так как при эквивалентировании в этот узел нагрузка других узлов сети не попадает.

На каждом этапе исключения узлов методом Гаусса должны сохраняться значения коэффициентов, отражающих долю нагрузки, «переносимой» в остающиеся узлы из исключаемых. То есть при вычитании уравнения x , соответствующего исключаемому узлу, из уравнения y , соответствующего другому узлу сети, должен сохраняться коэффициент, с которым происходит данное вычитание. Эти коэффициенты будут называться коэффициентами разноса нагрузки k_y^x , и отражать, какая часть нагрузки узла x переносится в узел y . Так для рассматриваемого примера коэффициенты имеют следующие значения:

$$k_2^7 = 0,923, \quad k_2^9 = 0,077, \quad k_4^7 = 0,077, \quad k_4^9 = 0,923.$$

Тогда эквивалентная узловая активная мощность может быть вычислена на основе измерений генерации узла и с учетом всех нагрузок, эквивалентуемых в данный узел, с применением коэффициентов разнота нагрузки.

3. Апробация

3.1. Моделирование установившихся режимов

Принципиальная возможность использования предлагаемой методики определения параметров узловых эквивалентов была проверена на цифровой модели схемы Кундура (рис. 1). На первом этапе в качестве исходных данных были использованы расчеты нескольких установившихся режимов с использованием ПК RastrWin.

Было рассчитано 10 установившихся режимов, в которых значения генерации в узлах 1, 3 и 4 (2 – балансирующий) варьировались от 650 до 720 МВт. На основе полученных данных вычислены сопротивления ветвей узловых эквивалентных схем для каждого из четырех генераторных узлов. Было проведено два расчета: с учетом активных сопротивлений линий и без учета. Результаты сведены соответственно в табл. 1 и 2.

Таблица 1

**Результаты расчета эквивалентных параметров по измерениям
в установившихся режимах (с учетом R)**

Рассматриваемый узел	X_{12}	X_{24}	X_{34}	R_{12}	R_{24}	R_{34}
1	10,96			1,62		
2	11,40	56,17		-0,48	0,75	
3			11,02			1,36
4		48,90	6,00		15,05	-6,50
Среднее	11,18	52,54	8,51	0,57	7,90	-2,57
Эталон	11,02	57,28	11,02	1,32	6,88	1,32
Погрешность	1,45 %	-8,28 %	-22,78 %	-56,86 %	14,84 %	-294,6 %

Таблица 2

**Результаты расчета эквивалентных параметров по измерениям
в установившихся режимах (без учета R)**

Рассматриваемый узел	X_{12}	X_{24}	X_{34}
1	11,08		
2	11,37	55,82	
3			11,08
4		62,92	11,47
Среднее	11,22	59,37	11,28
Эталон	11,02	57,28	11,02
Погрешность	1,86 %	3,64 %	2,35 %

Из табл. 1 видно, что при расчетах с учетом активного сопротивления отклонения вычисленных значений от эталонных достаточно высоки. В качестве эталонного

использовались значения, полученные при исключении узлов методом Гаусса (рис. 3). При этом из табл. 2 видно, что в расчетах без учета активного сопротивления результаты оказались близкими к эталонным. Низкое качество результатов расчетов с учетом активного сопротивления объясняется его малым значением по сравнению с реактивным сопротивлением. Исключение из расчета активного сопротивления (табл. 2) позволяет резко увеличить достоверность результатов расчета. Очевидно, что для более детального изучения этого свойства необходимы исследования применяемых вычислительных процедур.

При этом согласование результатов расчетов для различных узлов позволяет максимально приблизить расчетные значения к фактическим. Наибольшее отклонение средних значений вычисленных предлагаемых методом (без учета активных сопротивлений) параметров от параметров, полученных при Гауссовом исключении составила 3,64 %.

Результаты вычислительного эксперимента показывают принципиальную возможность определения параметров узловых эквивалентов на основе измерений, полученных в установившихся режимах. В ходе эксплуатации за короткий интервал наблюдений измерения нормального режима могут изменяться незначительно, что отрицательно скажется на точности результата. Рассмотрение более широких интервалов не гарантирует постоянства схемно-режимных показателей. Поэтому при применении предлагаемой методики для измерений в нормальных режимах необходимо установить, в каких пределах изменялись измеряемые величины и убедиться в неизменности схемы и параметров основного оборудования.

3.2. Моделирование динамического переходного процесса

На практике предпочтительнее осуществлять определение параметров эквивалентов на основе измерений переходных режимов, так как в этих режимах за достаточно короткий промежуток времени измеряемые величины колеблются в достаточно широких диапазонах. В ходе таких измерений параметры сети остаются неизменными, а заметные колебания измеряемых величин снижают влияние измерительных погрешностей, эти факторы и повышают точность расчета. Для оценки возможности применения метода для расчетов по аварийным архивам СМПР был проведен следующий эксперимент.

В ходе данного эксперимента было выполнено моделирование возмущения в схеме Кундура средствами MATLAB Simulink. На обмотку возбуждения генератора в узле 3 был подан импульс напряжения +5 % длительностью 20 мс. Одновременно с этим на обмотку возбуждения генератора 4 был подан импульс напряжения –5 % той же длительности. В результате возникли синхронные качания. На рис. 5, 6 представлены смоделированные измерения СМПР активной мощности и напряжения в генераторных узлах. Результаты расчета параметров узловых эквивалентов для каждого генераторного узла сведены в табл. 3.

Из результатов расчета видно, что при моделировании измерений СМПР, полученных в ходе переходных процессов, точность определения параметров узловых эквивалентов оказалась высокой. Максимальное отклонение от значения, принятого за эталонное, составило 4,02 %.

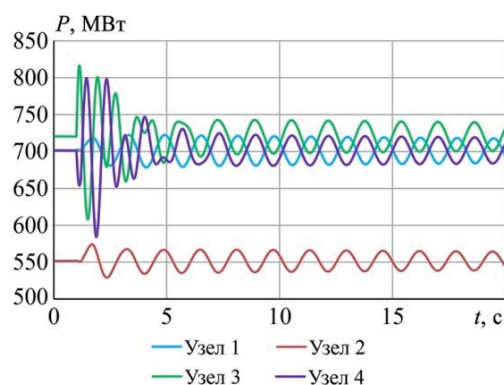


Рис. 5. Измерения активной мощности в узлах системы

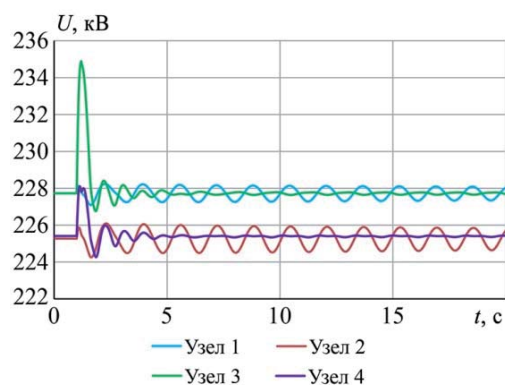


Рис. 6. Измерения напряжения в узлах системы

Таблица 3

Результаты расчета эквивалентных параметров по измерениям при синхронных качаниях

Рассматриваемый узел	X_{12}	X_{24}	X_{34}
1	10,93		
2	11,57	58,29	
3			10,93
4		60,88	11,51
Среднее	11,25	59,58	11,22
Эталон	11,02	57,28	11,02
Погрешность	2,08 %	4,02 %	1,86 %

Выводы

Представлен метод, позволяющий определять параметры узловых эквивалентов сети. Для этой цели предполагается использование синхронизированных векторных измерений, полученных при возмущениях в сети. Накопление архива таких измерений позволяет уточнять параметры, а также вычислять их для различных схемно-режимных условий.

Метод проверен на данных математического моделирования как установившихся, так и переходных режимов. Вычисленные значения параметров эквивалентов отличаются от эталонных значений менее, чем на 5 %. Это говорит о возможности применения методики для определения параметров узловых эквивалентов по измерениям в ходе переходных процессов.

Разработанный метод играет важную роль в определении взаимных влияний генераторов в сети. Использование узлового эквивалента наглядно показывает, какие узлы влияют на анализируемый и каково их электрическое расстояние.

На следующем этапе развития метода важно выполнить его проверку на данных физического моделирования и реальных объектах. Развитие этой системы и все более плотное покрытие регистраторами СВИ системообразующей сети открывает широкие перспективы для применения предлагаемого метода в задачах управления электрическими режимами и противоаварийной автоматики.

Список литературы

1. Бердин А. С., Близнюк Д. И., Коваленко П. Ю., Егоров А. О., Черепов А. С. Оценка мгновенных значений параметров электрического режима в сети переменного тока // Электрические станции, 2015, № 8. – С. 36–39.
2. Бердин А. С., Близнюк Д. И., Герасимов А. С. Определение эквивалентной инерционной постоянной по данным измерений электромеханического переходного процесса // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2016, № 1(74). – С. 60–68.
3. Бердин А. С., Близнюк Д. И., Герасимов А. С. Оценка демпферных свойств энергоблока с использованием экспериментальных данных // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2016, № 2(75). – С. 75–83.
4. Димо П. Узловой анализ электрических систем – М.: Мир, 1973. – 264 с.
5. Димо П. Модели РЕИ и параметры режима. Объединенные энергосистемы: Пер. с рум. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 392 с.
6. Kundur P. Power system stability and control. – New York: McGraw-hill, 1994.
7. Близнюк Д. И., Романов И. Б. Оценка достоверности определения характеристик нагрузки по данным векторных измерений // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2016, № 2(75). – С. 59–66.

Бердин Александр Сергеевич, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: berdin@nipt-ems.ru

Близнюк Дмитрий Игоревич, аспирант Уральского федерального университета, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: bliznyuk@nipt-ems.ru

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – директор департамента системных исследований и перспективного развития Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov@ntcees.ru

Начала теории силовых автотрансформаторов

Утверждается, что для понимания физических основ принципа действия и работы автотрансформатора необходима теория, в основе которой лежат модели с явным отображением его отличительного свойства – транспортировать энергию двумя параллельными путями: электрическим и электромагнитным. Идея реализована в виде универсальной двухтрансформаторной схемы замещения. Универсализм проявляется в отображении на схеме (одновременно с потоками мощностей) всех магнитных потоков в участках окна (т. е. в толще обмоток и промежутке между ними) и в отдельных частях магнитопровода, а также в областях между ним и баком в случае насыщения стали. Аналогичной полнотой отображений характеризуется представленная векторная диаграмма рабочего режима автотрансформатора. С ее помощью получена высокая степень наглядности в объяснении перевозбуждения отдельных частей магнитопровода в короткозамкнутом автотрансформаторе и выводе формул для определения сверх- и антисверхпотоков (в сравнении с потоками холостого хода) в этом режиме. Представленная схема замещения одновременно обслуживает как повышающий, так и понижающий автотрансформаторы, и применима для исследования как установившихся, так и переходных процессов.

Ключевые слова: автотрансформатор, первичная и вторичная обмотки, магнитный поток, короткое замыкание, схема замещения, холостой ход.

Введение

По данным МЭК «многолетняя недооценка проектировщиками, заводами и потребителями проблемы стойкости трансформаторов при КЗ (*the short-circuit withstand*)» привела к волне серьезных аварий автотрансформаторов, начавшейся с 70-х годов прошлого века [1]. Согласно опросам СИГРЭ, анализ существующих объяснений этих аварий показывает, что в настоящее время вместо поиска фундаментальных физических причин слабой стойкости автотрансформаторов решение задачи повышения «*the short-circuit withstand*» видят только в производственных мероприятиях (усиление конструкций обмоток, прессовка при сушке, тренировка, применение упрочненных медных и алюминиевых сплавов, новых изоляционных материалов и т. д.) или применения различных типов аморфных сталей на основе статистических данных и сравнения прототипов [2]. Между тем еще в 1930-х годах ряд исследователей указывали на ошибочность исходных положений традиционной теории трансформаторов [3–13]. Парадокс в том, что, не найдя альтернативы, сами критики вынуждены были отступить и продолжить насаждать, в том числе в образовательный процесс [14–20], ими же принятое за ошибку, как сказано, например, в [4, с. 22], «неопределенное деление реального поля в трансформаторах на физически *несуществующие* слагающие главного поля и поля рассеяния». Эта ситуация возрастом более 100 лет основана на сомнительной концепции традиционной теории об определяющей роли так называемого «тока намагничивания», якобы создающего («*несуществующий*»!) главный поток», что приводит к абсурду при анализе трансформатора с наилучшими свойствами стали, когда $\mu_{\text{сталь}} = \infty$ и ток

намагничивания равен нулю. Тупик в том, что объяснить в рамках традиционной теории рабочий процесс такого трансформатора с предельно лучшими характеристиками, к которым должны приближаться характеристики реальных трансформаторов, невозможно! В серии работ автора [21–24] показано, что решение проблемы требует теории, начала которой восходят к объяснению рабочего процесса трансформатора напрямую через процедуру передачи энергии в коридоре между его обмотками и понимании того, что поведение потоков в стержне, боковом ярме, участках стыковых ярм различно. Такой подход несовместим с традиционной теорией и приводит к новым схемным моделям с явным отображением перечисленных магнитных потоков, в том числе в автотрансформаторе [25].

Цель настоящей работы – развитие теории [25] с выводом схем замещения автотрансформатора, явно отображающим его главное свойство – транспортировать мощность двумя параллельными путями: электрическим и электромагнитным, а также получение полных векторных диаграмм, т. е. диаграмм, на которых, помимо токов и напряжений, представлены также треугольники обоих потоков мощностей и магнитных потоков в различных участках стали и окна автотрансформатора. Изложение теории начинается с исследования работы идеализированного ($\mu_{\text{сталь}} = \infty$, активные сопротивления обмоток равны нулю, высота обмоток совпадает с высотой окна магнитопровода) автотрансформатора в бронеовом исполнении с цилиндрическим боковым ярмом, допускающего точное математическое описание всех взаимосвязей между электромагнитными величинами, благодаря чему достигается полная достоверность получаемых результатов, рассматриваемых как фундаментальные.

Магнитные потоки в идеализированном автотрансформаторе. Автотрансформатор можно рассматривать как образующийся из обычного трансформатора (рис. 1, *а*) в результате *пересоединения его обмоток автотрансформаторным образом*. Внутренняя обмотка шириной a имеет w_a витков и является *общей*, а обмотка шириной b имеет w_b витков и является *последовательной*. Обозначения магнитных потоков в стали и окне показаны на рис. 1, *а*. Вследствие $\mu_{\text{сталь}} = \infty$, в зазорах δ_1 и δ_2 , а также вне магнитопровода, потоки отсутствуют. Линии магнитного поля в окне параллельны оси стержня, поскольку

$$h_{\text{обм}} = h_{\text{окн}} = h. \quad (1)$$

В силовом автотрансформаторе, применяемом в линиях электропередачи (рис. 2, *а*), коэффициент

$$n = \frac{w_a}{w_b} > 1. \quad (2)$$

Входящий в него идеализированный трансформатор может быть представлен либо схемной моделью (рис. 1, *б*), где $x_{\text{кз}}^a$ – его сопротивление КЗ со стороны a -обмотки (при $\dot{U}_b = 0$), либо схемной моделью (рис. 1, *в*), где $x_{\text{кз}}^b$ – его сопротивление КЗ со стороны b -обмотки (при $\dot{U}_a = 0$). Пара зависимых источников в каждой

модели образует идеальный трансформатор. Особенность схем (рис. 1, б, в) состоит в том, что они построены относительно реальных, *не приведенных*, величин идеализированного трансформатора. По любой из них можно убедиться, что

$$x_{\text{K3}}^a = n^2 x_{\text{K3}}^b, \quad x_{\text{K3}}^b = \frac{x_{\text{K3}}^a}{n^2}. \quad (3)$$

Кроме коэффициента n далее используется коэффициент k , совпадающий с отношением напряжений $\dot{U}_1 / \dot{U}_2$ при холостом ходе (далее – ХХ) *повышающего* автотрансформатора (рис. 2, а).

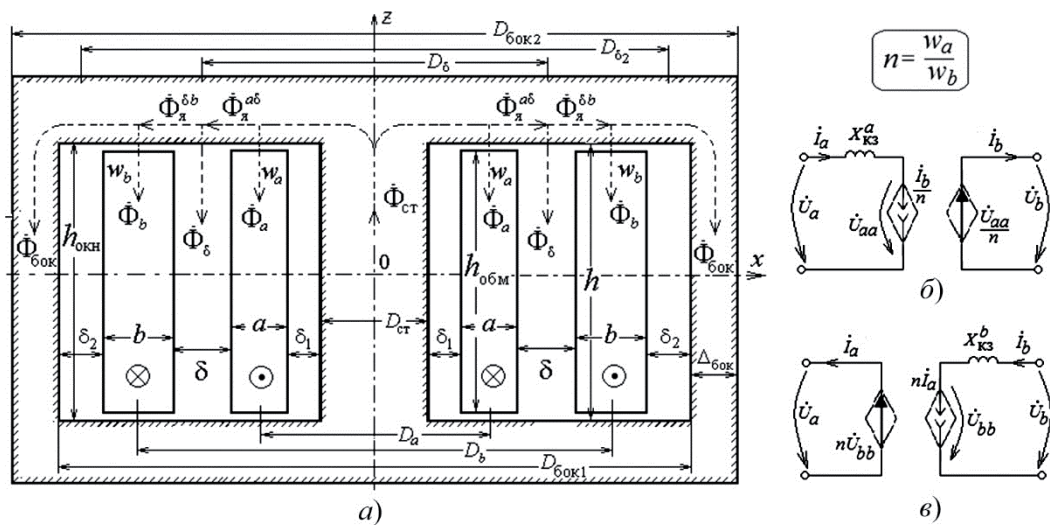


Рис. 1. Магнитные потоки в идеализированном ($\mu_{\text{сталь}} = \infty$) трансформаторе (а) и его не приведенные схемные модели (б, в)

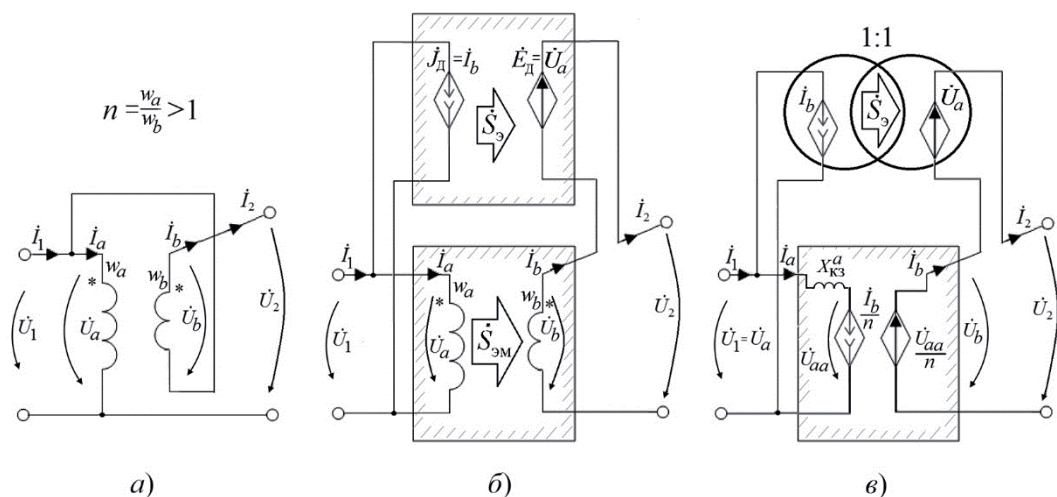


Рис. 2. Автотрансформатор (*а*) и его модели с развязанными электрическими связями для общего случая (*б*) и для идеализированного (*в*)

Двухтрансформаторная модель автотрансформатора. В [25] было выполнено важное с методологической точки зрения эквивалентное преобразование *декондуктивизации* обмоток автотрансформатора. На рис. 2, б показана трансфигурация этого преобразования с явным выделением двух 2×2 -полюсников, из которых верхний представляет собой схемную модель идеального трансформатора с единичным коэффициентом трансформации, а нижний – обычный двухобмоточный трансформатор с коэффициентом трансформации n . Справедливость перехода от схемы (рис. 2, а) к схеме (рис. 2, б) подтверждается тем, что обе описываются одной и той же системой уравнений:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_a + \dot{I}_b, \quad (4)$$

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_a, \quad (5)$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_b, \quad (6)$$

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_a + \dot{U}_b. \quad (7)$$

Достоинство эквивалентной схемы с двумя трансформаторами – предельная наглядность в представлении двух потоков передаваемой мощности: электромагнитной $\dot{S}_{\text{эм}}$ (через обычный трансформатор) и электрической $\dot{S}_{\text{э}}$ (через идеальный трансформатор). Тем самым наглядно демонстрируется и выгодность автотрансформатора – чем меньшую долю $S_{\text{эм}}$ будет составлять от $S_{\text{э}}$, тем меньших габаритов будет автотрансформатор. При условии (2) очевидно $U_b < U_a = U_1$ и $S_{\text{эм}} = U_b I_b < U_a I_b = S_{\text{э}}$; трансформатор является *понижающим*, играя в схеме замещения *повышающего* автотрансформатора (рис. 2, б) роль вольтодобавочного трансформатора.

Режим XX повышающего автотрансформатора. В схеме (рис. 2, б) первично напряжение $\dot{U}_1$. Нагрузка $Z_{2\text{н}} = \infty$; ток $\dot{I}_2 = 0$. Трансформатор не нагружен ($\dot{I}_b = \dot{I}_2 = 0$), и обычно для него принимают:

$$\frac{\dot{U}_a}{\dot{U}_b^{\text{xx}}} \approx n. \quad (8)$$

Тогда, согласно (7), (8) и (5)

$$\dot{U}_2^{\text{xx}} = \dot{U}_a + \dot{U}_b^{\text{xx}} \approx \dot{U}_a + \frac{\dot{U}_a}{n} = \dot{U}_1 \frac{n+1}{n},$$

и, стало быть, коэффициент трансформации повышающего автотрансформатора со схемой соединений (рис. 2, а) равен:

$$k \approx \frac{\dot{U}_1}{\dot{U}_2^{\text{xx}}} = \frac{n}{n+1} < 1 \quad (\text{первичное напряжение меньше вторичного}). \quad (9)$$

Режим XX понижающего автотрансформатора. В схеме (рис. 2, б) первично напряжение $\dot{U}_2$. Нагрузка $Z_{1\text{н}} = \infty$. Ток $\dot{I}_1 = 0$. Обычно при определении коэффи-

циента трансформации током XX пренебрегают, полагая ток $\dot{I}_2 \approx 0$. Учитывая (6) и (4), имеем: $\dot{I}_b = \dot{I}_2 \approx 0$, $\dot{I}_a = \dot{I}_1 - \dot{I}_b \approx 0$ и тогда:

$$\frac{\dot{U}_b}{\dot{U}_1^{xx}} = \frac{\dot{U}_b}{\dot{U}_a^{xx}} \approx \frac{1}{n}.$$

Согласно (7) и (5),

$$\dot{U}_2 \approx \dot{U}_a^{xx} + \dot{U}_b = \dot{U}_1^{xx} + \frac{\dot{U}_1^{xx}}{n} = \dot{U}_1^{xx} \frac{n+1}{n} = \frac{1}{k} \dot{U}_1^{xx} \quad (10)$$

и, как и следовало ожидать, коэффициент трансформации понижающего автотрансформатора со схемой соединений (рис. 2, а) равен:

$$k_{\text{пониж}} = \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1^{xx}} \approx \frac{n+1}{n} = \frac{1}{k} > 1 \text{ (первичное напряжение больше вторичного)}. \quad (11)$$

Двухтрансформаторная модель идеализированного автотрансформатора.

В идеализированном автотрансформаторе соотношения (8)–(11) выполняются точно. Имеют место связи:

$$k = \frac{n}{n+1}; \quad n = \frac{k}{1-k}; \quad n+1 = \frac{1}{1-k}. \quad (12)$$

Заменяя трансформатор в схеме (рис. 2, б) его идеализированной моделью (рис. 1, б), получаем один из вариантов схемы замещения идеализированного автотрансформатора (рис. 2, в) с *натуральными* (не приведенными) величинами токов и напряжений, что позволяет осмыслить связи его сопротивлений КЗ как со стороны *a*-обмотки ($X_{\text{кз}}^{Aa}$), так и со стороны *b*-обмотки ($X_{\text{кз}}^{Ab}$), с величинами $x_{\text{кз}}^a$ и $x_{\text{кз}}^b$ в (3).

Сопротивление КЗ повышающего автотрансформатора. Принимаем в схеме (рис. 2, в) $\dot{U}_2 = 0$. Ее правый контур дает:

$$\frac{\dot{U}_{aa}}{n} = -\dot{U}_a = -\dot{U}_1; \quad \dot{U}_{aa} = -n\dot{U}_1,$$

что позволяет для левого контура записать:

$$jx_{\text{кз}}^a \dot{I}_{\text{кз}}^a + (-n\dot{U}_1) = \dot{U}_1; \quad \dot{I}_{\text{кз}}^a = \frac{(1+n)\dot{U}_1}{jx_{\text{кз}}^a}; \quad \dot{I}_{\text{кз}}^b = n\dot{I}_{\text{кз}}^a = \frac{n(1+n)\dot{U}_1}{jx_{\text{кз}}^a}.$$

Входной ток равен:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{\text{кз}}^a + \dot{I}_{\text{кз}}^b = (1+n)^2 \frac{\dot{U}_1}{jx_{\text{кз}}^a},$$

и, стало быть, сопротивление КЗ повышающего автотрансформатора со стороны *a*-обмотки

$$jX_{\text{кз}}^{Aa} = \frac{\dot{U}_1}{\dot{I}_1} \bigg|_{\dot{U}_2=0} = \frac{jx_{\text{кз}}^a}{(1+n)^2} \quad (13)$$

или, с учетом (12), а также (3):

$$X_{\text{кз}}^{Aa} = \frac{x_{\text{кз}}^a}{(1+n)^2} = (1-k)^2 x_{\text{кз}}^a = k^2 x_{\text{кз}}^b. \quad (14)$$

Схема замещения относительно входного напряжения $\dot{U}_1$, одновременно удовлетворяющая условию ХХ (9) и КЗ (13), т. е. соотношениям:

$$\dot{U}_1 = k \dot{U}_2^{\text{xx}}; \quad \dot{U}_1 = jX_{\text{кз}}^{Aa} \cdot \dot{I}_1 \Big|_{\dot{U}_2=0},$$

имеет вид, представленный на рис. 3, а, где

$$Z_{\text{кз}}^a = jx_{\text{кз}}^a; \quad Z_{\text{кз}}^b = jx_{\text{кз}}^b; \quad Z_{\text{кз}}^{aA} = jX_{\text{кз}}^{Aa}; \quad Z_{\text{кз}}^{bA} = jX_{\text{кз}}^{Ab}.$$

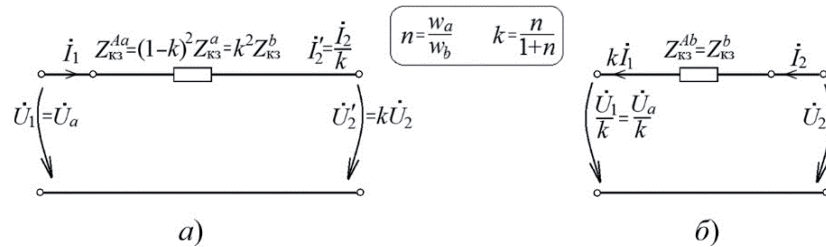


Рис. 3. Электрические схемы замещения идеализированного автотрансформатора, приведенные к напряжению $\dot{U}_1$ со стороны НН (а) и к напряжению $\dot{U}_2$ со стороны ВН (б)

Сопротивление КЗ понижающего автотрансформатора. Принимаем в схеме (рис. 2, в) $\dot{U}_1 = 0$. Первичным является напряжение $\dot{U}_2$. Сохраняя направления токов на схеме, для сопротивления КЗ со стороны ВН имеем:

$$jX_{\text{кз}}^{Ab} = \frac{\dot{U}_2}{(-\dot{I}_2)} \Big|_{\dot{U}_1=0}. \quad (15)$$

Правый контур, вследствие $\dot{U}_a = \dot{U}_1 = 0$, дает:

$$\frac{\dot{U}_{\text{кз}}^{aa}}{n} = \dot{U}_2; \quad \dot{U}_{\text{кз}}^{aa} = n \dot{U}_2,$$

что позволяет для левого контура записать:

$$jx_{\text{кз}}^a \dot{I}_{\text{кз}}^a + (n \dot{U}_2) = 0; \quad \dot{I}_{\text{кз}}^a = \frac{-n \dot{U}_2}{jx_{\text{кз}}^a}; \quad \dot{I}_{\text{кз}}^b = n \dot{I}_{\text{кз}}^a = -\frac{n^2 \dot{U}_2}{jx_{\text{кз}}^a}.$$

Входной ток при направлении, показанном на рис. 2, в, равен (с учетом (3)):

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_{\text{кз}}^b = -n^2 \frac{\dot{U}_2}{jx_{\text{кз}}^a} = -\frac{\dot{U}_2}{jx_{\text{кз}}^b}. \quad (16)$$

Согласно (15), сопротивление КЗ понижающего автотрансформатора

$$X_{\text{кз}}^{Ab} = j \frac{x_{\text{кз}}^a}{n^2} = jx_{\text{кз}}^b$$

или

$$\boxed{X_{\text{КЗ}}^{Ab} = x_{\text{КЗ}}^b}. \quad (17)$$

Схема замещения относительно входного напряжения $\dot{U}_2$, одновременно удовлетворяющая условию XX (10) и КЗ (16), т. е. соотношениям:

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{k} \dot{U}_1^{\text{xx}}; \quad \dot{U}_2 = jx_{\text{КЗ}}^b (-\dot{I}_2),$$

имеет вид, представленный на рис. 3, б (с заменой величин $(-\dot{I}_2)$ и $(-\dot{I}_1)$ с направлением вправо (как на рис. 2, в) на величину $\dot{I}_2$ с направлением влево).

Сопоставляя (17) с (14), приходим к выводу – как и в обычном трансформаторе (см. (3)), в автотрансформаторе:

$$\boxed{X_{\text{КЗ}}^{Aa} = k^2 X_{\text{КЗ}}^{Ab}}. \quad (18)$$

Заметим, что любая из схем (рис. 3) пригодна для расчета режимов как в повышающем, так и в понижающем автотрансформаторах.

Невозможность создания трансформатора, электрически эквивалентного автотрансформатору. Чтобы такой трансформатор имел бы тот же коэффициент трансформации $k = U_1 / U_2$, его числа витков должны быть выбраны равными: $w_1 = w_a$; $w_2 = w_a + w_b$. Чтобы его сопротивление КЗ ($L_{\text{КЗ}}^{\text{T}_3}$), приведенное к w_1 -обмотке, было бы такое же, как и у автотрансформатора, оно должно согласно схеме (рис. 3, а) и [25] удовлетворять условию:

$$L_{\text{КЗ}}^{\text{T}_3} \equiv L_a^{\text{T}_3} + L_{\delta}^{\text{T}_3} + L_b'^{\text{T}_3} = L_{\text{КЗ}}^{Aa} \equiv (1-k)^2 L_{\text{КЗ}}^a = (1-k)^2 L_a + (1-k)^2 L_{\delta} + (1-k)^2 L_b',$$

откуда следует, в частности:

$$L_{\delta}^{\text{T}_3} \equiv \frac{\mu_0 \pi D_{\delta} \delta^{\text{T}_3}}{h} w_a^2 = (1-k)^2 L_{\delta} \equiv (1-k)^2 \frac{\mu_0 \pi D_{\delta} \delta}{h} w_a^2$$

и, стало быть, промежуток между обмотками в трансформаторе должен быть существенно меньше, чем в эквивалентном автотрансформаторе:

$$\delta^{\text{T}_3} = (1-k)^2 \delta.$$

Таким же образом должны быть уменьшены толщины обмоток, что невозможно. К этому же выводу можно прийти, ориентируясь на схему (рис. 3, б), полагая, что *электрически эквивалентный* трансформатор приведен к w_2 -обмотке с числом витков $(w_a + w_b)$.

Токи в идеализированном автотрансформаторе. Связь между токами $\dot{I}_1$ и $\dot{I}_2$ иллюстрируются на любой из схем рис. 2, в и рис. 3, а, б:

$$\dot{I}_2 = k \dot{I}_1. \quad (19)$$

В частности, согласно схеме замещения (рис. 2, в):

$$\dot{I}_b = n \dot{I}_a. \quad (20)$$

С учетом (4) и (6) имеем:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_a + \dot{I}_b = (1+n)\dot{I}_a; \quad (21)$$

$$\dot{I}_a = \frac{\dot{I}_1}{1+n} = (1-k)\dot{I}_1; \quad (22)$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_b = n\dot{I}_a = \frac{n}{n+1}\dot{I}_1; \quad (23)$$

$$\boxed{\dot{I}_a = \frac{\dot{I}_b}{n} = \frac{k}{n}\dot{I}_1}. \quad (24)$$

Отображение магнитных потоков на двухтрансформаторной модели идеализированного автотрансформатора. Чтобы на схеме замещения отобразить магнитные потоки, следует трансформатор в схеме (рис. 2, б) заменить его 4Т-образной идеализированной моделью (рис. 4), которую можно рассматривать как результат разложения индуктивности $L_{кз}^a$ на составляющие в соответствии с соотношениями [21–25]:

$$L_{кз}^a = L_a + L_\delta + L'_b; \quad (25)$$

$$L_a = \frac{\mu_0 \pi (D_a + a/2)a}{3h} w_a^2 \approx \frac{\mu_0 s_a}{3h} w_a^2; \quad (26)$$

$$L_\delta = \frac{\mu_0 \pi D_\delta \delta}{h} w_a^2 = \frac{\mu_0 s_\delta}{h} w_a^2; \quad (27)$$

$$L'_b = \frac{\mu_0 \pi (D_b - b/2)b}{3h} w_a^2 \approx \frac{\mu_0 s_b}{3h} w_a^2, \quad (28)$$

где s_a, s_δ, s_b – площади поперечных сечений, соответствующих зон в окне:

$$s_a = \pi a D_a = \pi a (r_2^a + r_1^a); \quad s_\delta = \pi D_\delta \delta; \quad s_b = \pi b D_b = \pi b (r_2^b + r_1^b); \quad (29)$$

r_1^a, r_2^a и r_2^b, r_1^b – внутренний и внешний радиусы соответственно a - и b -обмоток.

Зная ток $\dot{I}_a$, по схеме (рис. 4) можно найти показанные на рис. 1, а все четыре магнитных потока в стали ($\dot{\Phi}_{ст}, \dot{\Phi}_\delta^{a\delta}, \dot{\Phi}_\delta^{bb}, \dot{\Phi}_{бок}$) и три потока в окне ($\dot{\Phi}_a, \dot{\Phi}_\delta, \dot{\Phi}_b$) при любой заданной нагрузке. Полученные таким образом формулы для пяти потоков $\dot{\Phi}_{ст}, \dot{\Phi}_a, \dot{\Phi}_\delta, \dot{\Phi}_b, \dot{\Phi}_{бок}$ приведены в табл. 1. Величину $\dot{U}_b$, входящую в выражение для $\dot{\Phi}_{бок}$, можно вычислить по схемам замещения. Остальные два потока в стыковом ярме определяются из соотношений:

$$\dot{\Phi}_\delta^{a\delta} = \dot{\Phi}_{ст} - \dot{\Phi}_a; \quad \dot{\Phi}_\delta^{bb} = \dot{\Phi}_{бок} - \dot{\Phi}_b. \quad (30)$$

Величины потоков входят в соотношения для определения распределения векторного потенциала $\dot{A}(r)$ в трансформаторе (табл. 1), которые, таким образом,

принимают смысл формул распределения векторного потенциала и в автотрансформаторе, имея при этом в виду, что входящая в них величина $\dot{I}_a$, связана с током $\dot{I}_1$ соотношением (22). Эта связь приводит к более сложным кривым распределения векторного потенциала по сравнению с аналогичными кривыми в силовых трансформаторах. Их анализу будет посвящена отдельная работа.

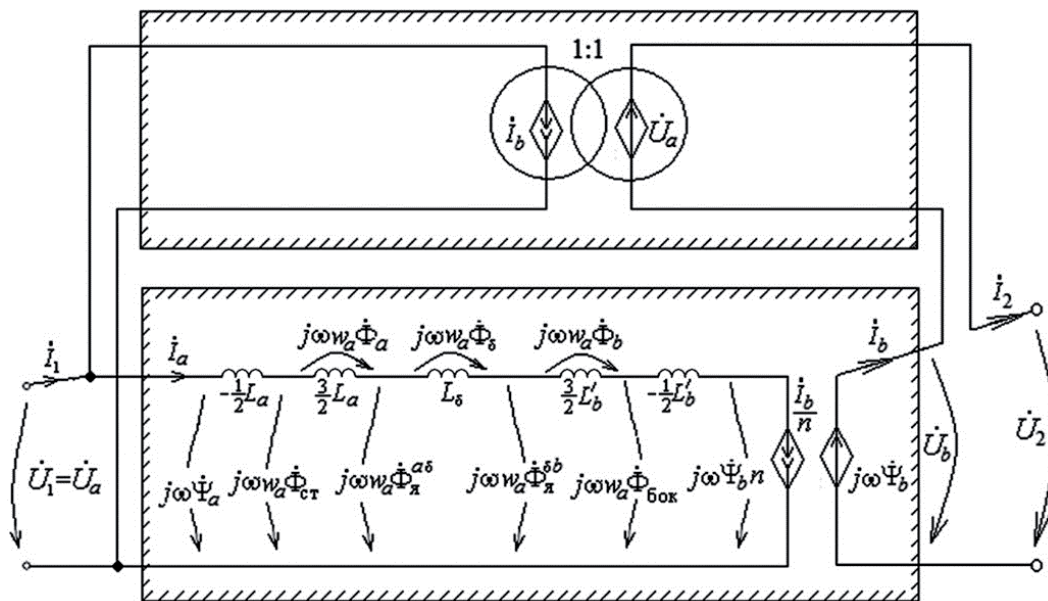


Рис. 4. 4Т-образные схемы замещения идеализированного автотрансформатора

Сверх- и антисверхпотоки в режиме КЗ автотрансформатора с общей внутренней обмоткой. В режиме КЗ отдельные части автотрансформатора могут находиться в перевозбужденном состоянии, когда магнитные потоки в них существенно превышает их потоки в режиме ХХ или номинальных режимах. Соответствующие соотношения для повышающего автотрансформатора, полученные в [25], приведены в табл. 2, причем в отличие от [25], они представлены зависящими не от $n = w_a / w_b$, а от $k = n / (n + 1)$. Аналогичные соотношения для режима КЗ понижающего автотрансформатора представлены в крайней правой колонке табл. 2. Они выведены с помощью схемы (рис. 4). Из соотношений табл. 2 следует два важных вывода:

1) потоки в толще обмоток, а также между ними и в окне в целом, короткозамкнутого повышающего автотрансформатора отличаются от аналогичных потоков в короткозамкнутом понижающем автотрансформаторе только знаками, тогда как потоки в стали существенно различны;

2) в автотрансформаторе с общей внутренней обмоткой сверхпоток КЗ в боковом ярме в обоих режимах работы (как повышения, так и понижения напряжения) превосходит сверхпоток КЗ в стержне. В случаях, когда общей будет внешняя обмотка, картина скорее всего поменяется, т. е. сверхпоток КЗ в боковом ярме будет меньше, чем в стержне.

Таблица 1

Магнитные потоки и векторный потенциал в броневом автотрансформаторе

Область (зона)	Пределы изменения r в зоне	Напряженность: $\dot{H}(r) \equiv \dot{H}_z(r)$ и поток области: $\dot{\Phi} \equiv \dot{\Phi}_z$	Векторный потенциал: $A \equiv A(r)e_\alpha$; $\dot{A}(r) \equiv \dot{A}_\alpha(r)$
Стержень	$0 < r < r_{\text{ст}}$	$\dot{H}(r) = 0$, $\dot{\Phi}_{\text{ст}} = \frac{\dot{U}_a}{j\omega w_a} + \frac{\dot{\Phi}_a}{3}$	$\dot{A}_{\text{ст}}(r) = \frac{1}{2\pi r} \dot{\Phi}_{\text{ст}} \frac{r^2}{r_{\text{ст}}^2}$
Канал δ_1	δ_1 - зона $r_{\text{ст}} < r < (r_{\text{ст}} + a)$	$\dot{H}(r) = 0$, $\dot{\Phi}_{\delta 1} = 0$	$\dot{A}_{\delta 1}(r) = \frac{1}{2\pi r} \dot{\Phi}_{\text{ст}}$
Внутренняя обмотка	a - зона $r_1^a < r < r_2^a$	$\dot{H}_a = \frac{w_a \dot{I}_a}{h} \cdot \frac{r - r_1^a}{a}$; $\dot{\Phi}_a = \frac{\mu_0 \pi a}{2} \left(D_a + \frac{a}{3} \right) \frac{w_a \dot{I}_a}{h}$; $\dot{\Phi}_a \approx \frac{3}{2} \frac{L_a \dot{I}_a}{w_a}$	$\dot{A}_a(r) = \frac{1}{2\pi r} \left[\dot{\Phi}_{\text{ст}} - \frac{2\pi\mu_0}{ha} w_a \dot{I}_a \times \left(\frac{r^3}{3} - \frac{r_1^a r^2}{4} + \frac{(r_1^a)^3}{6} \right) \right]$ или, приближенно $\dot{A}_a(r) \approx \frac{1}{2\pi r} \left(\dot{\Phi}_{\text{ст}} - \frac{\pi\mu_0 w_a \dot{I}_a}{ha} r_2^a (r - r_1^a)^2 \right)$
Коридор между обмотками δ	δ - зона $r_2^a < r < r_1^b$	$\dot{H}_\delta = \frac{w_a \dot{I}_a}{h}$; $\dot{\Phi}_\delta = \frac{\mu_0 \pi D_\delta \delta}{h} w_a \dot{I}_a$ или $\dot{\Phi}_\delta = \frac{L_\delta \dot{I}_a}{w_a}$	$\dot{A}_\delta(r) = \frac{1}{2\pi r} \left[\dot{\Phi}_{\text{ст}} - \dot{\Phi}_a - \frac{\pi\mu_0}{h} w_a \dot{I}_a (r^2 - (r_2^a)^2) \right]$ или $\dot{A}_\delta(r) = \frac{1}{2\pi r} \left[\dot{\Phi}_{\text{бок}} + \dot{\Phi}_b + \frac{\pi\mu_0}{h} w_a \dot{I}_a ((r_1^b)^2 - r^2) \right]$
Внешняя обмотка	b - зона $r_1^b < r < r_2^b$	$\dot{H}_b = \frac{w_a \dot{I}_a}{h} \cdot \frac{r_2^b - r}{b}$; $\dot{\Phi}_b = \frac{\mu_0 \pi b}{2} \left(D_b - \frac{b}{3} \right) \frac{w_a \dot{I}_a}{h}$; $\dot{\Phi}_b \approx \frac{3}{2} \frac{L'_b \dot{I}_a}{w_a}$	$\dot{A}_b(r) = \frac{1}{2\pi r} \left[\dot{\Phi}_{\text{бок}} + \frac{2\pi\mu_0 w_a \dot{I}_a}{hb} \times \left(\frac{r^3}{3} - \frac{r_2^b r^2}{2} + \frac{r_2^b}{6} \right) \right]$ или, приближенно: $\dot{A}_b(r) \approx \frac{1}{2\pi r} \left(\dot{\Phi}_{\text{бок}} + \frac{\pi\mu_0 w_a \dot{I}_a}{hb} r_1^b (r_2^b - r)^2 \right)$
Канал δ_2	δ_2 - зона $r_2^b < r < r_2^b + \delta_2$	$\dot{H}(r) = 0$; $\dot{\Phi}_{\delta 2} = 0$	$\dot{A}_{\delta 2}(r) = \frac{\dot{\Phi}_{\text{бок}}}{2\pi r}$
Боковое ярмо	$r_{\text{бок1}} < r < r_{\text{бок2}}$	$\dot{H}(r) = 0$; $\dot{\Phi}_{\text{бок}} = \frac{\dot{U}_b}{j\omega w_b} - \frac{\dot{\Phi}_b}{3}$	$\dot{A}_{\text{бок}}(r) = \frac{\dot{\Phi}_{\text{бок}}}{2\pi r} \frac{(-r^2 + r_{\text{бок2}}^2)}{(r_{\text{бок2}}^2 - r_{\text{бок1}}^2)}$

Таблица 2

Магнитные потоки в идеализированном автотрансформаторе с общей внутренней a -обмоткой в режимах КЗ на стороне ВН и на стороне НН

Область (участок)	Повышающий автотрансформатор $\dot{\Phi}_k^{\text{кзВН}} = \dot{\Phi}_k^{\text{кзВН}} / \dot{\Phi}_{\text{хх}}$	Понижающий автотрансформатор $\dot{\Phi}_k^{\text{кзНН}} = \dot{\Phi}_k^{\text{кзНН}} / \dot{\Phi}_{\text{хх}}$
Стержень	$\dot{\Phi}_{\text{ст}}^{\text{кзВН}} = 1 + \frac{1}{(1-k)} \cdot \frac{L_a}{2L_{\text{кз}}^a}$	$\dot{\Phi}_{\text{ст}}^{\text{кзНН}} = -\frac{1}{(1-k)} \cdot \frac{L_a}{2L_{\text{кз}}^a} = \frac{\dot{\Phi}_a^{\text{кзНН}}}{3}$
Левый участок стыкового ярма	$\dot{\Phi}_{\text{я}}^{\text{акзВН}} = 1 - \frac{1}{(1-k)} \cdot \frac{L_a}{L_{\text{кз}}^a}$	$\dot{\Phi}_{\text{я}}^{\text{акзНН}} = \frac{1}{(1-k)} \cdot \frac{L_a}{L_{\text{кз}}^a} = -2\dot{\Phi}_{\text{ст}}^{\text{кзНН}}$
Правый участок стыкового ярма	$\dot{\Phi}_{\text{я}}^{\text{бкзВН}} = \frac{1}{(1-k)} \left(\frac{L'_b}{L_{\text{кз}}^a} - k \right)$	$\dot{\Phi}_{\text{я}}^{\text{бкзНН}} = \frac{1}{(1-k)} \left(1 - \frac{L'_b}{L_{\text{кз}}^a} \right)$
Боковое ядро	$\dot{\Phi}_{\text{бок}}^{\text{кзВН}} = -\frac{1}{1-k} \left(k + \frac{L'_b}{2L_{\text{кз}}^a} \right)$	$\dot{\Phi}_{\text{бок}}^{\text{кзНН}} = \frac{1}{1-k} \left(1 + \frac{L'_b}{2L_{\text{кз}}^a} \right)$
Внутренняя обмотка	$\dot{\Phi}_a^{\text{кзВН}} = \frac{3}{(1-k)} \cdot \frac{L_a}{2L_{\text{кз}}^a}$	$\dot{\Phi}_a^{\text{кзНН}} = -\frac{3}{(1-k)} \cdot \frac{L_a}{2L_{\text{кз}}^a} = 3\dot{\Phi}_{\text{ст}}^{\text{кзНН}}$
Коридор между обмотками	$\dot{\Phi}_{\delta}^{\text{кзВН}} = \frac{1}{(1-k)} \cdot \frac{L_{\delta}^a}{L_{\text{кз}}^a}$	$\dot{\Phi}_{\delta}^{\text{кзНН}} = -\frac{1}{(1-k)} \cdot \frac{L_{\delta}^a}{L_{\text{кз}}^a}$
Внешняя обмотка	$\dot{\Phi}_b^{\text{кзВН}} = \frac{3}{(1-k)} \cdot \frac{L'_b}{2L_{\text{кз}}^a}$	$\dot{\Phi}_b^{\text{кзНН}} = -\frac{3}{(1-k)} \cdot \frac{L'_b}{2L_{\text{кз}}^a}$
Окно	$\dot{\Phi}_{\text{окн}}^{\text{кзВН}} = \frac{1}{1-k} \left(1 + \frac{L_a + L'_b}{2L_{\text{кз}}^a} \right)$	$\dot{\Phi}_{\text{окн}}^{\text{кзНН}} = -\frac{1}{1-k} \left(1 + \frac{L_a + L'_b}{2L_{\text{кз}}^a} \right)$

«Трехэтажная» векторная диаграмма идеализированного повышающего автотрансформатора. На рис. 5, a представлена диаграмма для активно-индуктивной нагрузки повышающего автотрансформатора. Процедура ее построения по заданным значениям вторичного напряжения $\dot{U}_2$ и тока $\dot{I}_2$ описана в табл. 3. На диаграмме штрихами выделены также треугольники *переданных* мощностей автотрансформатора, отмеченных жирными буквами в соответствии с соотношениями:

$$\dot{S}_{\text{эл}} = P_{\text{эл}} + jQ_{\text{эл}} = \dot{U}_b \dot{I}_b^* - \text{электромагнитная мощность};$$

$$\dot{S}_3 = P_3 + jQ_3 = \dot{U}_a \dot{I}_b^* - \text{электрическая мощность};$$

$$\dot{S} = P + jQ = \dot{U}_2 \dot{I}_b^* - \text{мощность на выходе автотрансформатора на стороне ВН.}$$

Поскольку в правых частях этих выражений стоит одинаковый множитель $\dot{I}_b^*$, то векторы $\dot{U}_b, \dot{U}_a, \dot{U}_2$ могут рассматриваться как величины, отображающие комплексные мощности $\dot{S}_{\text{эл}}, \dot{S}_3, \dot{S}$. В результате диаграмма приняла *трехэтажный* вид. Она является *полной* в том смысле, что на ней одновременно с токами и напряжениями отображены также магнитные потоки, точнее пропорциональные им

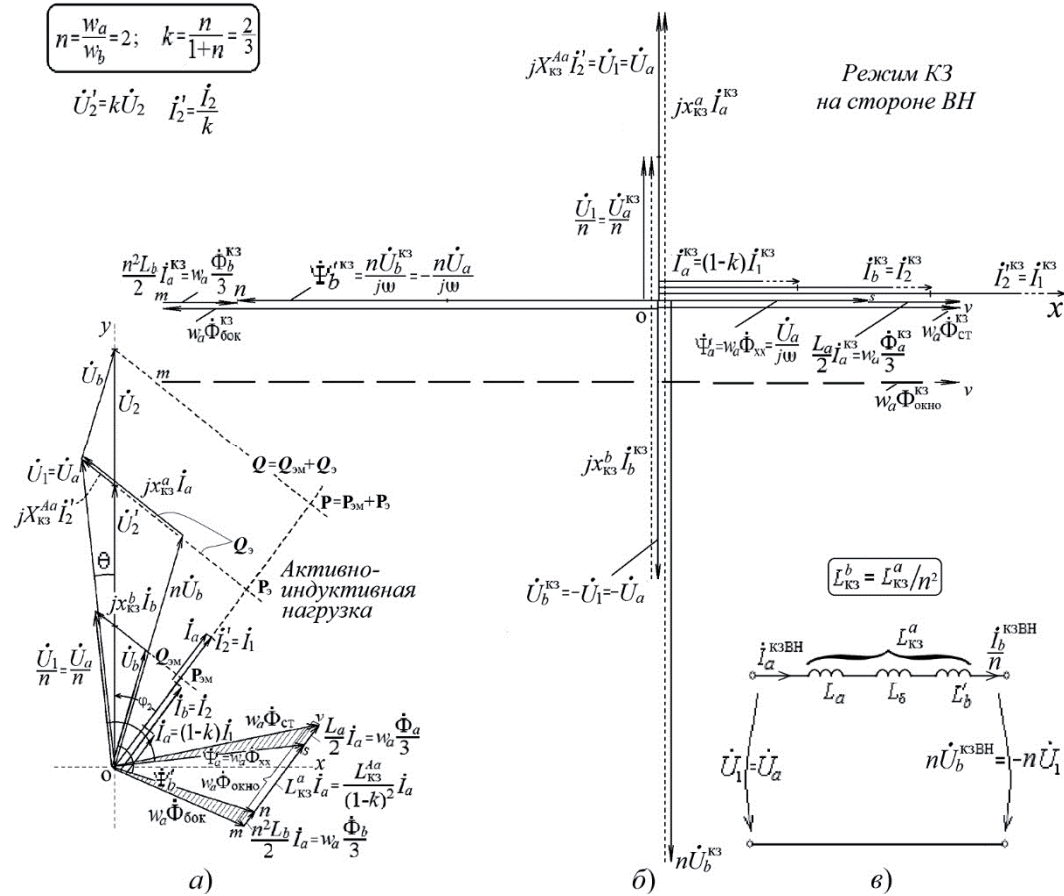


Рис. 5. Трехэтажная векторная диаграмма повышающего автотрансформатора в режиме активно-индуктивной нагрузки (а) и в режиме КЗ на стороне ВН (б)

величины $w_a \dot{\Phi}_{\text{ст}}$, $w_a \dot{\Phi}_{\text{бок}}$, $w_a \dot{\Phi}_a$ и т. д. Штрихами выделены треугольники osv и omv магнитных потоков соответственно для потокоцепления $\dot{\Psi}_a$ a -обмотки и потокоцепления $\dot{\Psi}_b' = n\dot{\Psi}_b$ b -обмотки. При этом большой треугольник omv – есть *треугольник магнитных потоков* ($\dot{\Phi}_{\text{ст}}$, $\dot{\Phi}_{\text{бок}}$, $\dot{\Phi}_{\text{окно}}$), помноженный на w_a .

Сверх- и антипотоки КЗ на векторной диаграмме повышающего автотрансформатора. Диаграмма для режима КЗ иллюстрируется на рис. 5, б. Поскольку $\dot{U}_2 = 0$, то ее построение начинается с первичного напряжения $\dot{U}_1$, отложенного вертикально вверх, и токов КЗ:

$$\dot{I}_2'_{\text{КЗ}} = \dot{I}_1'_{\text{КЗ}} = \frac{\dot{U}_1}{j\omega L_{\text{КЗ}}^{\text{Аа}}}; \quad \dot{I}_b^{\text{КЗ}} = \dot{I}_2^{\text{КЗ}} = k\dot{I}_2'_{\text{КЗ}}; \quad \dot{I}_a^{\text{КЗ}} = (1-k)\dot{I}_1'_{\text{КЗ}},$$

отложенных по горизонтали вправо. Последующие построения повторяют порядок действий с 4-го этапа табл. 3 при условии $\dot{U}_2 = 0$ и $\dot{U}_2' = 0$, причем все величины помечены индексом кз, за исключением потокоцепления $\dot{\Psi}_a$, определяемого значением $\dot{U}_1$. При одном и том же напряжении $\dot{U}_1$ в обоих режимах (рис. 5, а, б)

Таблица 3

Построение векторной диаграммы повышающего автотрансформатора (рис. 5, а)

№ п/п	Последовательность построения векторов	Пояснения к построению диаграммы
1	$\dot{U}_2$ – вертикально вверх; $\dot{I}_2$	Ток $\dot{I}_2$ под углом φ_2 к $\dot{U}_2$
2	$\dot{I}'_2 = \dot{I}_2 / k = \dot{I}_1$; $\dot{U}'_2 = k\dot{U}_2$	Приведенные величины (рис. 3, а)
3	$\dot{I}_b = \dot{I}_2$; $\dot{I}_a = (1-k)\dot{I}_1$; $\dot{I}_1 = \dot{I}_a + \dot{I}_b$	Рис. 2, б, в
4	$\dot{U}_1 = \dot{U}_a = \dot{U}'_2 + jx_{\text{кз}}^{Aa} \dot{I}'_2$	Вектор $jx_{\text{кз}}^{Aa} \dot{I}'_2 \perp \dot{I}'_2$ (рис. 3, а); θ – угол между $\dot{U}'_2$ и $\dot{U}_1$
5	$\dot{U}_1 / n$	
6	$\dot{U}_b = \dot{U}_2 - \dot{U}_1$	$\dot{U}_b$ совпадает с отрезком, проведенным из конца вектора $\dot{U}_1$ в конец вектора $\dot{U}_2$
7	$\dot{U}_b$; $n\dot{U}_b$	Здесь $\dot{U}_b$ проведен из начала координат
8	$jx_{\text{кз}}^a \dot{I}_a$	Отрезком, проведенный из конца вектора $n\dot{U}_b$ в конец вектора $\dot{U}_1$ (рис. 2, в)
9	$jx_{\text{кз}}^b \dot{I}_b$	Отрезок, соединяющий концы векторов $\dot{U}_b$ и $\dot{U}_1/n$
10	$\dot{\Psi}_a = \dot{U}_a / j\omega = \dot{U}_1 / j\omega$	Потокосцепление $\dot{\Psi}_a \perp \dot{U}_a$
11	$\dot{\Psi}'_b = n\dot{U}_b / j\omega$	Приведенное потокосцепление $\dot{\Psi}'_b \perp n\dot{U}_b$
12	Треугольник потокосцеплений на стороне общей а-обмотки $w_a \dot{\Phi}_{\text{ст}} = \dot{\Psi}_a + \frac{L_a \dot{I}_a}{2}$	К вектору $\dot{\Psi}_a$ пристраивается вектор $\overrightarrow{sv} = L_a \dot{I}_a / 2$ и проводится вектор $\overrightarrow{ov} = w_a \dot{\Phi}_{\text{ст}}$
13	Треугольник потокосцеплений на стороне последовательной b-обмотки $w_a \dot{\Phi}_{\text{бок}} = \dot{\Psi}'_b - \frac{n^2 L_b \dot{I}_a}{2}$	К вектору $\dot{\Psi}'_b$ пристраивается вектор $\overrightarrow{mn} = (n^2 L_b) \dot{I}_a / 2$ и проводится вектор $\overrightarrow{om} = w_a \dot{\Phi}_{\text{бок}}$
14	$\overrightarrow{ns} = L_{\text{кз}}^a \dot{I}_a$	
15	$\overrightarrow{mv} = w_a \dot{\Phi}_{\text{окно}}$	

векторы $\dot{\Psi}_a$ одинаковы. Величина $\dot{\Psi}'_{\text{кз}}$ оказывается в противофазе с $\dot{\Psi}_a$ и существенно превышает величину $\dot{\Psi}'_b$ из-за увеличения $\dot{U}_b^{\text{кз}}$, достигающей значения ($-\dot{U}_1$), как показано на схеме замещения (рис. 5, в), построенной относительно тока $\dot{I}_a^{\text{кз}}$. Из диаграммы (рис. 5, б) следует, что

$$\dot{\Psi}'_{\text{кз}} = -n\dot{\Psi}_a,$$

при этом треугольники потоков omn и osv вытягиваются в линии, в результате чего потоки в стали $\Phi_{\text{ст}}^{\text{кз}}$ и $\Phi_{\text{бок}}^{\text{кз}}$ оказываются существенно превышающими поток холо-

стого хода Φ_{xx} и в этом смысле являются сверхпотоками, причем с учетом направления $\Phi_{бок}^{кз}$, противоположного направлению $\Phi_{ст}^{кз}$, его следует называть *антисверхпоток*. Наибольшее значение принимает поток в окне $\Phi_{окно}^{кз}$, показанный на диаграмме пунктирной линией. По диаграмме можно получить *действующие* значения всех потоков в режиме КЗ Согласно схеме (рис. 5, в) имеем:

$$I_a^{кз} = (n+1) \frac{U_a}{\omega L_{кз}^a}.$$

Суммируя отрезки на диаграмме, получаем:

$$w_a \Phi_{ст}^{кз} = os + sv = \frac{U_a}{\omega} + \frac{L_a}{2} I_a^{кз} = \frac{U_a}{\omega} + \frac{L_a}{2} \frac{(n+1)U_a}{\omega L_{кз}^a} = \frac{U_a}{\omega} \left(1 + (n+1) \frac{L_a}{2L_{кз}^a} \right),$$

откуда, принимая во внимание, что $\Phi_{xx} = U_a / w_a \omega$, можем написать:

$$\frac{\Phi_{ст}^{кз}}{\Phi_{xx}} = 1 + (n+1) \frac{L_a}{2L_{кз}^a},$$

что совпадает с выражением $\Phi_{ст}^{кзВН}$ (табл. 2). Аналогично, согласно диаграмме:

$$w_a \Phi_{бок}^{кз} = mn + no = \frac{nU_a}{\omega} + \frac{L'_b}{2} I_a^{кз} = \frac{nU_a}{\omega} + \frac{L'_b}{2} \frac{(n+1)U_a}{\omega L_{кз}^a} = \frac{U_a}{\omega} \left(n + (n+1) \frac{L'_b}{2L_{кз}^a} \right)$$

и, следовательно,

$$\frac{\Phi_{бок}^{кз}}{\Phi_{xx}} = n + (n+1) \frac{L'_b}{2L_{кз}^a},$$

что совпадает с выражением $\Phi_{бок}^{кзВН}$ (табл. 2), при этом диаграмма наглядно иллюстрирует, почему антисверхпоток в боковом ярме превышает сверхпоток в стержне, т. е. почему

$$\Phi_{бок}^{кзВН} > \Phi_{ст}^{кзВН}.$$

Для потока в окне, согласно диаграмме, имеем:

$$\frac{\Phi_{окно}^{кз}}{\Phi_{xx}} = \frac{\Phi_{бок}^{кз}}{\Phi_{xx}} + \frac{\Phi_{ст}^{кз}}{\Phi_{xx}} = (n+1) \left(1 + \frac{L' + L_a}{2L_{кз}^a} \right),$$

что совпадает с выражением для $\Phi_{окно}^{кзВН}$ (табл. 2).

Треугольники магнитных потоков понижающего автотрансформатора.

Векторная диаграмма понижающего автотрансформатора (рис. 6, а) существенно отличается от таковой для повышающего автотрансформатора (рис. 5, а). Первичным является *входное* напряжение $\dot{U}_{вх} = \dot{U}_2$ на стороне ВН. Входной ток $\dot{I}_{вх} = -\dot{I}_2$ (рис. 2, а). Процедура построения диаграммы (рис. 6, а) по заданным значениям вторичного напряжения $\dot{U}_a$ и тока нагрузки $\dot{I}_{нагр} = -\dot{I}_1$ представлена в табл. 4. В основе лежит схема замещения (рис. 4) с сохранением указанных на ней обозна-

чениями напряжений и направлениями токов ветвей, а также соотношений между ними. Поскольку при питании со стороны ВН более естественными для токов являются противоположные направления, на векторной диаграмме (рис. 6, а) они взяты со знаком минус. Смысл коэффициентов n и k и связи между ними остаются прежними. Построение диаграммы начинается с отложения вектора $\dot{U}_{\text{наг}} = \dot{U}_a$ и тока $(-\dot{I}_1)$.

Треугольники мощностей можно получить, выполнив, как было показано ранее на диаграмме (рис. 5, а), проектирование векторов $\dot{U}_b, \dot{U}_a, \dot{U}_2 \equiv \dot{U}_{\text{вх}}$ на направление векторов тока (для получения величин $P_{\text{эл}}, P_{\text{э}}, P_{\text{вх}}$), и направление, перпендикулярное векторам тока (для получения величин $Q_{\text{эл}}, Q_{\text{э}}, Q_{\text{вх}}$). При этом будут получены треугольники входных мощностей со стороны ВН.

Сверх- и антипоток КЗ на векторной диаграмме понижающего автотрансформатора. Диаграмма иллюстрируется на рис. 6, б. Поскольку вторичное напряжение $\dot{U}_a = 0$, то ее построение начинается с напряжения $\dot{U}_b^{\text{КЗ}} = \dot{U}_{\text{вх}} \equiv \dot{U}_2$, отложенного вертикально вверх, и токов КЗ:

$$\dot{I}_{\text{вх}}^{\text{КЗ}} = \frac{\dot{U}_{\text{вх}}}{\omega L_{\text{КЗ}}} = \frac{\dot{U}_b^{\text{КЗ}}}{\omega L_{\text{КЗ}}}; \quad -\dot{I}_b^{\text{КЗ}} = -\dot{I}_2^{\text{КЗ}} \equiv \dot{I}_{\text{вх}}^{\text{КЗ}}; \quad -\dot{I}_a^{\text{КЗ}} = \frac{-\dot{I}_b^{\text{КЗ}}}{n} = \frac{-\dot{I}_{\text{вх}}^{\text{КЗ}}}{n};$$

$$-\dot{I}_{\text{н}}^{\text{КЗ}} = -\dot{I}_a^{\text{КЗ}} + (-\dot{I}_b^{\text{КЗ}}) = \frac{\dot{I}_{\text{вх}}^{\text{КЗ}}}{n} + \dot{I}_{\text{вх}}^{\text{КЗ}} = \frac{n+1}{n} \dot{I}_{\text{вх}}^{\text{КЗ}} = \frac{\dot{I}_{\text{вх}}^{\text{КЗ}}}{k},$$

отложенных по горизонтали вправо. Последующие построения повторяют порядок действий с 5-го этапа табл. 4 при условии $\dot{U}_a = 0$ и $\dot{\Psi}_a = 0$, причем все величины помечены индексом КЗ. Если диаграмма при КЗ на стороне ВН содержит оба потокосцепления ($\dot{\Psi}_b^{\text{КЗ}}$ и $\dot{\Psi}_a$), то в случае КЗ на стороне НН в диаграмме имеет место только потокосцепление $\dot{\Psi}_b^{\text{КЗ}} \equiv n\dot{\Psi}_b^{\text{КЗ}}$, так как $\dot{\Psi}_a^{\text{КЗ}} = 0$ и точка s совпадает с точкой o (рис. 6, б).

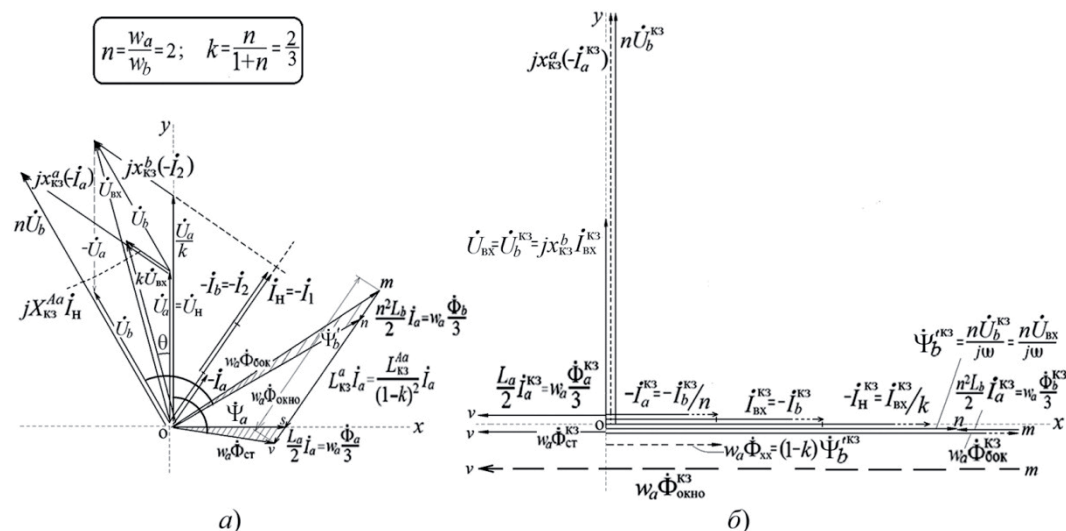


Рис. 6. Векторные диаграммы понижающего автотрансформатора в режиме активно-индуктивной нагрузки (а) и в режиме КЗ на стороне НН (б)

Таблица 4

Построение векторной диаграммы понижающего автотрансформатора (рис. 6, а)

№ п/п	Последовательность построения векторов	Пояснения к построению диаграммы
1	$\dot{U}_H = \dot{U}_a$ – вертикально вверх; $\dot{I}_{\text{нагр}} = -\dot{I}_1$	$\dot{U}_H$ – напряжение на нагрузке $\dot{I}_H$ – ток в нагрузке под углом φ_H к $\dot{U}_H$
2	$-\dot{I}_a = (1-k)(-\dot{I}_1)$; $\dot{I}_{\text{вх}} \equiv -\dot{I}_2 = -\dot{I}_b = k(-\dot{I}_1)$	Токи взяты со знаком минус (рис. 3, а)
3	$\dot{I}_b = \dot{I}_2$; $\dot{I}_a = (1-k)\dot{I}_1$; $\dot{I}_1 = \dot{I}_a + \dot{I}_b$	рис. 2, б, в
4	$k\dot{U}_{\text{вх}} = \dot{U}_a + jx_{\text{КЗ}}^{\text{Аа}}(-\dot{I}_1)$	$\dot{U}_{\text{вх}} = \dot{U}_2$ – первичное напряжение на стороне ВН (рис. 3, а); θ – угол между $\dot{U}_H$ и $\dot{U}_{\text{вх}}$
5	$\dot{U}_{\text{вх}}$	$\dot{U}_{\text{вх}} = k\dot{U}_{\text{вх}} / k$
6	$\dot{U}_b = \dot{U}_{\text{вх}} - \dot{U}_a$	$\dot{U}_b$ совпадает с отрезком, проведенным из конца вектора $\dot{U}_a$ в конец вектора $\dot{U}_{\text{вх}}$
7	$\dot{U}_b$; $n\dot{U}_b$	Здесь $\dot{U}_b$ проведен из начала координат
8	$jx_{\text{КЗ}}^{\text{а}}(-\dot{I}_a)$	Совпадает с отрезком, проведенным из конца вектора $\dot{U}_a$ в конец вектора $n\dot{U}_b$
9	$jx_{\text{КЗ}}^{\text{б}}(-\dot{I}_2) = jx_{\text{КЗ}}^{\text{б}}\dot{I}_{\text{вх}}$	Совпадает с отрезком, проведенным из конца вектора $\dot{U}_a / k$ в конец вектора $\dot{U}_{\text{вх}}$ (рис. 3, б)
10	$\dot{\Psi}_a = \dot{U}_a / j\omega = \dot{U}_H / j\omega$	Потокосцепление $\dot{\Psi}_a \perp \dot{U}_a$
11	$\dot{\Psi}'_b = n\dot{U}_b / j\omega$	Приведенное потокосцепление $\dot{\Psi}'_b \perp n\dot{U}_b$
12	Треугольник потокосцеплений на стороне общей а-обмотки $w_a \dot{\Phi}_{\text{ст}} = \dot{\Psi}_a + \frac{L_a \dot{I}_a}{2}$	К вектору $\dot{\Psi}_a$ пристраивается вектор $\overrightarrow{sv} = L_a \dot{I}_a / 2$ и проводится вектор $\overrightarrow{ov} = w_a \dot{\Phi}_{\text{ст}}$
13	Треугольник потокосцеплений на стороне последовательной b-обмотки $w_a \dot{\Phi}_{\text{бок}} = \dot{\Psi}'_b - \frac{n^2 L_b \dot{I}_a}{2}$	К вектору $\dot{\Psi}'_b$ пристраивается вектор $\overrightarrow{mn} = n^2 L_b \dot{I}_a / 2$ и проводится вектор $\overrightarrow{om} = w_a \dot{\Phi}_{\text{бок}}$
14	$\overrightarrow{ns} = L_{\text{КЗ}}^{\text{а}} \dot{I}_a$	
15	$\overrightarrow{mv} = w_a \dot{\Phi}_{\text{окно}}$	

Из-за увеличения U_b^{K3} , достигающей значения $U_{BX} \equiv U_2$, величина $\Psi_b'^{K3}$ оказывается весьма значительной, существенно превышающей отрезок $w_a \Phi_{XX}$. Он изображен на диаграмме пунктиром как часть отрезка $\Psi_b'^{K3}$, получаемого с учетом следующего условия: поток XX, создаваемый при питании (U_1) со стороны НН, тождественно равен потоку XX при питании $U_2 = U_1 / k$ со стороны ВН, т. е.

$$w_a \Phi_{XX} = \frac{U_1}{\omega} = \frac{k U_2}{\omega},$$

что позволяет написать следующую цепочку равенств (при $U_{BX} = U_2$):

$$\Psi_b'^{K3} = \frac{n U_b^{K3}}{\omega} = \frac{n U_{BX}}{\omega} = \frac{n U_2}{\omega} = \frac{n k U_2}{k \omega} = \frac{n}{k} w_a \Phi_{XX} = \frac{w_a \Phi_{XX}}{1-k}.$$

Таким образом,

$$w_a \Phi_{XX} = (1-k) \dot{\Psi}_b'^{K3}.$$

Имеет место также связь:

$$U_{BX} = \omega \frac{w_a \Phi_{XX}}{n(1-k)} = \omega \frac{w_a \Phi_{XX}}{k},$$

и входной ток при КЗ можно представить в виде:

$$I_{BX}^{K3HH} = \frac{\dot{U}_{BX}}{\omega L_{K3}^{Ab}} = \frac{w_a \Phi_{XX}}{k L_{K3}^{Ab}} = k \frac{w_a \Phi_{XX}}{L_{K3}^a}.$$

Поскольку $\dot{\Psi}_a^{K3HH} = 0$, то треугольник потоков osv превратился в отрезок ov . Треугольник потоков otn вытянут в линию. Потоки в стали Φ_{CT}^{K3} и $\Phi_{БОК}^{K3}$ оказываются существенно превышающими поток холостого хода Φ_{XX} и в этом смысле являются сверхпотоками, причем с учетом направления Φ_{CT}^{K3} , противоположного направлению $\Phi_{БОК}^{K3}$, его следует называть *антисверхпотоком*. Наибольшее значение принимает поток в окне $\Phi_{ОКНО}^{K3}$, показанный на диаграмме пунктирной линией. По диаграмме можно получить *действующие* значения всех потоков при КЗ на стороне НН. С учетом приведенных соотношений получаем:

$$w_a \Phi_{CT}^{K3} = ov = \frac{L_a}{2} I_a^{K3HH} = \frac{L_a}{2} \frac{I_{BX}^{K3}}{n} = \frac{L_a}{2} \frac{k}{n} \frac{w_a \Phi_{XX}}{L_{K3}^a} = \frac{L_a}{2 L_{K3}^a} (1-k) w_a \Phi_{XX},$$

откуда

$$\frac{\Phi_{CT}^{K3}}{\Phi_{XX}} = \frac{\Phi_{CT}^{K3}}{\Phi_{XX}} = (1-k) \frac{L_a}{2 L_{K3}^a},$$

что совпадает с выражением Φ_{CT}^{K3BH} (табл. 2). Аналогично, согласно диаграмме (с учетом $n^2 L_b = L_b'$):

$$w_a \Phi_{БОК}^{K3} = on + nm = \Psi_b'^{K3} + \frac{L_b'}{2} I_a^{K3HH} = \frac{w_a \Phi_{XX}}{1-k} + \frac{L_b'}{2} \frac{I_{BX}^{K3}}{n} = \frac{w_a \Phi_{XX}}{1-k} + \frac{L_b'}{2} \frac{k}{n} \frac{w_a \Phi_{XX}}{L_{K3}^a},$$

и, следовательно:

$$\frac{\Phi_{\text{бок}}^{\text{КЗ}}}{\Phi_{\text{xx}}^{\text{КЗ}}} = \frac{\Phi_{\text{бок}}^{\text{КЗ}}}{\Phi_{\text{xx}}^{\text{КЗ}}} = \frac{1}{(1-k)} \left(1 + \frac{L'_b}{2L_{\text{КЗ}}^a} \right),$$

что совпадает с выражением $\Phi_{\text{бок}}^{\text{КЗНН}}$ (табл. 2), при этом диаграмма наглядно иллюстрирует, почему сверхпоток в боковом ярме существенно превышает сверхпоток в стержне, т. е. почему

$$\Phi_{\text{бок}}^{\text{КЗНН}} > \Phi_{\text{ст}}^{\text{КЗНН}}.$$

При этом замечаем, что в режиме КЗ наиболее нагруженным в магнитном отношении оказывается всегда боковое ярмо независимо от того, с какой стороны автотрансформатор (с внутренней общей обмоткой) закорочен.

Заключение

В начала изложенной теории автотрансформатора положены: 1) его транспортное достоинство – передавать энергию двумя каналами; 2) возможность отображать его свойства на двухтрансформаторной схемной модели; 3) непосредственный учет взаимосвязей между реальными магнитными потоками в отдельных частях магнитопровода и окна благодаря однозначному соответствию каждого элемента модели определенному участку его магнитной системы.

По аналогии с моделями для силовых трансформаторов [22], представленная двухтрансформаторная модель открыта для ее дополнения ветвями намагничивания при учете насыщения отдельных частей магнитопровода. Теория представляет возможности для детального анализа распределения магнитных потоков в любых режимах работы автотрансформатора, в том числе для оценки перевозбуждения его магнитной системы при КЗ. Показано, что потоки в стали при КЗ почти на порядок могут превышать аналогичные потоки в силовых трансформаторах, что важно для поиска реальных путей повышения электродинамической устойчивости автотрансформатора в аварийных ситуациях и разрешения, таким образом, проблемы наблюдаемой в настоящее время во всем мире статистики роста их выхода из строя.

Список литературы

1. Электродинамическая стойкость трансформаторов и реакторов при коротких замыканиях. Под ред. А. И. Лурье. – М.: Знак, 2005. – 520 с.
2. Левицкая Е. И., Лурье А. И., Панибратец А. Н. Проблема электродинамической стойкости трансформаторов при коротких замыканиях // Электротехника, 2001, № 9.
3. Boyajian A. Resolution of transformer reactances into primary and secondary reactances. AIEE Trans., pp. 805–810, Jun. 1925.
4. Марквардт Е. Г. Электромагнитные расчеты трансформаторов. – М.: ОНТИ, Редакция энергетической литературы. 1938.
5. Cherry E. C. The duality between interlinkend electric and magnetic circuits and the formulation of transformer equivalent circuits. Proceedings of the Physical Society, vol. (B) 62, pp.101–111, Feb. 1949.

6. Blume L. F., Boyajian A., Gamilly G., Lenox T. C. Minnec S. Montsinger M. V. Transformer Engineering: A treatise on the Theory, Operation and Application of Transformer. New York: Wiley, 1951.
7. Вольдек А. И. Схемы замещения индуктивно связанных цепей и их параметры. Таллин, Эстонское государственное издательство, 1952. – 36 с.
8. Slemon G. R. Equivalent Circuits for Transformers and machines including nonlinear effects. Proc. Inst. Elect. Eng., IV, vol 100, pp.129–143, 1953.
9. Пенчев П. Р. Върху разсейването в трансформаторите. София, «Техника», 1969.
10. Лейтес Л. В. Эквивалентная схема двухобмоточного трансформатора, опыты XX и КЗ// Труды ВЭИ, 1969. – С. 277–297.
11. Лейтес Л. В., Пинцов А. М. Схемы замещения многообмоточных трансформаторов. – М.: Энергия, 1974.
12. Leon F., Gomez P., Martinez-Velasco, Rioual M. Transformers in Power System transients: Parameter Determination. Ed. Boca Raton, FL: CRC, 2009, ch. 4, pp. 177–250.
13. 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.
14. Важнов А. И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1968. – 708 с.
15. Васютинский С. Б. Вопросы теории и расчета трансформаторов. – Л.: Энергия, 1970. – 432 с.
16. Петров Г. Н. Электрические машины. Ч 1. Трансформаторы. – М.: Энергия, 1974. – 240 с.
17. Вольдек А. И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1974. 840 с.
18. Иванов-Смоленский А. И. Электрические машины. – М.: Энергия, 1980. – 928 с.
19. Сергеевков Б. Н., Киселев В. М., Акимова Н. А. Электрические машины. Трансформаторы. Под редакцией Копылова И. П. – М.: Высшая школа, 1989. – 352 с.
20. Kulkarni S. V., Khaparde S. A. Transformer Engineering: Design and Practice. Marcel Dekker, Inc. N.Y. 2004. – 721 p.
21. Шакиров М. А. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформаторов. Часть 1 // Электричество, 2014, № 9. – С. 52–59.
22. Шакиров М. А. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформаторов. Часть 2. // Электричество, 2014, № 10. – С. 3–65.
23. Шакиров М. А. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформаторов. Часть 3. Многообмоточный трансформатор // Электричество, 2016, № 9. – С. 34–47.
24. Шакиров М. А. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформаторов. Часть 4. «Анатомия» трансформатора // Электричество, 2017, № 3. – С. 37–49.
25. Шакиров М. А. Универсальная теория автотрансформатора // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2015, № 2 (219). – С. 91–109.

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. Брили́нский

Отклик в виде открытого письма на статью М. А. Шакирова «Начала теории силовых автотрансформаторов»

В своих публикациях, в том числе и в этой, Вы отвергаете нашу методику [1, 2] расчетов переходных процессов в трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах как ошибочную. Однако, по нашему мнению, не может огульно отвергаться наша теория (методика), которая основана на уравнениях магнитных и электрических цепей, которые Вы читаете в курсах ТОЭ, и не имеющих прямого отношения к теории трансформаторов. Наша методика моделирования установившихся и переходных процессов в трансформаторе основана на уравнениях Ома и Кирхгофа, и не требует какой-либо дополнительной критики или обоснований. Другими словами, если имеются конструктивные данные некоего электротехнического объекта, например, трансформатора (конфигурация и размеры магнитопровода, схемы соединения, размеры и параметры обмоток), то мы не нуждаемся, вообще говоря, ни в какой теории трансформатора для создания расчетной модели и проведения расчетов переходных процессов в таком трансформаторе при любой конфигурации как магнитных, так и электрических его цепей. Мы считаем очень важным, что в нашей методике в большинстве случаев нет необходимости в трудоемком поиске схемы замещения, которая к тому же, как правило, получается при том или ином допущении. Учитывая, что мы применяли нашу методику раньше, чем появились Ваши публикации, то, конечно, ошибочность нашей теории Вам следовало бы показать на сравнительных примерах применения своей методики, что Вы, к сожалению, не делаете.

Кстати, наша методика использовалась при проектировании управляемых реакторов с подмагничиванием постоянным током (УШР) гораздо раньше (чем «новая теория», разработанная Вами и Г. Н. Александровым), в результате чего появилась целая плеяда успешно работающих управляемых реакторов 6–500 кВ.

Заметим, что развитие Вашей теории наталкивается на непреодолимые трудности учета реальной кривой намагничивания стали трансформаторов, а также потерь в ней, учета многообмоточных конструкций, внутренних емкостей и др. Поэтому, по нашему мнению, представленная статья и теория, изложенная в ней, имеет очень полезное, но чисто теоретическое, познавательное значение для идеального трансформатора (автотрансформатора) и не допускает прикладного развития для создания методик расчетов реальных трансформаторов (и автотрансформаторов).

Кроме того, считаем введение новых терминов сверх-, антисверхпотоки и декондуктивизация нецелесообразным.

[1] *Евдокунин Г. А., Дмитриев М. В.* Моделирование переходных процессов в электрической сети, содержащей трансформаторы при учете конфигурации их магнитной системы // *Новости Электротехники*, № 5(53), 2008. – С. 48–53.

[2] *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 учетом 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).

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

УДК 621.3.014

С. А. Важнов, А. Г. Калимов, С. А. Шиманский

Применение векторных конечных элементов для расчета вихревых токов в проводящих немагнитных оболочках

Рассматривается применение интегро-дифференциальных уравнений для расчета переменных электромагнитных полей и вихревых токов в тонкостенных проводящих оболочках. Аппроксимация распределения плотности тока в оболочке производится с помощью векторных конечных элементов. Выбор базиса независимых переменных осуществляется таким образом, что получаемое решение автоматически удовлетворяет одному из необходимых условий – равенству нулю дивергенции плотности тока. Достоверность получаемых численных результатов, а также сравнение точности результатов, получаемых при использовании различных алгоритмов, проверены на примере решения тестовой задачи, для которой получено аналитическое решение.

Ключевые слова: электромагнитное поле, вихревые токи, интегро-дифференциальное уравнение, метод конечных элементов, векторные конечные элементы.

Введение

Вычислительные технологии, основанные на применении метода конечных элементов, широко используются на практике для численного моделирования различных характеристик электромагнитного поля. В основе этой технологии лежит представление аппроксимируемой величины в виде суперпозиции финитных функций, каждая из которых определена внутри ограниченного пространства и равна нулю за его пределами. Соответственно первым шагом реализации любой конечно-элементной технологии является дискретизация расчетной области, т. е. ее представление в виде набора примитивных элементов. В двумерном пространстве в качестве таких элементов чаще всего используются треугольники, в трехмерном – тетраэдры. Наиболее широкое распространение в практике применения методов конечных элементов получили методы расчета, основанные на аппроксимации неизвестных величин с помощью скалярных финитных функций, ассоциированных с узлами конечноэлементной сетки, которая образуется в результате дискретизации расчетной области [1]. Представляемая таким образом функция является непрерывной во всей области ее определения. Эта особенность ограничивает возможности применения соответствующей формулировки для решения целого ряда полевых задач, поскольку многие характеристики электромагнитного поля терпят разрыв на границах областей с изменяющимися свойствами материалов. В последние годы в практике расчета электромагнитных полей получили распространение альтернативные формулировки метода конечных элементов, основанные на использовании векторных финитных функций [2–4], лишенных указанных выше недостатков. Главной особенностью этих формулировок является то, что финитные функции, используемые для аппроксимации характеристик поля, изначально являются

векторными величинами. Соответственно, появляется возможность решать дифференциальные уравнения, сформулированные непосредственно для векторных характеристик электромагнитного поля.

Тангенциальные и нормальные векторные элементы первого порядка

На практике используются два типа векторных финитных функций. Первый из них обеспечивает непрерывность тангенциальной компоненты аппроксимируемой векторной функции при переходе из одного конечного элемента в соседний. Будем называть такие функции тангенциальными, а элементы, в которых они определены, – тангенциальными конечными элементами. Пример такой функции для треугольного элемента показан на рис. 1.

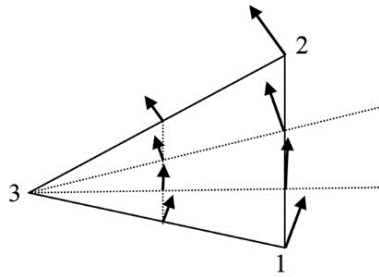


Рис. 1. Типичная тангенциальная финитная векторная функция первого порядка внутри треугольного элемента. Ее проекция на ребро (12) постоянна, проекция на ребра (32) и (13) равна нулю, а по мере приближения к узлу (1) функция линейно стремится к нулю

Векторная финитная функция первого порядка $\vec{\varphi}_{12}$, соответствующая ребру, соединяющему 1-й и 2-й узлы, может быть выражена через узловые скалярные финитные функции L_k [2]:

$$\vec{\varphi}_{12} = \frac{L_1 \vec{\nabla} L_2 - L_2 \vec{\nabla} L_1}{l_{12}},$$

где l_{12} – длина соответствующего ребра. Финитная функция $\vec{\varphi}_{12}$ обладает важным свойством:

$$\text{div} \vec{\varphi}_{12} = 0.$$

Второй тип финитных скалярных функций обеспечивает непрерывность нормальной компоненты аппроксимируемой характеристики электромагнитного поля. Соответственно будем называть такие функции и элементы нормальными. Пример нормальной финитной функции первого порядка приведен на рис. 2.

Эта функция также может быть выражена через узловые финитные функции:

$$\vec{\psi}_{12} = \vec{\varphi}_{12} \times \vec{n} = \frac{L_1 \vec{\nabla} L_2 - L_2 \vec{\nabla} L_1}{l_{12}} \times \vec{n},$$

где $\vec{n}$ – вектор нормали к плоскости треугольника.

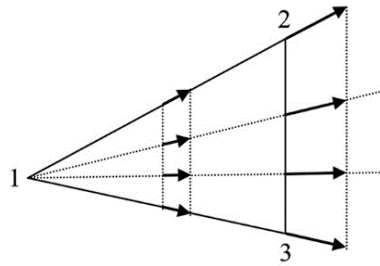


Рис. 2. Типичная нормальная финитная векторная функция первого порядка внутри треугольного элемента. Ее проекция на нормаль к ребру (23) постоянна, проекция на нормали к ребрам (12) и (13) всюду равна нулю, а по мере приближения к узлу (1) функция линейно стремится к нулю

Для решения задач по расчету вихревых токов с использованием технологии скалярных конечных элементов часто используется векторный потенциал электрических токов в качестве базовой переменной [5, 6]. Однако подобный подход в принципе неприменим для постановки трехмерных задач, в которых необходима дополнительная калибровка потенциала. В этих условиях наиболее перспективной представляется формулировка задачи непосредственно в терминах вектора плотности тока. Применение нормальных векторных элементов в этом случае позволяет обеспечить необходимую непрерывность аппроксимируемой функции при переходе через границы элементов.

Рассмотрим наиболее важные свойства нормальных векторных финитных функций.

Во-первых, ротор нормальной функции первого порядка тождественно равен нулю внутри элемента. Действительно, учитывая то, что единичный вектор $\vec{n}$ постоянен и его проекция на плоскость треугольника равна нулю, после применения формул векторной алгебры [7] получаем:

$$\text{rot}(\vec{\psi}_{12}) = \text{rot}(\vec{\varphi}_{12} \times \vec{n}) = (\vec{n} \cdot \vec{\nabla}) \cdot \vec{\varphi}_{12} - \vec{n} \cdot \text{div} \vec{\varphi}_{12} = 0.$$

Важно отметить, что нормальные векторные функции не обеспечивают равенство касательных составляющих аппроксимируемых переменных. За счет этого интеграл по произвольному замкнутому контуру от касательной компоненты этой переменной не обязательно равен нулю, что позволяет использовать эти элементы для аппроксимации вихревых векторных полей.

Во-вторых, дивергенция нормальной финитной функции первого порядка внутри конечного элемента постоянна. Действительно, с учетом формул векторной алгебры [7] и условия постоянства единичного вектора $\vec{n}$ получаем:

$$\text{div}(\vec{\psi}_{12}) = \text{div}(\vec{\varphi}_{12} \times \vec{n}) = \vec{n} \cdot \text{rot}(\vec{\varphi}_{12}) - \vec{\varphi}_{12} \cdot \text{rot}(\vec{n}).$$

Второе слагаемое в последнем выражении, очевидно, равно нулю, а первое представляет собой постоянный вектор. Таким образом, нормальные финитные функции, обладая ненулевой дивергенцией, могут использоваться для аппроксимации пространственных источников электромагнитного поля. Важно отметить, что на границе раздела двух элементов какие-либо поверхностные источники поля при таком подходе отсутствуют ввиду непрерывности нормальной компоненты используемых для аппроксимации финитных функций.

Постановка задачи расчета вихревых токов

Рассмотрим систему дифференциальных уравнений, описывающих переменное электромагнитное поле в проводящем немагнитном объекте (рис. 3).

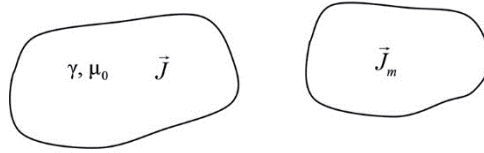


Рис. 3. Проводящий немагнитный объект с удельной электрической проводимостью γ и магнитной проницаемостью μ_0 находится в магнитном поле, созданном известным распределением тока с плотностью $\vec{J}_m$

Будем считать, что скорость изменения электромагнитного поля относительно невелика, и токами смещения можно пренебречь. Электропроводность изотропной среды обозначим γ . В базовую систему войдут основные уравнения Максвелла и уравнения, характеризующие свойства среды:

$$\left. \begin{aligned} \operatorname{rot} \vec{E} &= -\frac{d\vec{B}}{dt}; \\ \operatorname{div} \vec{J} &= 0; \\ \operatorname{rot} \vec{H} &= \vec{J}; \\ \operatorname{div} \vec{B} &= 0; \\ \vec{J} &= \gamma \vec{E}; \\ \vec{B} &= \mu_0 \vec{H}. \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Напряженность магнитного поля $\vec{H}$ в любой точке пространства может быть представлена в виде суммы двух компонент, одна из которых $\vec{H}_m$ создается заранее заданными внешними источниками, а вторая компонента $\vec{H}_c$ индуцируется вихревыми токами, протекающими в исследуемом объекте:

$$\vec{H} = \vec{H}_c + \vec{H}_m.$$

Каждая из этих составляющих может быть представлена в виде интегрального соотношения, вытекающего из закона Био-Савара [8]. В частности:

$$\vec{H}_c(\vec{r}) = \frac{1}{4\pi} \int \frac{\vec{J}(\vec{r}') \times (\vec{r} - \vec{r}')}{|\vec{r} - \vec{r}'|^3} dV'.$$

Дивергенция напряженности магнитного поля, рассчитанная по этой формуле при естественном условии замкнутости электрических токов тождественно равна нулю, а ротор напряженности равен плотности электрического тока, поэтому третье и четвертое уравнения системы (1) при использовании закона Био-Савара выполняются автоматически и могут быть исключены из нее. В качестве базовой переменной для формулировки и решения рассматриваемой задачи выберем плотность

вихревых электрических тока в проводящей среде $\vec{J}(\vec{r})$. В этом случае система уравнений (1) может быть преобразована к следующему виду:

$$\text{rot} \vec{J} = -\gamma \mu_0 \frac{d}{dt} \left[\frac{1}{4\pi} \int \frac{\vec{J}(\vec{r}') \times (\vec{r} - \vec{r}')}{|\vec{r} - \vec{r}'|^3} dV' + \vec{H}_m \right]; \quad \text{div} \vec{J} = 0.$$

Для определения единственного решения задачи эта система должна быть дополнена граничными условиями. Если рассматриваемый проводящий объект не подключен к внешним электрическим цепям, то электрические токи не могут пересекать его границы, откуда следует равенство нулю нормальной к поверхности компоненты вектора плотности тока. В дальнейшем будем считать, что внешнее магнитное поле меняется по гармоническому закону с круговой частотой ω . Соответственно вместо векторов плотности тока $\vec{J}$ и напряженности магнитного поля $\vec{H}$ будем рассматривать их комплексные амплитуды $\dot{\vec{J}}$ и $\dot{\vec{H}}$. В терминах этих переменных основные уравнения системы приобретают вид:

$$\left. \begin{aligned} \text{rot} \dot{\vec{J}} + \frac{k^2}{4\pi} \int \frac{\dot{\vec{J}}(\vec{r}') \times (\vec{r} - \vec{r}')}{|\vec{r} - \vec{r}'|^3} dV' &= -k^2 \dot{\vec{H}}_m; \\ \text{div} \dot{\vec{J}} &= 0; \\ \dot{J}_n &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где $k^2 = j\omega\mu_0\gamma$.

Приведенная здесь система уравнений справедлива как для трехмерных, так и для двумерных задач и рассматриваемый алгоритм ее решения в целом одинаков для обоих этих случаев. Однако при дальнейшем изложении мы будем рассматривать расчет вихревых токов только в тонкостенных оболочках, т. е. в таких объектах, размер которых по одному из измерений значительно меньше, чем по двум другим. В этом случае можно пренебречь компонентой вектора плотности тока, перпендикулярной поверхности оболочки, а на величину вихревых токов оказывает влияние только нормальная составляющая напряженности магнитного поля. Следует иметь в виду, что распределение тангенциальной компоненты электрического тока по толщине оболочки в этой постановке не обязательно постоянно и при высоких частотах может существенно изменяться по мере удаления от поверхности [9].

Применение нормальных векторных элементов для численного решения задачи расчета вихревых токов в проводящих объектах

Рассмотрим использование нормальных векторных элементов для аппроксимации уравнений, входящих в систему (2) применительно к тонким оболочкам. Для этого, прежде всего, разобьем оболочку на треугольные элементы и представим, как это принято в методе конечных элементов, распределение плотности тока в виде разложения по финитным функциям:

$$\dot{\vec{J}}(\vec{r}) = \sum_{k=1}^K \dot{J}_k \cdot \vec{\psi}_k(\vec{r}). \quad (3)$$

Суммирование здесь ведется по всем ребрам треугольной сетки, общее количество которых равно K . Будем считать, что плотность тока распределена равномерно по толщине оболочки. Коэффициент разложения $\dot{J}_k$ фактически представляют собой проекцию плотности тока на направление, перпендикулярное к k -й грани. Граничные условия вида $\dot{J}_n = 0$ естественным образом будут выполнены, если приравнять нулю коэффициенты $\dot{J}_k$ для ребер, выходящих на границу расчетной области. Особо следует остановиться на уравнении, характеризующем отсутствие источников для вектора плотности тока $\text{div} \dot{\vec{J}} = 0$. Как уже отмечалось, изначально нормальные финитные функции не обладают необходимыми для обеспечения этого условия свойствами. Поэтому необходимо предварительно провести преобразование системы независимых финитных функций. Для определения характера преобразований рассмотрим один элемент, внутри которого распределение плотности тока может быть представлено в виде суперпозиции трех слагаемых:

$$\dot{\vec{J}}(\vec{r}) = \sum_{k=1}^3 \dot{J}_k \cdot \vec{\Psi}_k.$$

Поскольку $\dot{J}_k$ представляет собой плотность тока, проходящего через k -е ребро, то полный ток через полную границу треугольника, очевидно равный нулю, можно представить в виде:

$$i = \sum_{k=1}^3 \dot{J}_k \cdot l_k = 0, \quad (4)$$

где l_k – длина k -го ребра.

Из последнего равенства следует, что не все переменные $\dot{J}_k$ являются независимыми. В то же время, если для каждого из конечных элементов выполняется условие (4), то дивергенция плотности тока в расчетной области всюду равна нулю и рассматриваемая задача сводится к необходимости решения единственного интегро-дифференциального уравнения системы (2):

$$\vec{n} \cdot \text{rot} \dot{\vec{J}} + \frac{k^2}{4\pi} \vec{n} \cdot \int \frac{\dot{\vec{J}}(\vec{r}') \times (\vec{r} - \vec{r}')}{|\vec{r} - \vec{r}'|^3} dV' = -k^2 \dot{H}_n. \quad (5)$$

В общем случае задача по определению количества независимых и конкретного набора переменных нетривиальна, и для ее решения удобно использовать теорию графов. На практике возможен следующий алгоритм поиска независимых переменных:

- прежде всего, строится полный граф, образующийся из ветвей, соединяющих центры соседних элементов (тетраэдров в трехмерной постановке либо треугольников – в двухмерной);
- строится дерево графа;
- главные сечения графа образуют замкнутые контура (поверхности в трехмерной постановке), пересекающие одну из ветвей дерева. Следовательно, нормальная компонента плотности тока, соответствующая этому ребру может быть выражена через аналогичные значения, соответствующие связям графа,

пересекаемые сечением. Отсюда следует, что независимыми являются только токи, соответствующие связям графа. Фактически ветви, располагающиеся на границе расчетной области, не входят в число независимых переменных, поскольку соответствующие им токи заранее известны и равны нулю.

Фрагмент графа, построенного на примере треугольной сетки, показан на рис. 4.

При дальнейшем анализе свойств рассматриваемой задачи учтем очевидное равенство тока, пересекающего грань произвольного элемента произведению площади этой грани на нормальную компоненту плотности тока. Поэтому, анализируя количество неизвестных переменных задачи, мы можем рассматривать как полные токи через грани, так и нормальные к ним компоненты плотности тока. На этой стадии постановки задачи удобнее оперировать именно токами, пересекающими грани элементов.

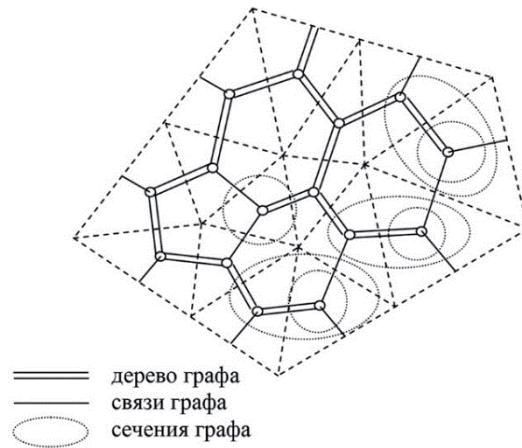


Рис. 4. Граф, соответствующий треугольной сетке

Аппроксимация интегро-дифференциального уравнения на базисе нормальных конечных элементов

Рассмотрим теперь процедуру аппроксимации интегро-дифференциального уравнения (5) на базисе независимых нормальных финитных функций. Каждой независимой переменной – связи графа должно соответствовать одно алгебраическое уравнение. Для формирования такого уравнения необходимо выделить контур, проходящий через одну из связей графа и ветви дерева. Рассмотрим один из таких контуров. Проинтегрируем уравнение (5) по площади, ограниченной этим контуром и применим к полученному результату теорему Стокса:

$$\oint \dot{\vec{J}}(\vec{r}) \cdot d\vec{l} - \frac{k^2}{4\pi} \oint d\vec{l} \cdot \int \frac{\dot{\vec{J}}(\vec{r}')}{|\vec{r} - \vec{r}'|} dV' = -\frac{k^2}{\mu_0} \oint \vec{A}(\vec{r}) \cdot d\vec{l}. \quad (6)$$

При выводе этого выражения были использованы известное правило векторной алгебры [7], а также связь между индукцией магнитного поля и векторным потенциалом $\vec{A}(\vec{r})$ [8]:

$$\text{rot} \frac{\dot{\vec{J}}(\vec{r}')}{|\vec{r} - \vec{r}'|} = -\frac{\dot{\vec{J}}(\vec{r}') \times (\vec{r} - \vec{r}')}{|\vec{r} - \vec{r}'|^3}; \quad \vec{B}(\vec{r}) = \text{rot} \vec{A}(\vec{r}).$$

Подстановка вектора плотности тока в виде представления (3) в уравнение (6) позволяет сформировать систему линейных уравнений. Число уравнений, также, как и количество неизвестных равно количеству связей в графе, сформированном на базе треугольной (тетраэдральной в трехмерной задаче) сетки. Правая часть уравнения (6) определяется внешними источниками и может быть найдена путем интегрирования векторного потенциала, индуцируемого ими.

Вихревые токи в тонком диске

Предлагаемый в статье метод моделирования электромагнитных полей был применен для расчета вихревых токов в тонком диске с круглым отверстием в центральной части. Внутренний и внешний радиусы диска составляют 0,5 и 1 м соответственно. Толщина диска равна 0,02 м. Стороннее магнитное поле создается тонким кольцом, в котором протекает ток, зависящий от времени по закону $i(t) = \sqrt{2}I \cdot \sin(\omega t)$, $I = 100$ А. Само кольцо, радиус которого равен $r = 0,25$ м, расположено над диском на расстоянии $h = 0,5$ м от его средней линии так, как это показано на рис. 5.

Пример разбиения поверхности диска на треугольники и вид соответствующего топологического графа показаны на рис. 6. При выполнении численного моделирования вихревых токов общее число треугольных элементов составило $N = 4800$, количество связей графа и, соответственно, неизвестных токов $K = 2429$. Частота изменения тока в кольце соответствовала значению параметра $|k^2| = 1000$. Результаты расчетов сравнивались с распределениями, полученными в [10], полученными на основе решения интегро-дифференциального уравнения для функции тока и показали удовлетворительное совпадение. В частности, линии тока, соответствующие

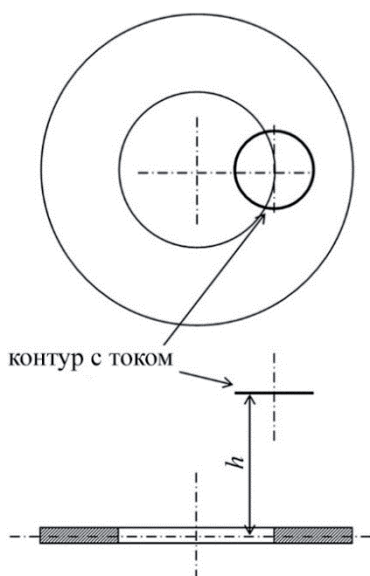


Рис. 5. Геометрические характеристики исследуемой системы

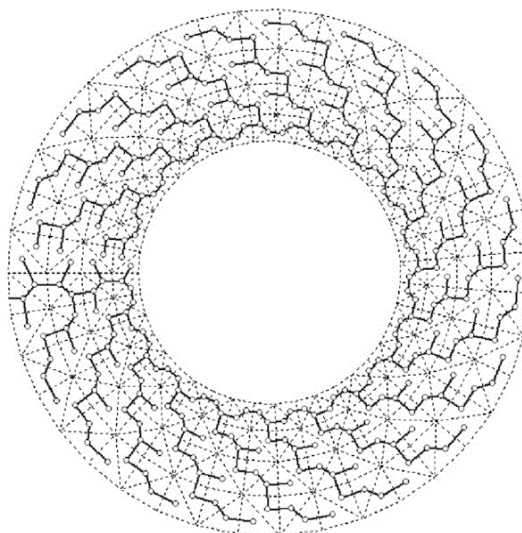


Рис. 6. Треугольная сетка и соответствующий топологический граф для поверхности проводящего диска с отверстием

моменту времени $t = 0$ и показанные на рис. 7 полностью совпадают с аналогичными результатами, приведенными в [10]. Точность решения контролировалась, также, путем сравнения мощности потерь, рассеиваемых в проводящем диске $P = \frac{1}{\gamma} \int_V |j|^2 dv$ с мощностью, генерируемой индуктором. Последний параметр определялся через произведение тока в кольце и ЭДС, наводимой в нем вихревыми токами, протекающими в диске: $P_{\text{ист}} = I \cdot \omega \Phi_{21} \cdot \cos(\varphi)$. Эти две характеристики совпали с точностью $\delta = 0,8 \%$.

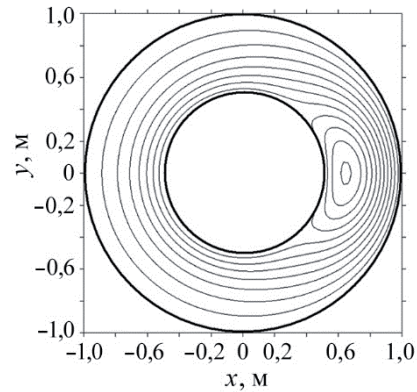


Рис. 7. Картина линий тока в диске для момента времени $t = 0$

Проводящий цилиндр в продольном однородном магнитном поле

Вообще говоря, рассмотренная выше методика расчета вихревых токов не ограничивается случаем протекания токов в тонких оболочках. Она может быть применена ко всем системам, в которых вихревые токи описываются двухкомпонентным вектором. Такому требованию удовлетворяет, в частности, бесконечно длинный полый цилиндр с внутренним и внешним радиусами R_1 и R_2 , размещенный в однородном продольном магнитном поле напряженностью H_0 . Эта задача удобна тем, что распределение плотности тока внутри проводника может быть рассчитано аналитически и, тем самым, мы получаем возможность напрямую оценить точность получаемых численных решений. Как известно, комплексная напряженность магнитного поля $\dot{H}_z$ внутри проводящего цилиндра удовлетворяет дифференциальному уравнению [8]:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{d\dot{H}_z}{dr} \right) + k^2 \dot{H}_z = 0; \quad k^2 = -j\omega\mu_0\gamma.$$

Решением этого уравнения является функция:

$$\dot{H}_z(r) = AJ_0(kr) + BN_0(kr),$$

где J_0 , N_0 – функции Бесселя нулевого порядка. Плотность электрического тока внутри проводящего цилиндра связана с напряженностью магнитного поля уравнениями Максвелл и, с учетом приведенного выше соотношения, может быть представлена в виде:

$$j_\varphi(r) = -\frac{d\dot{H}_z}{dr} = -k[AJ_1(kr) + BN_1(kr)].$$

Константы A и B определяются из граничных условий [10]:

$$\dot{H}_z(R_2) = \dot{H}_0;$$

$$k^2 R_1 \dot{H}_z(R_1) = 2 \cdot j_\varphi(R_1).$$

Полученные аналитические выражения для зависимостей напряженности магнитного поля и плотности тока от радиуса сравнивались с результатами численного моделирования вихревых токов. С этой целью рассматривался цилиндрический полый проводник с внешним радиусом $R_2 = 1,0$ м и внутренним $R_1 = 0,5$ м. Длина цилиндра была принята равной $L = 10$ м. Параметр $|k^2|$ был выбран таким образом, чтобы глубина проникновения магнитного поля в проводник, равная $\lambda = \frac{1}{|k|}$, составляет $\lambda = 0,1$ м. Параметры треугольной сетки были такими же, как и при моделировании вихревых токов в тонком диске. Результаты расчетов приведены на рис. 8, 9. Сравнение распределений, полученных аналитически и на основе численного решения уравнения (5), показывает достоверность и удовлетворительную точность численного расчета распределения вихревых токов на основе предложенного метода моделирования электромагнитных полей.

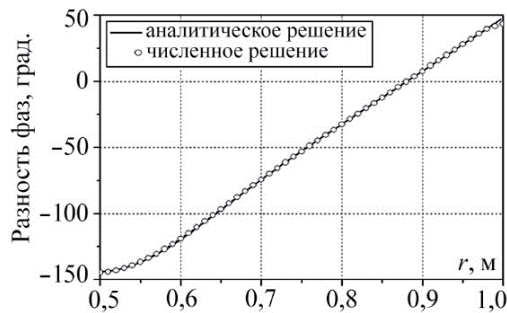


Рис. 8. Зависимость разности фаз между плотностью тока и индукцией внешнего поля в цилиндре от радиуса

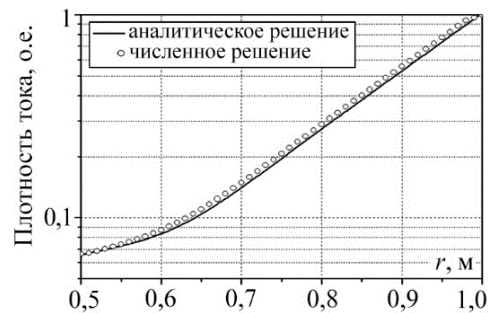


Рис. 9. Зависимость плотности тока в цилиндре от радиуса

Основные результаты

В статье рассматривается новый метод расчета вихревых токов в проводящих немагнитных телах, основанный на решении интегро-дифференциального уравнения, сформированного для вектора плотности электрического тока. Применение векторных конечных элементов позволяет автоматически построить решение, удовлетворяющее принципу непрерывности электрического тока, как для двумерных, так и для трехмерных задач. Для достижения этой цели предложен алгоритм выбора базиса линейно независимых функций, аппроксимирующих распределение вихревых токов в расчетной области. Соответствующая процедура построена на базе анализа топологического графа, с узлами, расположенными в центрах элементов дискретизации расчетной области и ветвями, соответствующими границам этих элементов.

Разработанные алгоритмы применены для решения двумерных задач, на примере которых исследованы особенности реализации используемых численных процедур и показана достоверность получаемых результатов.

Список литературы

1. *Зенкевич О.* Метод конечных элементов в технике. – М.: Мир, 1975.
2. *Cendes Z.* Vector Finite Elements for Electromagnetic Field Computation. / IEEE Trans. on Magnetics – 1991. – V. 27. – P. 3958-3966.
3. *Bossavit A.* Whitney forms: a class of finite elements for three dimensional computations in electromagnetism / IEE Processing – 1998. – V. 135A. – № 8. – P. 493–500.
4. *Kalimov A. G., Vishnevsky A. M., Lapovok A. A.* Modeling Magnetization Using Whitney Facet Elements. / IEEE Trans. on Magnetics, 2002, V.38, № 2. – P. 489–492.
5. *Тутко А. И., Чечурин В. Л.* Метод расчета токов в проводящих телах // Известия АН СССР. «Энергетика и Транспорт», 1989, № 6. – С. 69–74.
6. *Астахов В. И.* Задача расчета квазистационарного электромагнитного поля в проводящих оболочках // Известия ВУЗов. «Электромеханика», 1985, № 1. – С. 15–29.
7. *Корн Г., Корн Т.* Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1984.
8. *Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В., Чечурин В. Л.* Теоретические основы электротехники. Т. 3. – СПб.: Питер, 2003. – 377 с.
9. *Важнов С. А., Калимов А. Г.* Совместное использование методов интегральных уравнений и конечных элементов для повышения точности расчета магнитного поля внутри замкнутых экранирующих систем // Электричество, № 9, 2011. – С. 67–73.
10. *Калимов А. Г.* Применение интегро-дифференциальных уравнений для расчета вихревых токов в многосвязных тонкостенных проводящих оболочках // Электричество, № 5, 2010. – С. 63–69.

Важнов Сергей Александрович, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры «Теоретическая электротехника и электромеханика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: seva_011249@mail.ru

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

Шиманский Сергей Александрович, руководитель отдела АО «Диаконт».

E-mail: s.a.shimanskiy@gmail.com

Идентификация электрических параметров синхронных машин в возмущенных режимах

Предложен метод идентификации параметров синхронной машины на основе уравнений Парка–Горева путем обработки регистрограмм переходного процесса. Исследование метода проведено на цифровой модели в Matlab Simulink. Метод работоспособен в широком диапазоне возмущающих воздействий, что позволяет решать задачу идентификации параметров машины без вмешательства в ее эксплуатационные режимы. Метод может быть использован в электрических сетях с распределенной генерацией с автоматическим управлением и открытой сетевой архитектурой.

Ключевые слова: синхронная машина, идентификация параметров, уравнения Парка–Горева, распределенная генерация.

Введение

Синхронные машины из-за своей способности генерировать не только активную, но и реактивную мощность являются основными электрогенераторами в энергосистемах, а также широко используются в качестве двигателей, так как асинхронные двигатели большой мощности могут вызывать недопустимую просадку напряжения в нагрузочных узлах. Достоверные параметры синхронной машины необходимы как для расчета режимов энергосистем при их планировании, так и для настройки ряда автоматик и релейных защит. Естественно, чем точнее будут определены параметры оборудования, тем точнее и адекватнее будут управляющие воздействия автоматики.

Как правило, базы данных с параметрами оборудования для цифровых моделей энергосистем формируются из паспортных данных, однако, это сопряжено с рядом недостатков. Во-первых, реальные параметры могут значительно отличаться от паспортных. В паспорте серийно произведенного оборудования обычно указываются не параметры конкретной единицы, а усредненные параметры всей серии. Кроме того, параметры могут меняться вследствие насыщения магнитопроводов, изменений температуры, старения машины, после ремонта. Во-вторых, базы данных формируются вручную, что занимает много времени, не позволяет своевременно производить корректировки, не исключает возникновения ошибок из-за человеческого фактора. Все это приводит к тому, что в ряде случаев режимы, рассчитанные по этим моделям, далеки от реальных с вытекающими негативными последствиями.

Дальнейшая цифровизация энергетики нуждается в автоматической идентификации параметров оборудования, включаемого в сеть, и формировании баз данных для расчетных моделей с необходимой точностью и актуальностью.

Особое значение автоматическая идентификация параметров синхронных машин имеет для электрических сетей с распределенной малой генерацией, где свобода их доступа в сети не предполагает детального отслеживания состава и параметров включаемого в сеть оборудования.

По сути, система управления электрической сети должна сама определять тип и параметры оборудования, проводить автоматическую настройку соответствующих автоматик и корректировать уставки релейных защит, причем в режиме реального времени [1–7].

В настоящее время существует множество методов определения параметров электрических машин, однако они либо требуют создания опасных режимов, таких как короткое замыкание, либо лабораторных установок и дорогостоящего оборудования, а главное – на их основе невозможно осуществить автоматическую идентификацию. Поэтому авторами статьи разработан новый метод идентификации параметров синхронной машины, лишенный данных недостатков.

1. Математическая модель синхронной машины Парка – Горева, используемая для параметрической идентификации

Под параметрической идентификацией объекта понимают определение его параметров при известной структуре объекта путем обработки входных и выходных данных, полученных в результате возмущающих воздействий. Структура синхронной машин и переходные процессы, возникающие в ней, описываются уравнениями Парка – Горева [8]. Запишем уравнения Парка – Горева для машины с одной эквивалентной демпферной обмоткой по продольной оси и одной эквивалентной обмоткой о поперечной оси, изображенной на рис. 1, где изображена машина в возмущенном режиме в произвольный момент времени (список сокращений приведен в приложении). В целях упрощения расчетов и получения аналитического описания переходных процессов, при составлении уравнений (1) приняты следующие допущения:

- относительная магнитная проницаемость стальных участков магнитной цепи бесконечно велика;
- при расчете магнитного поля взаимной индукции учитываются только основные гармонические радиальной составляющей индукции в зазоре;
- многоконтурная демпферная обмотка замещается двумя эквивалентными контурами, эти контуры размещаются на полюсах таким образом, чтобы с продольным контуром взаимодействовало только продольное поле, а с поперечным только поперечное.

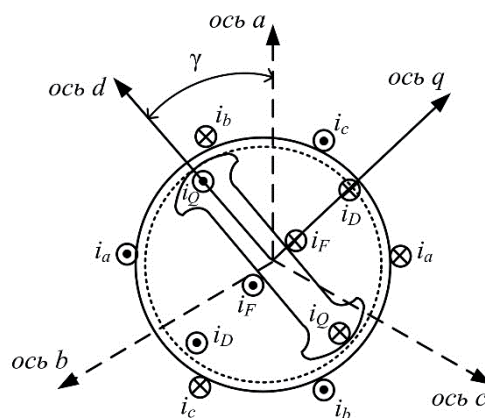


Рис. 1. Синхронная машина с взаимным расположением осей abc и qd

На основании первого допущения магнитное поле в машине может рассматриваться как сумма полей, образованных в отдельности токами в каждом из контуров. Это допущение открывает возможность независимого определения индуктивных параметров каждого из роторных контуров машины. Второе и третье допущения уменьшают количество уравнений и их громоздкость.

$$\left. \begin{aligned} u_d &= -\frac{d\Psi_d}{dt} - \omega\Psi_q - i_d r; \\ u_q &= -\frac{d\Psi_q}{dt} + \omega\Psi_d - i_q r; \\ u_f &= \frac{d\Psi_f}{dt} + i_f r_f; \\ 0 &= \frac{d\Psi_D}{dt} + i_D r_D; \\ 0 &= \frac{d\Psi_Q}{dt} + i_Q r_Q, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где потокосцепления обмоток можно найти из следующих выражений:

$$\left. \begin{aligned} \Psi_d &= i_d L_d + i_f L_{ad} + i_D L_{ad}; \\ \Psi_q &= i_q L_q + i_Q L_{aq}; \\ \Psi_f &= i_d L_{ad} + i_f L_f + i_D L_{ad}; \\ \Psi_D &= i_d L_{ad} + i_f L_{ad} + i_D L_D; \\ \Psi_Q &= i_q L_{aq} + i_Q L_Q. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Подставив выражения для потокосцеплений в уравнения Парка–Горева получим:

$$\left. \begin{aligned} u_d &= -i'_d L_d - i'_f L_{ad} - i'_D L_{ad} - \omega i_q L_q - \omega i_Q L_{aq} - i_d r; \\ u_q &= -i'_q L_q - i'_Q L_{aq} + \omega i_d L_d + \omega i_f L_{ad} + \omega i_D L_{ad} - i_q r; \\ u_f &= i'_d L_{ad} + i'_f L_f + i'_D L_{ad} + i_f r_f; \\ 0 &= i'_d L_{ad} + i'_f L_{ad} + i'_D L_D + i_D r_D; \\ 0 &= i'_q L_{aq} + i'_Q L_Q + i_Q r_Q. \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

В данной системе уравнений имеем одиннадцать параметров, которые необходимо определить ($r, r_f, r_D, r_Q, L_d, L_q, L_f, L_D, L_Q, L_{ad}, L_{aq}$). Токи и напряжения ротора (i_f, u_f) можно заосциллографировать. Токи и напряжения статора по продольным и поперечным осям q и d (i_d, i_q, u_d, u_q) можно получить из записанных осциллограмм токов и напряжений статора всех трех фаз ($i_a, i_b, i_c, u_a, u_b, u_c$) и угла γ по известным выражениям (5) [8]. Угол между осью a и осью d $\gamma = \gamma_0 + \omega t$ можно получить от датчиков угла, которые используются в системах синхронизированных векторных измерений [9], либо, если исходный режим холостой ход, его можно определить следующим образом. В режиме холостого хода напряжения на выводах генератора u_a, u_b, u_c равны соответственно ЭДС e_a, e_b, e_c , так как ток в статоре отсутствует.

Измерив эти значения, можно определить амплитуду и угол α обобщенно-вращающегося вектора ЭДС E_q из выражений (4) [8]. Как видно из рис. 2, вектор ЭДС находится на оси q , тогда $\gamma = 90 - \alpha$.

$$\left. \begin{aligned} E_q &= \sqrt{\frac{2}{3}(e_a^2 + e_b^2 + e_c^2)}; \\ \alpha &= \arccos \frac{e_a}{E_q}. \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

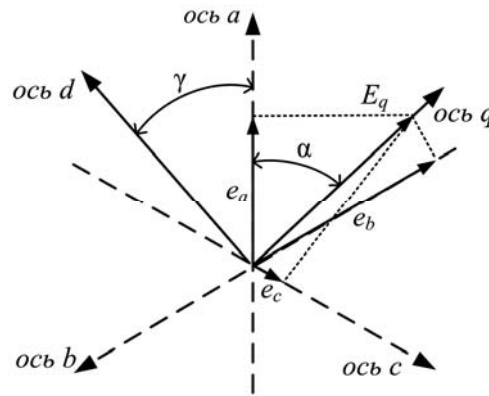


Рис. 2. К определению угла γ на холостом ходу

$$\left. \begin{aligned} i_d &= \frac{2}{3} \left(i_a \sin(\gamma) + i_b \sin(\gamma - \frac{2\pi}{3}) + i_c \sin(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \right); \\ i_q &= \frac{2}{3} \left(i_a \cos(\gamma) + i_b \cos(\gamma - \frac{2\pi}{3}) + i_c \cos(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \right); \\ u_d &= \frac{2}{3} \left(u_a \sin(\gamma) + u_b \sin(\gamma - \frac{2\pi}{3}) + u_c \sin(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \right); \\ u_q &= \frac{2}{3} \left(u_a \cos(\gamma) + u_b \cos(\gamma - \frac{2\pi}{3}) + u_c \cos(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \right). \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

Производные токов и напряжений можно получить, продифференцировав соответствующие сигналы. Однако токи в эквивалентных демпферных обмотках (i_D , i_Q) измерить невозможно. Избавиться от них можно, выражая демпферные токи и их производные из одних уравнений системы и подставляя в другие. Выполним ряд преобразований в системе (3). Из третьего уравнения системы (3) выразим i'_D и подставим получившееся выражение в первое и четвертое уравнения системы (3). Выразим из пятого уравнения системы (3) i'_Q и подставим во второе уравнение получим:

$$\begin{aligned} u_d &= -i'_d L_d - i'_f L_{ad} - \left(u_f \frac{1}{L_{ad}} + i'_d - i'_f \frac{L_F}{L_{ad}} - i_f \frac{r_f}{L_{ad}} \right) L_{ad} - \omega i_q L_q - \omega i_Q L_{aq} - i_d r; \\ u_q &= -i'_q L_q - i'_Q L_{aq} + \omega i_d L_d + \omega i_f L_{ad} + \omega i_D L_{ad} - i_q r; \\ 0 &= i'_d L_{ad} + i'_f L_{ad} + \left(u_f \frac{1}{L_{ad}} + i'_d - i'_f \frac{L_F}{L_{ad}} - i_f \frac{r_f}{L_{ad}} \right) L_{ad} + i_D r_D. \end{aligned}$$

Из первого уравнения получившейся системы выразим i_Q из третьего выразим i_D , подставим во второе уравнение. После раскрытия скобок получим:

$$\begin{aligned} u_q = & -i'_q L_q - i'_q \frac{L_{aq}^2}{L_Q} + \frac{u_d}{\omega} \frac{r_Q}{L_Q} + \frac{i'_d}{\omega} \frac{L_d r_Q}{L_Q} - \frac{i'_f}{\omega} \frac{L_{ad} r_Q}{L_Q} - \frac{u_f}{\omega} \frac{r_Q}{L_Q} - \\ & - \frac{i'_d}{\omega} \frac{L_{ad} r_Q}{L_Q} + \frac{i'_f}{\omega} \frac{L_F r_Q}{L_Q} + \frac{i_f}{\omega} \frac{r_f r_Q}{L_Q} - i_q \frac{L_q r_Q}{L_Q} + \frac{i_d}{\omega} \frac{r r_Q}{L_Q} - \omega i_d L_d + \\ & + \omega i_f L_d + \omega i'_d \frac{L_{ad}^2}{r_D} - \omega i'_f \frac{L_{ad}^2}{r_D} - \omega u_f \frac{L_D}{r_D} - \omega i'_d \frac{L_D L_{ad}}{r_D} + \\ & + \omega i'_f \frac{L_D L_F}{r_D} + \omega i_f \frac{L_D r_f}{r_D} - i_q r. \end{aligned}$$

После группировки подобных членов получим (6) с коэффициентами a (7):

$$\begin{aligned} u_q = & a_1 i'_q + a_2 \frac{i'_d}{\omega} + a_3 \frac{i'_f}{\omega} - a_4 i_q + a_5 \omega i_f + a_6 \omega i'_d + \\ & + a_7 \omega i'_f + a_8 \left(\frac{u_d - u_f}{\omega} \right) + a_9 \frac{i_f}{\omega} + a_{10} i_d - a_{11} \omega i_d - a_{12} \omega u_f; \end{aligned} \quad (6)$$

$$\left. \begin{aligned} a_1 &= \frac{L_{aq}^2}{L_Q} - L_q; \\ a_2 &= \frac{r_Q}{L_Q} (L_D - L_{ad}); \\ a_3 &= \frac{r_Q}{L_Q} (L_F - L_{ad}); \\ a_4 &= \frac{L_q r_Q}{L_Q} + r; \\ a_5 &= L_{ad} + \frac{L_D r_f}{r_D}; \\ a_6 &= \frac{L_{ad}}{r_D} (L_{ad} - L_D); \\ a_7 &= \frac{1}{r_D} (L_D L_F - L_{ad}^2); \end{aligned} \right\} \begin{aligned} a_8 &= \frac{r_Q}{L_Q}; \\ a_9 &= \frac{r_F r_Q}{L_Q}; \\ a_{10} &= \frac{r r_Q}{L_Q}; \\ a_{11} &= L_d; \\ a_{12} &= \frac{L_D}{r_D}. \end{aligned} \quad (7)$$

В уравнении (6) двенадцать неизвестных коэффициентов a . Чтобы их определить, нужно составить определенную или переопределенную систему уравнений с использованием комплектных измерений токов, напряжений и скорости для разных моментов времени переходного процесса.

Чем больше будет точек (переопределенность системы), тем точнее будут определены коэффициенты. Это можно обеспечить при помощи задания частоты дискретизации осциллограмм и времени записываемого процесса.

$$\left\{ \begin{aligned}
& u_q(t_1) = a_1 i'_q(t_1) + a_2 \frac{i'_d(t_1)}{\omega(t_1)} + a_3 \frac{i'_f(t_1)}{\omega(t_1)} - a_4 i_q(t_1) + a_5 \omega(t_1) i_f(t_1) + a_6 \omega(t_1) i'_d(t_1) + \\
& + a_7 \omega(t_1) i'(t_1)_f + a_8 \left(\frac{u_d(t_1) - u_f(t_1)}{\omega(t_1)} \right) + a_9 \frac{i_f(t_1)}{\omega(t_1)} + a_{10} i_d(t_1) - a_{11} \omega(t_1) i_d(t_1) - a_{12} \omega(t_1) u_f(t_1); \\
& u_q(t_2) = a_1 i'_q(t_2) + a_2 \frac{i'_d(t_2)}{\omega(t_2)} + a_3 \frac{i'_f(t_2)}{\omega(t_2)} - a_4 i_q(t_2) + a_5 \omega(t_2) i_f(t_2) + a_6 \omega(t_2) i'_d(t_2) + \\
& + a_7 \omega(t_2) i'(t_2)_f + a_8 \left(\frac{u_d(t_2) - u_f(t_2)}{\omega(t_2)} \right) + a_9 \frac{i_f(t_2)}{\omega(t_2)} + a_{10} i_d(t_2) - a_{11} \omega(t_2) i_d(t_2) - a_{12} \omega(t_2) u_f(t_2); \quad (8) \\
& \dots\dots\dots \\
& u_q(t_n) = a_1 i'_q(t_n) + a_2 \frac{i'_d(t_n)}{\omega(t_n)} + a_3 \frac{i'_f(t_n)}{\omega(t_n)} - a_4 i_q(t_n) + a_5 \omega(t_n) i_f(t_n) + a_6 \omega(t_n) i'_d(t_n) + \\
& + a_7 \omega(t_n) i'(t_n)_f + a_8 \left(\frac{u_d(t_n) - u_f(t_n)}{\omega(t_n)} \right) + a_9 \frac{i_f(t_n)}{\omega(t_n)} + a_{10} i_d(t_n) - a_{11} \omega(t_n) i_d(t_n) - a_{12} \omega(t_n) u_f(t_n).
\end{aligned} \right.$$

Определить коэффициенты данной системы можно широко известным методом наименьших квадратов. После определения коэффициентов a индуктивности и активные сопротивления найдем из выражений (9):

$$\left. \begin{aligned}
L_D &= \frac{a_{12} \left(a_5 - \frac{a_{12} a_9}{a_8} \right)^2}{a_{12} \left(\frac{a_3 - a_{12} a_9}{a_8} - a_5 \right) - a_7}; & r &= \frac{a_{10}}{a_8}; \\
L_Q &= \frac{\left(a_4 - \frac{a_{10}}{a_8} - a_2 \right)^2}{a_1 a_8^2 + a_4 a_8 - a_{10}}; & L_d &= a_{11} \\
r_D &= \frac{\left(a_5 - \frac{a_{12} a_9}{a_8} \right)^2}{a_{12} \left(\frac{a_3 - a_{12} a_9}{a_8} + a_5 \right) - a_7}; & L_F &= \frac{a_3 - a_{12} a_9}{a_8} + a_5; \\
r_Q &= \frac{a_8 \left(a_4 - \frac{a_{10}}{a_8} - a_2 \right)^2}{a_1 a_8^2 + a_4 a_8 - a_{10}}; & L_q &= \frac{\left(a_4 - \frac{a_{10}}{a_8} \right)}{a_8}; \\
r_f &= \frac{a_9}{a_8}; & L_{ad} &= a_5 - \frac{a_{12} a_9}{a_8}; \\
& & L_{aq} &= \frac{a_4 - \frac{a_{10}}{a_8} - a_2}{a_8}.
\end{aligned} \right\} \quad (9)$$

Таким образом, имея осциллограммы переходного процесса можно определить все активные сопротивления и индуктивности синхронной машины, зная которые можно без проблем вычислить индуктивные сопротивления и постоянные времени.

2. Исследование метода идентификации параметров синхронной машины на цифровой модели

Процесс идентификации параметров синхронной машины можно разбить на следующие этапы:

- подача возмущающего воздействия на машину;
- осциллографирование переходного процесса;
- преобразование токов и напряжений статора из неподвижной системы координат abc к подвижную qd ;
- нахождение коэффициентов переопределенной системы уравнений численным методом;
- вычисление параметров синхронной машины.

Характер возмущающего воздействия может быть как активным, так и пассивным. Например, включение генератора в сеть, сброс или наброс нагрузки, отключение линии – в общем, любое возмущение, которое вызовет электромагнитный переходный процесс и появление токов в демпферных контурах, достаточных по величине для идентификации параметров. Обработку полученных осциллограмм можно проводить как в офлайн, так и в онлайн режиме. Для того чтобы преобразовать токи и напряжения статора из неподвижной системы координат abc в подвижную qd , используются выражения (5).

Коэффициенты переопределенной системы находятся по выражениям (7), параметры машины вычисляются по выражениям (9).

Для исследования метода была создана цифровая модель, принципиальная схема которой представлена на рис. 2. Схема состоит из генератора (Г), выключателя (В), трансформатора (Т), нагрузки (Н), линии (Л), системы (С). Параметры генератора – 13,8 кВ; 20 МВ·А; $r = 0,05$; $r_f = 5,79 \cdot 10^{-4}$; $r_D = 1,17 \cdot 10^{-2}$; $r_Q = 1,97 \cdot 10^{-2}$; $L_d = 0,835$; $L_q = 0,449$; $L_F = 0,927$; $L_D = 0,995$; $L_Q = 0,811$; $L_{ad} = 0,813$; $L_{aq} = 0,427$ (сопротивления и индуктивности даны в относительных номинальных единицах). За основу был взят модельный генератор МК-3 с явнополюсным ротором и двумя парами полюсов (масштаб по мощности $20 \cdot 10^6 / 3 \cdot 10^3$, масштаб по напряжению $13,8 \cdot 10^3 / 230$).

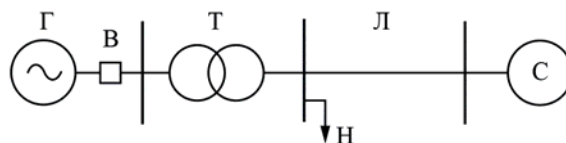


Рис. 3. Принципиальная схема объекта для цифровой модели

Целями исследования были подтверждение работоспособности метода, оценка влияния временного окна идентификации на точность, в том числе определение его минимальной величины для успешной идентификации. Частота дискретизация составляла 10 000 точек в секунду (двести точек за период).

Для исследования были выбраны три возмущающих воздействия: включение генератора в сеть методом точной синхронизации с ошибкой синхронизации по модулю напряжений в три процента между напряжениями по концам выключателя, удаленное трехфазное короткое замыкание и отключение части нагрузки (5 % от номинальной мощности генератора).

В табл. 1 приведены относительные погрешности параметров машины по сравнению с исходными значениями при различной длительности записи осциллограмм для идентификации.

Таблица 1

Погрешности определяемых параметров в зависимости от ширины окна

Параметр	Включение в сеть			Отключение нагрузки			Короткое замыкание		
	0,05 с	0,1 с	3 с	0,05 с	0,1 с	3 с	0,05 с	0,1 с	3 с
r	10^{-5}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-5}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-6}	10^{-7}	10^{-7}
r_f	0,84	10^{-5}	10^{-5}	0,89	10^{-5}	10^{-5}	0,12	10^{-5}	10^{-5}
r_D	4,6	10^{-7}	10^{-7}	2,5	10^{-7}	10^{-7}	1,2	0,01	10^{-7}
r_Q	6,3	10^{-6}	10^{-6}	6,59	10^{-6}	10^{-6}	0,21	10^{-3}	10^{-6}
L_d	10^{-5}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}
L_q	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-6}	10^{-7}	10^{-7}
L_F	1,73	10^{-6}	10^{-6}	2,91	10^{-6}	10^{-6}	0,58	10^{-6}	10^{-6}
L_D	13,6	10^{-3}	10^{-3}	17,8	10^{-3}	10^{-3}	2,24	0,06	10^{-3}
L_Q	0,71	10^{-6}	10^{-6}	0,55	10^{-6}	10^{-6}	0,26	10^{-6}	10^{-6}
L_{ad}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-3}	10^{-7}	10^{-7}
L_{aq}	1,35	10^{-7}	10^{-7}	1,09	10^{-7}	10^{-7}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}

Анализируя данные таблицы, можно сделать следующие выводы:

- погрешность идентификации и требуемая длительность регистрации зависят от величины возмущения – лучшие результаты достигнуты при анализе короткого замыкания благодаря тому, что из приведенных возмущений оно было самым значительным;
- чем меньше окно идентификации – тем выше погрешность;
- самой большой погрешностью обладают параметры r_f , r_D , r_Q , L_d , L_F , L_D , L_Q , L_{aq} , так как они зависят от коэффициентов a_2 , a_3 , a_9 , которые, в свою очередь, при решении переопределенной системы тоже получаются с наибольшей погрешностью, потому что имеют самый меньший порядок ($10^{-5} \dots 10^{-6}$), в то время как остальные коэффициенты на много порядков выше ($10^2 \dots 10^3$).

Очевидно, что при идентификации параметров синхронных машин в реальных условиях длительность записи осциллограмм может значительно увеличиться в зависимости от точности измерительных приборов, наличия несинусоидальности и несимметрии, при этом длительность ограничивается пределами переходного процесса с модуляцией частот системной и вращения ротора синхронной машины. От влияния несимметрии можно избавиться, дополнительно вводя в систему уравнения:

$$u_0 = \frac{d\Psi_0}{dt} + i_f r_0; \quad \Psi_0 = L_0 i_0; \quad i_0 = \frac{i_a + i_b + i_c}{3}; \quad u_0 = \frac{u_a + u_b + u_c}{3}.$$

Заключение

Разработан метод идентификации параметров синхронной машины. Метод позволяет определять все электрические параметры машины, подходит для идентификации параметров как двигателя, так и генератора, для явнополусной и для неявно-

нополюсной машин. Метод может быть использован для активной и для пассивной идентификации. Можно проводить идентификацию, не вмешиваясь в нормальный технологический процесс эксплуатации машины, и проводить идентификацию в темпе процесса, что очень важно для энергосистем с открытой архитектурой и полнотой автоматическим управлением.

Приложение. Список сокращений

i_a – ток фазы a
 i_b – ток фазы b
 i_c – ток фазы c
 u_a – напряжение фазы a
 u_b – напряжение фазы b
 u_c – напряжение фазы c
 e_a – ЭДС фазы a
 e_b – ЭДС фазы b
 e_c – ЭДС фазы c
 E_q – ЭДС синхронной машины по поперечной оси q
 i_f – ток в обмотке возбуждения
 u_f – напряжение обмотки возбуждения
 ω – угловая скорость вращения ротора машины
 γ – угол между осью a и осью d
 γ_0 – начальный угол между осью a и осью d
 i_q – поперечная составляющая тока статора по оси q
 i_d – продольная составляющая тока статора по оси d
 u_q – поперечная составляющая тока статора по оси q
 u_d – продольная составляющая тока статора по оси d
 i_Q – ток в поперечном эквивалентном демпферном контуре по оси q
 i_D – ток в продольном эквивалентном демпферном контуре по оси d
 Ψ_d – потокосцепление обмотки статора по продольной оси d
 Ψ_q – потокосцепление обмотки статора по поперечной оси q
 Ψ_f – потокосцепление обмотки возбуждения
 Ψ_D – потокосцепление демпферного контура по продольной оси d
 Ψ_Q – потокосцепление демпферного контура по поперечной оси q
 r – активное сопротивление фазы статора
 r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения
 r_D – активное сопротивление демпферного контура по продольной оси d
 r_Q – активное сопротивление демпферного контура по поперечной оси q
 L_d – самоиндукция обмотки статора по продольной оси d
 L_q – самоиндукция обмотки статора по поперечной оси q
 L_F – самоиндукция обмотки возбуждения
 L_D – самоиндукция демпферного контура по продольной оси d
 L_Q – самоиндукция демпферного контура по поперечной оси q
 L_{ad} – взаимоиנדукция по продольной оси d
 L_{aq} – взаимоиנדукция поперечной оси q

Список литературы

1. *Wamkeue R., Jolette C., Mpanda Mabwe A. B.* Cross-Identification of synchronous generator parameters from RTDR Test Time-Domain Analytical Responses. IEEE Transactions on energy conversion, 2011, vol. 26, no 3, pp. 776–786.
2. *Zivanovic R.* Parameter estimation by solving multivariate polynomial system: a synchronous machine example. 2012 20th Mediterranean conference on control & automation (MED), 2012 pp. 604–609.
3. *Rahman K. M., Silva H.* Identification of Machine Parameters of a Synchronous Motor // IEEE transactions on industry applications, 2005, vol. 41, № 2, pp. 557–565.
4. *Поляхов Н. Д., Приходько И. А., Рубцов И. А.* Метод определения внешнего индуктивного сопротивления синхронного генератора как обобщенного параметра, характеризующего состояние энергосистемы // Современные проблемы науки и образования. – 2012. № 5. – 8 с.
5. *Шулаков Н. В., Судаков А. И., Чабанов Е. А.* Новые подходы к получению исходной информации и методам идентификации переходных процессов мощных синхронных машин // Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2013. № 8. С. 114–127.
6. *Sun L., Qu P., Huang Q.* Parameter identification of synchronous generator by using ant colony optimization algorithm // Industrial Electronics and Applications, 2007. ICIEA 2007. 2nd IEEE Conference on, pp 2834 – 2838.
7. Патент 2572108 Российская Федерация, МПК H02P 9/10, H02P 9/14. Способ управления режимом синхронной машины, включенной в электрическую сеть / Фишов А. Г., Фролов М. Ю.; правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Новосибирский государственный технический университет». – № 2014123932/07; заявл. 10.06.2014; опубл. 27.12.2015, Бюл. № 36. – 6 с.
8. *Ульянов С. А.* Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов. – М.: Энергия, 1970. – 529 с.
9. *Бердин А. С., Герасимов А. С., Захаров Ю. П., Коваленко П. Ю., Мойсейченков А. Н.* Оценка участия синхронного генератора в демпфировании низкочастотных колебаний по данным синхронизированных векторных измерений. // Вестник Южно-Уральского Государственного Университета, 2013, том 13, № 2. – 62–68 с.

Фишов Александр Георгиевич, доктор. техн. наук, профессор, профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского государственного технического университета (НГТУ).

E-mail: fishov@ngs.ru

Фролов Михаил Юрьевич, аспирант и инженер кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского государственного технического университета (НГТУ).

E-mail: m.frolov@corp.nstu.ru

Методические вопросы распределения дефицита мощности в задаче балансовой надежности электроэнергетических систем

Рассмотрено влияние принятой математической модели на расчетные показатели балансовой надежности (БН) электроэнергетических систем (ЭЭС). Показано, что погрешность результатов зависит от применяемого математического метода распределения дефицита мощности (РДМ), а также принятой системы ограничений и допущений. Как правило, погрешность определяется неоднозначностью решений, присущей выбранной математической модели. В большей степени это характерно для линейных моделей РДМ. Частичное снижение многозначности решений обеспечивают учет в целевой функции платы за передачу электроэнергии или дополнительные критерии оптимизации (пропорциональное РДМ и др.). Показана значимость стратегий (локальная, коллективная) взаимопомощи ЭЭС в задаче РДМ.

Ключевые слова: балансовая надежность энергосистем, метод статистического моделирования, стратегия ограничения нагрузки.

Введение

Расчеты показателей балансовой надежности ЭЭС выполняются при планировании развития и при эксплуатации ЭЭС с целью определения и распределения резервов активной мощности, обоснования ввода генерирующих установок и межсистемных связей, планирования капитальных и текущих ремонтов основного оборудования, и др.

Постановка задачи БН, структура исходных и результирующих данных достаточно полно описаны в [1–7], в том числе представлены при описании тестовой схемы № 2, ИСЭМ, г. Иркутск [8]. Спецификой вероятностного описания данных является дискретность генерации G и пропускной способности (ПС) межсистемных связей (МСС), непрерывность нагрузки L и комбинированный характер небаланса мощности $N = L - G$. Считаются заданными: топология энергосистемы; состав генерации и характеристики нагрузки в ее узлах (концентрированные ЭЭС); состав и вероятностные характеристики ПС МСС; графики капитальных ремонтов основного оборудования.

Система генерации отдельной ЭЭС представляется в виде совокупности групп однотипных агрегатов с биномиальным законом распределения вероятностей их состояний, и последующим их объединением в виде вероятностного ряда [1, 2, 7]. Часто используется аппроксимация вероятностного ряда некоторым непрерывным распределением (нормальное, Пуассона, гамма и др.) [5, 7, 9–11]. При этом аппроксимация должна быть обоснована по критериям допустимости [12].

Пропускные способности МСС обычно представляются своими вероятностными рядами, и аппроксимация функции распределения непрерывным распределением здесь нежелательна, поскольку число состояний связи невелико (при одной линии – это два состояния: включена, отключена).

Сопоставление расчетных методов, алгоритмов и программ по тестовой схеме Сибирского энергетического института (программные комплексы (ПК) Янтарь, Поток, Орион, Состав и др.) показало существенное различие результатов [13]. Трудно отдать предпочтение тому или иному методу или алгоритму, поскольку нет эталонного метода расчета показателей БН ЭЭС в схемах сети любой сложности, в частности, с контурами. Отличие результатов во многом определяется спецификой системы ограничений и допущений, принимаемой на этапе оптимального РДМ ЭЭС. При сравнении методов было сделано предположение, а в дальнейшем утверждение, что причина отличия заключается в специфике стратегий и процедур РДМ [6]. В то же время, при представлении ПК детализированная математическая модель с полным описанием ограничений и допущений обычно скрыта, и определить причины различия результирующих показателей БН зачастую сложно.

Основной математический метод при расчете БН сложносвязанных объединенных ЭЭС (ОЭС) – метод статистического моделирования (МСМ) [4–6, 11], что определяется не только проектной направленностью задач БН, где фактор длительности расчетов не является решающим, но и возможностью учитывать те условия функционирования ОЭС, для которых аналитические методы еще не разработаны. В то же время математическая формулировка задачи предполагает получение ее математического или алгоритмического решения, что и определяет развитие аналитических методов. В БН ОЭС это, прежде всего, методы вероятностных рядов (МВР) [1, 2, 7] и алгоритмы с использованием агрегированных функций распределения [5–7, 10]. Отсюда разработка аналитических методов не теряет своей актуальности.

На кафедре «Автоматизированных электрических систем» УрФУ для решения поставленной задачи разработан алгоритм обеспеченного спроса (АОС) [14], суть которого заключается в том, что в результате итерационных расчетов последовательно уточняются вероятностные характеристики транспортных потоков электроэнергии. Алгоритм базируется на использовании редуцированных распределений [7]. При этом на каждой итерации межсистемные перетоки мощности определяются по принципу баланса спроса-предложения смежных ЭЭС. Предложение появляется только в случае, когда в ЭЭС имеется избыточная генерирующая мощность, а спрос – когда в ЭЭС наблюдается дефицит мощности (ДМ).

Выполненные для оценки эффективности предлагаемого метода проверочные расчеты показали в некоторых случаях существенные отличия результирующих показателей от показателей, полученных иными методами (в частности, МСМ). Было выявлено, что основными причинами отличия результатов являются неравнозначность стратегий РДМ [4] и специфика применяемых математических методов.

Цель данной работы – проанализировать влияние принятой математической модели на результирующие показатели БН, показать значимость стратегий взаимопомощи ЭЭС в задаче РДМ.

Известно, что МСМ имеет два основных направления – моделирование случайных состояний и случайных процессов [4–6, 11, 15–17]. Допущение о несвязности во времени случайных состояний системы позволяет существенно упростить математическую модель и расширить сферу ее применения, в результате чего первое направление получило большее развитие [5, 6, 18]. Основным показателем надеж-

ности здесь является вероятность события. Однако допущение о несвязности состояний не позволяет адекватно оценить такие показатели как частота и длительность отказов, связанных с дефицитом мощности и энергии. Отсюда становится затруднительным сравнивать получаемые результаты с такими принятыми за рубежом показателями, как: математическое ожидание ограничения нагрузки (LOLE – Loss of Load Expectation); вероятность ограничения нагрузки (LOLP – Loss of Load Probability), ожидаемый недоотпуск электроэнергии (EUE – Expected Unserved Energy) и др. [4, 19, 20]. Для их учета более приемлемы методы, основанные на анализе случайных процессов.

1. Линейные математические модели РДМ

При линейном отображении функции ущерба от недоотпуска электроэнергии, которая рассматривается как целевая функция (ЦФ), РДМ представляется в виде задачи линейного программирования:

$$\min_{X,Y,Z} (F = \alpha^T Y + \beta^T Z), \quad (1)$$

где $Y = \hat{L} - L$; $Z = \hat{G} - G$ – векторы ограничений мощности нагрузки и генерации; $\alpha = \{\alpha_i, i = 1, \dots, n\}$; $\beta = \{\beta_i, i = 1, \dots, n\}$ – векторы удельных компенсационных затрат соответственно от недоотпуска электроэнергии потребителям и от недоиспользования генерирующей мощности; $\hat{L}$ – вектор спроса нагрузки; L – обеспеченный спрос; $\hat{G}$ – вектор генерации; G – обеспеченная генерация; $X = \{X_j, j = 1, \dots, m\}$ – перетоки мощности по связям, T – символ операции транспонирования вектора или матрицы.

Система ограничений на варьируемые переменные $\{L, G, X\}$

$$L - G + MX = 0; \quad (2)$$

$$\underline{L} \leq L \leq \bar{L}; \quad \underline{G} \leq G \leq \bar{G}, \quad \underline{X} \leq X \leq \bar{X}, \quad (3)$$

где $\bar{X} = \{\bar{X}_j\}$, $\underline{X} = \{\underline{X}_j\}$ – соответственно максимальная и минимальная (минус максимальная в обратном направлении) ПС в направлении от узла-начала к узлу-конца ветви; M – первая матрица инцидентий (узлы-связи), $\bar{G}$, $\underline{G}$ – максимальное и минимальное значение возможной генерации в системе; G – генерация в системе, L – обеспеченный спрос, $\bar{L}$, $\underline{L}$ – максимальное и минимальное значение обеспеченного спроса.

Как правило, вторая составляющая ЦФ в (1) игнорируется, поскольку реально ущерб от недоиспользования генерирующей мощности значительно меньше ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям. При этом критерий оптимизации преобразуется к виду:

$$\min_{L,G,X} (F = \alpha^T Y). \quad (4)$$

В частном случае, при $\alpha_i = 1, \forall i$ критерий (4) представляет минимум суммарного по ОЭС недоотпуска электроэнергии.

Известно, что задача линейного программирования может иметь бесконечное множество решений (на грани многогранника ограничений). И априори можно утверждать, что при таком подходе поузловые результирующие ПБН, могут существенно отличаться от алгоритма выбора единственного решения. Для задачи БН это показано в [5], где неоднозначность результатов РДМ продемонстрирована для модели минимального суммарного недоотпуска электроэнергии.

В качестве примера рассмотрена тестовая схема ИСЭМ (рис. 1) [6]. В табл. 1 представлены исходные данные и результаты расчета оптимального распределения дефицита мощности (переменная Y) по линейной модели [6, этап 1]. При учете ограниченной ПС МСС исходный системный ДМ 348 МВт увеличился до величины 445 МВт, причем этой величине, в зависимости от начальных приближений оптимизационной задачи, соответствует бесконечное число решений Y , (в табл. 1 показано 4 решения).

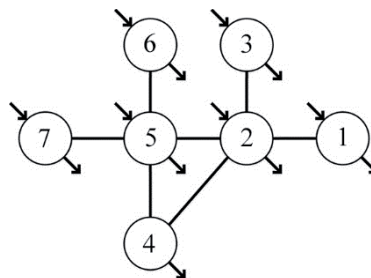


Рис. 1. Тестовая схема

Таблица 1

Исходные и результирующие данные тестовой схемы ([6], этап 1)

Связь	ПС, МВт	ПС-, МВт	Узел	G, МВт	L, МВт	G-L, МВт	Z, МВт	Y1, МВт	Y2, МВт	Y3, МВт	Y4, МВт
1-2	360	-360	1	2333	2842	-509	0	149	320	149	149
2-3	150	-150	2	1775	1726	49	0	89,0	0	75,6	130,8
2-4	200	-200	3	333	562	-229	0	79,0	79	79	79
2-5	800	-800	4	1350	170	1180	0	20,5	0	23,7	7,8
4-5	1200	-1200	5	509	1549	-1040	0	61,5	0	71,6	32,4
5-6	300	-300	6	921	524	397	97	0	0	0	0
5-7	150	-150	7	0	196	-196	0	46	46	46	46
Σ				7221	7569	-348	97	445	445	445	445

Приведенный широкий спектр решений определяет необходимость поиска иных стратегий и критериев оптимизации, сужающих область решений. При этом линейная модель (1) – (3), в общем случае не гарантирует единственность решения. Кроме того, здесь, во-первых, нарушается принцип справедливости – суммарный дефицит мощности ОЭС распределяется между малым числом (в предельном случае одной) ЭЭС. Во-вторых, здесь возможно решение, когда отключается большой объем нагрузки в изначально избыточных узлах (табл. 1), решение Y_4 , узел 2) при малом

объеме ограничения в изначально глубоко дефицитных узлах (узел 5). В-третьих, реально удельный ущерб зависит от глубины ограничения нагрузки, что делает ЦФ нелинейной [21].

2. Транспортная составляющая ЦФ

Частичное снижение многозначности решений обеспечивает учет в ЦФ платы за передачу электроэнергии (вектор транспортных тарифов $h = \{h_j, j = 1, \dots, m\}$). В этом случае ЦФ (1) может быть представлена в виде:

$$\min_{X,Y,Z} (F = \alpha^T Y + \beta^T Z + h^T |X|). \quad (5)$$

В рассматриваемом примере при широком спектре начальных приближений Y при транспортном тарифе 0,05 у.е. / МВт·ч было получено решение:

$$Y = Y_2 = (320; 0; 79; 0; 0; 0; 46)^T.$$

3. Пропорциональная стратегия РДМ

Возможным решением проблемы «справедливости» является распределение суммарного дефицита мощности пропорционально мощностям нагрузок ЭЭС [4–6]. Здесь следует выделить две стратегии – РДМ между всеми потребителями, в том числе и избыточными по мощности ЭЭС («коллективная» стратегия) и между потребителями только тех ЭЭС, где наблюдается дефицит мощности («локальная» стратегия [18]).

Частотный аналог принципа пропорционального РДМ. Стратегия «пропорционального распределения дефицита мощности (ПРДМ)» – это отражение частотного эффекта – при наличии дефицита мощности в ОЭС частота переменного напряжения в ОЭС снижается и вместе с ней снижается нагрузка (регулирующий эффект нагрузки).

При суммарном дефиците мощности $D_s = \sum (L_j - G_j)$ и суммарной нагрузке L_s изменение частоты определяется через регулирующий эффект нагрузки системы k_{Ls} :

$$\Delta f_* = \frac{1}{k_{Ls}} \frac{D_s}{L_s}. \quad (6)$$

Это вызывает снижение нагрузки (дефицит мощности) в отдельных ЭЭС с регулирующими коэффициентами k_i :

$$\hat{y}_i = \hat{L}_i - L_i = k_i \hat{L}_i \Delta f_* = \frac{k_i \hat{L}_i}{k_{Ls} L_s} D_s, \quad (7)$$

что доказывает принцип пропорциональности при частотной разгрузке.

При одинаковых коэффициентах статизма

$$\hat{y}_i = \frac{L_i}{\sum L_j} D_s. \quad (8)$$

В линейной модели (1) – (3) частотный эффект учитывается при

$$\alpha_i = \frac{1}{L_i} \frac{L_s}{D_s}, i = 1, \dots, n.$$

Полученные соотношения не учитывают ограничения по ПС МСС. Их учет в выражениях (2), (3) приводит к дополнительному увеличению объема ограничения нагрузки ЭЭС. Апробирование данной процедуры применительно к рассматриваемой схеме привело к тому же решению, что получено при учете транспортного тарифа: $Y = Y_2 = (320; 0; 79; 0; 0; 0; 46)^T$.

Частотный аналог принципа пропорционального РДМ позволяет сопоставить применяемые математические алгоритмы с реальным управлением электрических режимов. Наличие ограничения по пропускной способности связей требует учета действия системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ). К входящей в состав АРЧМ автоматике ограничения перетоков активной мощности подключаются не только нагрузки, но и наиболее маневренные генерирующие блоки ОЭС, изменение мощности которых направлено на снижение недопустимого перетока мощности.

Возможность исключения ДМ путем ограничения не только нагрузки, но и генерации в условиях ограниченной ПС МСС предопределяет две возможных стратегии РДМ: автоматическое регулирование, при котором воздействие на нагрузку осуществляется исключительно через частоту, а ограничение перетоков мощности по МСС – через разгрузку генераторов в избыточной части ОЭС, и диспетчерское регулирование, при котором в дефицитном районе ОЭС, окруженном МСС с предельными перетоками, производится принудительное ограничение нагрузки, необходимое по критерию ПС МСС.

Идеальное автоматическое регулирование имеет более теоретическую, нежели практическую направленность, поскольку ограничение генерации еще больше увеличивает системный ДМ, в результате чего в равновесном состоянии (выполнены все балансовые ограничения) наблюдаются избыточно глубокое снижение частоты и ограничения нагрузки. Более значимо диспетчерское регулирование, которое позволяет снизить объем ограничения нагрузок, что определяется решением оптимизационной задачи (1) – (3).

4. Локальная стратегия РДМ

Ограничение нагрузки в избыточной ЭЭС противоречит принципам рыночной экономики, где система управления в первую очередь часто ориентирована на энергоснабжение собственного потребителя, и ограничение электропотребления необходимо выполнять только в дефицитных ЭЭС. Из стратегий РДМ, соответствующих этому принципу, следует отметить «локальный» принцип [7, 18].

Согласно данной стратегии, дефицит мощности направляется в те территориальные зоны (множество S), которые его определяют. В математической модели это учитывается дополнительным ограничением на варьируемые параметры:

$$\{L_i = \hat{L}_i; Y_i = 0; G_i \geq \hat{L}_i\}. \quad (9)$$

Алгоритмически локальная стратегия реализуется через представление избыточных по мощности ЭЭС в виде генераторов с мощностью, равной мощности избыточной генерации. В результате нагрузка избыточных ЭЭС в полном объеме обеспечивается мощностью. Далее к ОЭС применимы любые иные стратегии ограничения нагрузки. Применение данной математической модели к рассматриваемому примеру (но не в общем случае) позволяет получить решение «коллективной» стратегии $Y = Y_2 = (320; 0; 79; 0; 0; 0; 46)^T$.

5. Нелинейные модели оптимизации

Решение задачи РДМ будет единственным при квадратичной целевой функции. Здесь возможны варианты – ЦФ представляется в виде: суммы квадратов дефицитов мощности нагрузки; квадратичной функции ущерба (линейности удельного ущерба); с учетом потерь мощности в электрической сети [9, 22, 23] и др.

В качестве критерия оптимизации в методе наименьших квадратов (МНК) рассматривается минимум суммы квадратов отклонений искомого вектора РДМ от базового вектора Y^* , полученного для идеализированной (без учета некоторых реальных ограничений) стратегии:

$$F = \sum_{i=1}^n (y_i - y_i^*)^2 \Rightarrow \min. \quad (10)$$

В частности, в качестве базового может быть принято решение (8), соответствующее стратегии частотной разгрузки. Для рассматриваемой схемы нами получено оптимальное РДМ $Y = (149; 83,6; 79; 12; 75,4; 24,1; 46)$, с суммарным ДМ 469 МВт, что хуже, нежели в [6], где суммарный ДМ совпадает с величиной 445 МВт базового РДМ. Следует заметить, что в [6] МНК используется на втором этапе двухэтапного процесса определения РДМ. При этом в качестве сравниваемого вектора ДМ принимается решение первого этапа (задача (1) – (3)). ЦФ (10) с базовым решением (8) позволяет исключить первый этап с его многозначностью решений.

6. Линейный удельный ущерб от ограничения электропотребления

Если удельный ущерб (компенсационные затраты) зависит от глубины ограничения нагрузки [21]:

$$\xi_i = \alpha_i + \gamma_i \frac{y_i}{\hat{L}_i}, \quad (11)$$

где y_i – дефицит мощности в ЭЭС i , то целевая функция в форме (1) при $\beta = 0$ принимает квадратичный вид:

$$\Phi = \sum_{i=1}^n \left(\alpha_i + \frac{\gamma_i}{\hat{L}_i} y_i \right) y_i, \quad (12)$$

или, в матричном виде:

$$\Phi = \alpha^T Y + Y^T \text{diag}(\gamma_i / \hat{L}_i) Y. \quad (13)$$

Выражение (13) представляет собой квадратичную форму с линейной составляющей и при линейности системы ограничений (2), (3) задача РДМ может быть решена средствами квадратичного программирования. Для рассматриваемой тестовой схемы при $\alpha_i = 1, \forall i, \gamma_i = 0,1, \forall i$ имеется единственное решение $Y = (149; 75,6; 79; 23,7; 71,6; 0; 46)$ с оптимальным суммарным дефицитом мощности $D_s = 445$ МВт.

Видно, что ограничение электропотребления наблюдается во всех узлах ОЭС, в том числе в избыточном по мощности узле 2. Рассмотренная нелинейная модель легко адаптируется к стратегии ограничения электропотребления только в изначально дефицитных ЭЭС.

Использование квадратичной ЦФ (10) при ограничениях (2), (3) приводит к усложнению математической модели и необходимости использования солверов в общем случае нелинейного или (в нашем случае) квадратичного программирования. Использование ЦФ подобного вида требует отдельного обоснования поскольку, несмотря на использование современных программных и аппаратных средств, до сих пор при реализации метода Монте-Карло сохраняется проблема значительных затрат времени при расчетах показателей балансовой надежности крупных энергосистем [22]. Здесь, по мнению авторов, более желательны линейные вычислительные процедуры (линейное программирование, потоковые алгоритмы).

Учет потерь мощности в электрической сети достаточно полно рассмотрен в [6, 23, 24], где показано, что РДМ здесь определяется решением оптимизационной задачи с квадратичными балансовыми ограничениями, что требует применения солверов нелинейного программирования в общем виде. В частности, для решения поставленной задачи авторы использовали метод внутренней точки.

Выводы

Большинство математических моделей и принципов распределения дефицита мощности в задаче БН не обеспечивают единственности решений. Это особенно характерно для процедур, основанных на применении линейного программирования. Окончательный выбор решения произволен, поэтому существует отличие результирующих показателей БН, получаемых разными программными комплексами. Наиболее широкий спектр решений наблюдается в случае, когда в качестве критерия оптимизации принимается минимум суммарного по ОЭС недоотпуска электроэнергии. Дополнительно здесь нарушается принцип справедливости – суммарный дефицит мощности ОЭС в линейной модели распределяется между малым числом (в предельном случае одной) ЭЭС. Отсюда данный критерий не может быть рекомендован для практического применения.

Вероятность получения единственного решения в линейной модели увеличивается при неравенстве коэффициентов линейных форм ЦФ или ограничений. В частности, этому способствует учет платы за передачу электроэнергии, зависящей от объема передаваемой энергии.

Выбор стратегии ограничения электропотребления в дефицитном режиме, проявляющейся в виде целевой функции, существенно влияет на распределение суммарного ДМ.

Единственность решения обеспечивают критерии с нелинейной ЦФ или нелинейными ограничениями. Для практического применения здесь может быть рекомендован критерий минимального суммарного ущерба в модели с удельными ущербами, зависящими от глубины ограничения нагрузки.

Необходимость применения для РДМ процедур нелинейного программирования ограничивает область применения нелинейной постановки задачи РДМ.

Список литературы

1. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.
2. Волков Г. А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1986. – 120 с.
3. Дубицкий М. А., Руденко Ю. Н., Чельцов Б. Н. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 272 с.
4. Roy Billinton, Wenyuan Li Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo Methods: New York: Springer Science, Business Media, 1994.
5. Чукреев Ю. Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Изд-во Коми НЦ УрО РАН, 1995.
6. Ковалев Г. Ф., Лебедева Л. М. Комплекс моделей оптимизации режимов расчетных состояний при оценке надежности электроэнергетических систем. Препринт ИСЭМ СО РАН, 2000, № 7. – 73 с.
7. Обоскалов В. П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. – 210 с.
8. Тестовая схема 2 // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 28. – Иркутск: Изд. СЭИ СО АН СССР, 1984. – С. 31–44.
9. Иткин А. А., Шадрин В. А. Построение модели анализа надежности сложной электрической системы с использованием аппроксимирующих кривых для описания случайных величин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 12. – Иркутск: Изд. СЭИ СО АН СССР, 1976. – С. 44–50.
10. Иткин Е. А. Методы решения проблемы оптимального резервирования в ЭЭС и пути их совершенствования // Известия АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1984, № 2. – С. 37–44.
11. Надежность систем энергетики и их оборудования. Спр. 4 т. / Под общей ред. Ю. Н. Руденко. Т. 2. Надежность электроэнергетических систем. Справочник / Под ред. М. Н. Розанова. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.
12. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1978. – 832 с.
13. Ковалев Г. Ф. Сопоставительный анализ результатов исследований надежности ЭЭС, выполненный с помощью разных программ // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 41. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1991. – С. 53–59.
14. Обоскалов В. П. Алгоритм удовлетворенного спроса для определения показателей балансовой надежности ЭЭС // Современные подходы к обеспечению

- надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. – С. 26–32.
15. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1986.
 16. Могирев В. В. Алгоритм и программа вычислений показателей надежности электроэнергетических систем методом статистического моделирования (программа «Поток»). // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 4. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1975. – С. 24–35.
 17. Иванов В. В., Колосок Г. В. Результаты исследования надежности ЭЭС по тестовой схеме с помощью программы ПОТОК-3 // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1991, вып. 41. – С. 40–53.
 18. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Изд-во Коми НЦ УрО РАН, 2013. – 237 с.
 19. Надежность систем энергетики (Сборник рекомендуемых терминов) / Отв. ред. Н. И. Воропай – М.: ИАЦ «Энергия», 2007. – 192 с.
 20. Чукреев Ю. Я. Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем // Известия РАН «Энергетика», 2012, № 6. – С. 27–37.
 21. Непомнящий В. А. Экономические проблемы повышения надежности электро-снабжения. Ташкент: ФАН, 1985.
 22. Mid-term Adequacy Forecast 2016 edition: офиц. сайт. – Режим доступа: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/ENSTOE_MAF_2016.pdf
 23. Зоркальцев В. И., Ковалев Г. Ф., Лебедева Л. М. Исследование моделей дефицита мощности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2002, № 5. С. 76–87.
 24. Зоркальцев В. И., Пержабинский С. М. Модели оценки дефицита мощности электроэнергетической системы // Сиб. Журн. индустр. матем., 2012. Т. 15, № 1. – С. 34–43.

Валиев Рустам Талгатович, аспирант, заведующий учебной лабораторией кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: rust-1202@yandex.ru

Обоскалов Владислав Петрович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Автоматизированные электрические системы Уральского энергетического института Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: vpo1704@mail.ru

Способ расчета частоты по мгновенным значениям напряжений в трехфазных сетях

Предлагается высокоточный быстродействующий способ расчета частоты напряжения генератора по мгновенным значениям фазных напряжений.

Ключевые слова: измерение частоты напряжения, системы управления электродвигателями и генераторами.

Точность измерения частоты напряжения имеет первостепенное значение в системах управления электродвигателями и генераторами. В настоящее время широко распространен способ определения частоты, основанный на измерении периода напряжения [1]. Основным его недостатком является то, что ошибка и время, необходимое для определения частоты, зависят от значения измеряемой частоты. Современные цифровые системы управления позволяют применять более совершенные и точные методы измерения частоты напряжения, зная мгновенные значения фазных напряжений.

Для этого необходимо осуществить переход от осей abc к осям $\alpha\beta$, т. е. перейти от трехфазной машины к двухфазной:

$$u_\alpha = \frac{2}{3} \left[u_a - \frac{1}{2}(u_b + u_c) \right]; \quad u_\beta = \frac{1}{\sqrt{3}}(u_b - u_c); \quad u_0 = \frac{1}{3}[u_a + u_b + u_c]. \quad (1)$$

В результате получаем проекции вращающегося изображающего вектора $\vec{U}_m$ на оси $\alpha\beta$:

$$u_\alpha = U_m \cos \gamma; \quad u_\beta = U_m \sin \gamma, \quad (2)$$

где γ – угол между изображающим вектором $\vec{U}_m$ и осью α .

Далее необходимо вычислить модуль вектора $\vec{U}_m$:

$$U_m = \sqrt{u_\alpha^2 + u_\beta^2}. \quad (3)$$

Его значение необходимо для нормирования проекций u_α и u_β , а также для формирования сигнала обратной связи по напряжению. Нормирование производится с целью снижения погрешности вычисления частоты, связанной с изменением амплитуды напряжения:

$$u_{*\alpha} = \frac{u_\alpha}{U_m} = \cos \gamma; \quad u_{*\beta} = \frac{u_\beta}{U_m} = \sin \gamma. \quad (4)$$

Полученные нормированные проекции необходимо продифференцировать:

$$\frac{du_{*\alpha}}{dt} = -\frac{d\gamma}{dt} \sin \gamma; \quad \frac{du_{*\beta}}{dt} = \frac{d\gamma}{dt} \cos \gamma. \quad (5)$$

Тогда частота сетевого напряжения, выраженная в герцах, будет определяться выражением:

$$f_U = \frac{\sqrt{\left(\frac{d\gamma}{dt} \sin \gamma\right)^2 + \left(\frac{d\gamma}{dt} \cos \gamma\right)^2}}{2\pi}. \quad (6)$$

Быстродействие и точность представленного способа можно наглядно продемонстрировать на математической модели в среде Matlab/Simulink при сравнении его с общепринятым способом определения частоты по моментам перехода напряжения через ноль (рис. 1).

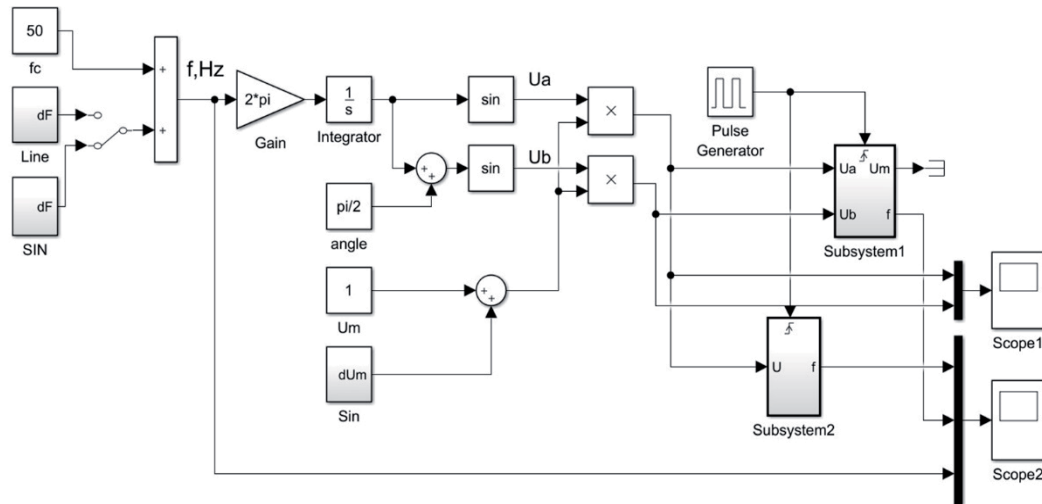


Рис. 1. Схема модели для сравнения способов измерения частоты

Блок Subsystem1 вычисляет частоту по мгновенным значениям напряжения согласно выше представленному способу. Блок Subsystem2 определяет частоту путем подсчета количества импульсов с частотой f_{s1} между точками перехода через ноль напряжения u_α . Частота дискретизации для обоих блоков одинакова и составляет $f_{s1}=10$ кГц. Математическая модель блока Subsystem1 представлена на рис. 2.

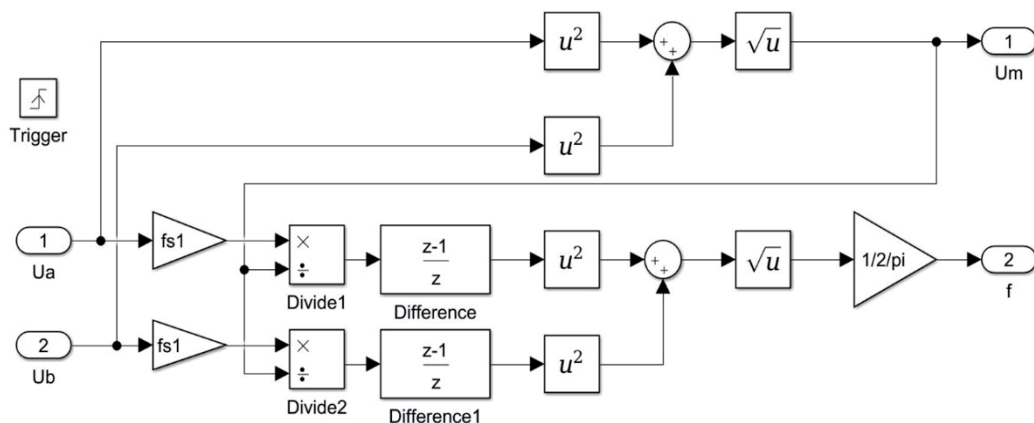


Рис. 2. Структурная схема блока вычисления частоты и амплитуды напряжения по его мгновенным значениям (Subsystem1)

Для сравнения методов измерения положим, частота f_U и амплитуда U_m напряжений $u_\alpha = U_m \sin 2\pi f_U t$ и $u_\beta = U_m \cos 2\pi f_U t$ изменяются согласно следующим закономерностям:

$$f_U = 50 + 50 \sin 5t \text{ [Гц]}; \quad U_m = 1 + \sin 2\pi 3t \text{ [o.e.]}$$

Мгновенные значения напряжений u_α и u_β представлены на рис. 3.

На рис. 4 представлены заданная частота напряжения и результаты измерений по мгновенным значениям напряжений u_α u_β и по точкам перехода через ноль.

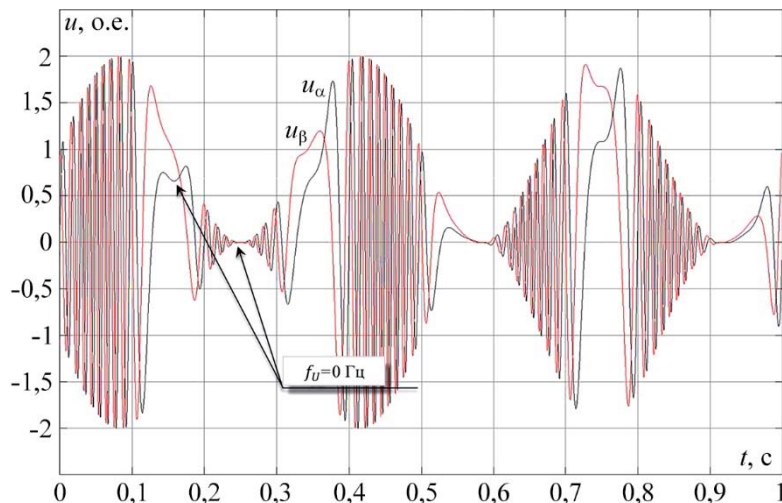


Рис. 3. Мгновенные значения напряжений u_α и u_β

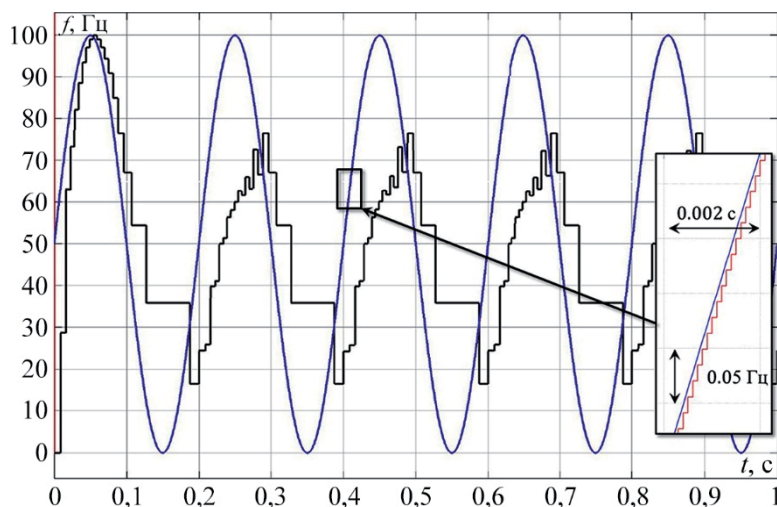


Рис. 4. Заданная частота (синий цвет), результаты измерений по мгновенным значениям напряжений u_α u_β (красный цвет) и по точкам перехода через ноль (черный цвет)

Задержка по времени предлагаемого способа расчета частоты напряжения всегда постоянна и равна периоду дискретизации $T_{s1} = 1/f_{s1}$. В рассматриваемом примере она составляет 0,1 мс. При традиционном способе измерения эта величина меняется в зависимости от значения измеряемой частоты. Даже при условии измерения частоты по трем фазам она не может быть меньше чем $\Delta t = \frac{1}{6f}$, где f – значение измеряемой частоты. Для частоты 50 Гц задержка по времени при традиционном способе измерения не может быть меньше чем $\Delta t = 3,33$ мс. При регулировании

напряжения генератора в режиме выбега или частотном регулировании скорости электродвигателя в области низких частот, когда $f \rightarrow 0$, задержка по времени или время измерения $\Delta t \rightarrow \infty$.

Список литературы

1. Юрганов А. А., Кожевников В. А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. – СПб.: Наука, 1996. – 138 с.
2. Айфичер Э., Джервис Б. Цифровая обработка сигналов. Практический подход. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2004. – 992 с.

Седойкин Дмитрий Николаевич, руководитель направления систем возбуждения синхронных электродвигателей и генераторов департамента высоковольтной преобразовательной техники ООО НПП «ЭКРА».

E-mail: sedoykin_dn@ekra.ru, barbudoss@yandex.ru

Юрганов Алексей Анатольевич, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: aayurganov@mail.ru

УДК 621.311

С. А. Абакумов, А. В. Виштитбеев, С. Е. Гаязов, Д. Н. Саввин

Архитектура основных компонентов программно-вычислительного комплекса для автоматизированного расчета токов КЗ, уставок РЗА и проверки электротехнического оборудования – «АРУ РЗА»

Приведены основные компоненты программно-вычислительного комплекса нового поколения «АРУ РЗА», разработанного АО «НТЦ ЕЭС». Описаны базовые составляющие: фреймворк для работы с моделью данных на основе гиперграфов, фреймворк для работы с векторной графикой, фреймворк для создания предметно-ориентированных языков, библиотека генерации результирующей документации.

Ключевые слова: система автоматизированного проектирования, автоматизированный расчет токов КЗ, уставки РЗА, гиперграф, фреймворк, векторная графика, библиотека генерации документации, предметно-ориентированный язык.

Введение

Электроэнергетика является одной из наиболее важных отраслей экономики. Развитие цифровых и полупроводниковых технологий, а также использование возобновляемых источников энергии дало новые толчки для ее динамичного развития в последние десятилетия. За счет применения силовых полупроводниковых компонентов и микропроцессорных устройств в управляющей автоматике повысилась надежность работы энергосистем, а также появились возможности по регулированию допустимых режимов их эксплуатации не доступные ранее. Однако вместе с применением новых типов устройств существенно усложнились и задачи по проектированию новых и модернизации существующих энергообъектов и энергосистем. Для решения данных задач применяются прикладные системы автоматизации проектных работ в сфере электроэнергетики. Разработка и своевременная модернизация которых является залогом эффективной и качественной работы не только инженерного персонала, но и электроэнергетической отрасли в целом.

Одной из важнейших задач при проектировании в электроэнергетике является расчет токов и напряжений, возникающих в энергосистеме при различных типах повреждений. Данные расчеты используются для выбора уставок противоаварийной автоматики, проверки электротехнического оборудования на стойкость к воздействиям, возникающим в результате повреждений [1]. В современных условиях из-за масштабов энергосистем и высоких требований к точности результатов расчетов решение данных задач невозможно без автоматизации с помощью применения программно-вычислительных комплексов (ПВК). Одним из динамично развивающихся отечественных ПВК, позволяющих решать данные задачи является программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики АРУ РЗА, разработанный в АО «НТЦ ЕЭС» [2, 3].

В ходе проектирования ПВК «АРУ РЗА», в дополнение к решению программным комплексом прямой прикладной задачи, к конечному продукту были предъявлены следующие требования:

- обеспечение возможности многолетней поддержки и развития;
- возможность оперативной модернизации комплекса при изменениях в решаемых прикладных задачах;
- возможность решать поставленные прикладные задачи в полной мере, без необходимости использования других программных продуктов;
- обеспечение надежности результатов расчетов;
- возможность предоставлять заказчикам комплектации поставки с различными наборами функционала.

Для гарантированного решения совокупности поставленных задач, разработчиками ПВК «АРУ РЗА» было принято решение о создании ключевых составляющих, которые отвечали предъявленным функциональным и нефункциональным требованиям и послужили базой для создания комплекса ПВК «АРУ РЗА».

ПВК «АРУ РЗА» имеет следующие основные составляющие:

- 1) фреймворк для работы с моделью данных на основе гиперграфов;
- 2) фреймворк для работы с векторной графикой;
- 4) фреймворк для создания предметно-ориентированных языков;
- 5) библиотека генерации результирующей документации.

Все составляющие комплекса проектировались с целью максимально эффективного их совместного применения, при этом, сохраняя и возможность изолированного использования. Базовым языком реализации ПВК является Java 8, также используются следующие технологии, фреймворки и библиотеки: NetBeans Platform, JavaFX, OpenGL, Apache Batik, Apache POI, и др. Все используемые продукты имеют открытый исходный код и/или типы лицензий позволяющие статическую или динамическую линковку с коммерческим ПО.

Фреймворк для работы с моделью данных на основе гиперграфов

При автоматизации сложных бизнес-процессов важно, чтобы реконструируемые в программной системе информационные процессы и сущности максимально точно описывали их аналоги в реальном мире. От точности данного описания напрямую зависят качественные характеристики конечного продукта, например, такие как полнота функционала и эргономика. Инструментами для описания информационных сущностей и процессов высокой сложности, являются специализированные фреймворки для работы с моделями данных.

В ходе проектирования архитектуры основных компонентов ПВК «АРУ РЗА» был проведен анализ спектра необходимых моделей данных, требуемых для решения как текущих, так и перспективных прикладных задач. В результате анализа, в качестве наиболее подходящего математического объекта, позволяющего описывать параметры и топологии электроэнергетических сетей, был выбран гиперграф. Гиперграф – это обобщение графа, в котором каждым ребром могут соединяться не только две вершины, но и любые подмножества вершин.

При таком описании шины-узлы электроэнергетических сетей органично представляются вершинами гиперграфа (а, рис. 1), а высоковольтные линии (б, рис. 1), трансформаторы, автотрансформаторы, реакторы и другие компоненты сетей представляются ребрами гиперграфа, в том числе соединяющими сразу несколько вершин – шин-узлов, например, группа генератор-трансформатор (в, рис. 1), группа линий, имеющих взаимную индукцию по нулевой последовательности (г, рис. 1), высоковольтная линия состоящая из участков в воздушном и кабельном исполнении (д, рис. 1).

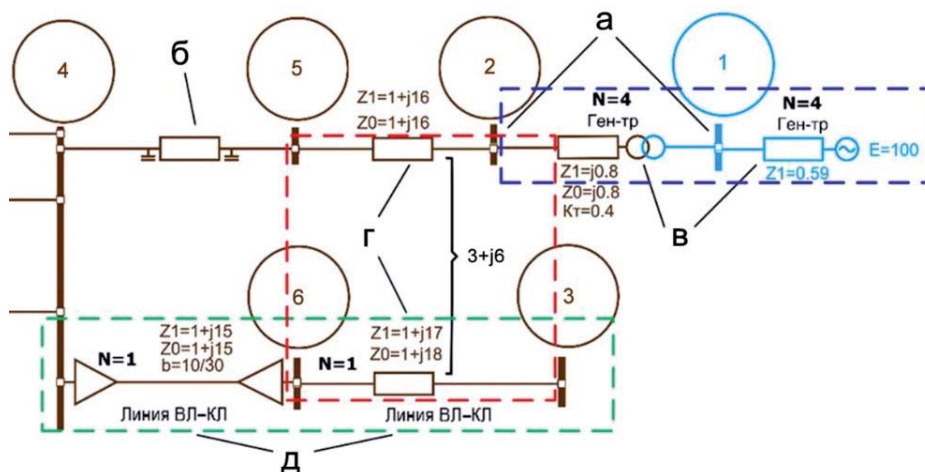


Рис. 1. Пример гиперграфа на основе схемы замещения электрической сети:

а – шины-узлы сети – вершины; б – высоковольтная линия – ребро, соединяющее 2 вершины; в, г, д – группы электрических объектов – ребра, соединяющие более 2 вершин

Работа с любой современной системой автоматизированного проектирования затруднена без такой функции, как отмена и возврат последних произведенных пользователем действий. В случае с ПВК «АРУ РЗА» действия пользователя можно разделить на:

- 1) модификации параметров сущностей модели, не влияющих на топологию гиперграфа, например, изменения сопротивлений линий, коэффициентов трансформации и пр.;
- 2) модификации топологии гиперграфа, с возможным влиянием на графическое изображение или без него, например, добавление узлов, создание групп линий со взаимной индукцией, коммутации элементов сети и пр.

В случае с первой группой изменений отмена и возврат последних действий реализуется тривиально. Реализация данной функции для модификаций топологии гиперграфа серьезно усложняется задачей поддержания консистентности данных, а также требованиями по времени отклика системы и масштабируемости в десятки тысяч вершин и ребер.

В качестве решения, отвечающего поставленным требованиям по функциональности и производительности, был реализован фреймворк позволяющий описывать гиперграфы, в основе которого лежит многомерный обобщенный контейнер для хранения данных, а их консистентность при этом обеспечивается за счет применения событийной модели изменений параметров и топологии.

В основе событийной модели лежит следующий набор положений:

1. Начальное состояние гиперграфа является корректным с точки зрения консистентности данных.
2. Любое изменение параметров или топологии гиперграфа, открывает транзакцию модификации и оповещает заданные контроллеры консистентности данных о изменении.
3. В случае если требования по консистентности данных вызывают дополнительные изменения параметров или топологии, все эти изменения попадают в ту же транзакцию.
4. Создание или уничтожение контейнеров данных либо вызывает открытие собственной транзакции, либо производит регистрацию в открытой текущей.
5. После отработки всех требуемых контроллеров консистентности происходит закрытие транзакции с сохранением изменений значений содержимого контейнеров данных, а также созданных и уничтоженных контейнеров. В результате гиперграф перешел из одного корректного с точки зрения консистентности данных состояния в другое.
6. Если какой-либо из контроллеров консистентности данных сообщает о некорректности результирующего состояния, то выполнение транзакции прерывается и гиперграф возвращается к исходному состоянию.
7. Откат и возврат транзакции из истории заведомо происходит к корректному с точки зрения консистентности данных состоянию, что следует из пунктов 1-6, и производится за счет возврата всех измененных значений контейнеров данных, а также сообщений особого типа для контроллеров консистентности и созданных и уничтоженных контейнеров.

Реализованное решение позволяет эффективно описывать и оперировать с гиперграфами размерностью в десятки тысяч вершин и ребер, а также хранить историю изменений параметров и топологии с низкими накладными расходами оперативной памяти, а также возможностью сериализации/десериализации истории модификаций на/с долговременного носителя.

Фреймворк для работы с векторной графикой

Второй важной составляющей архитектуры ПБК «АРУ РЗА» является фреймворк для работы с векторной графикой. С его помощью возможно создание графических редакторов, позволяющих работать с изображениями электроэнергетических сетей. Основные требования к создаваемым редакторам, поставленные в ходе проектирования комплекса:

1. Возможность создания графических изображений сетей различных типов и назначений.
2. Гибкое динамическое управление стилями отображения объектов, для повышения интерактивности.
3. Расширяемый набор графических примитивов.
4. Возможность эффективной работы со схемами, содержащими сотни тысяч графических объектов.
5. Возможность экспорта создаваемых изображений в распространенные растровые и векторные форматы, такие как: BMP, PNG, SVG, PDF и др.

6. Функция отмены и возврата последних произведенных действий.

7. Возможность интеграции с разработанным фреймворком для описания модели данных на основе гиперграфов, для создания их графических представлений.

Гибкое динамическое управление стилями отображения объектов и требуемые широкие возможности по созданию графических изображений различных типов были обеспечены за счет гибкой архитектуры подсистемы графических примитивов, их широкого базового набора, а также за счет использования современных инструментов работы с компьютерной графикой, таких как OpenGL и JavaFX. Базовый набор примитивов состоит из:

1) классического набора типов объектов: точка, отрезок, прямоугольник, окружность, эллипс, дуга, текст, текстура. С широкими возможностями по настройке параметров их отображения: цвета, градиента, толщины, типа штриховки, отбрасывания тени, поворота и др. (рис. 2);

2) особого составного типа объекта. На основе данного типа с помощью средств графического фреймворка разработчики могут создавать новые типов примитивов, экземпляры которых объединяют произвольное множество объектов уже описанных типов.

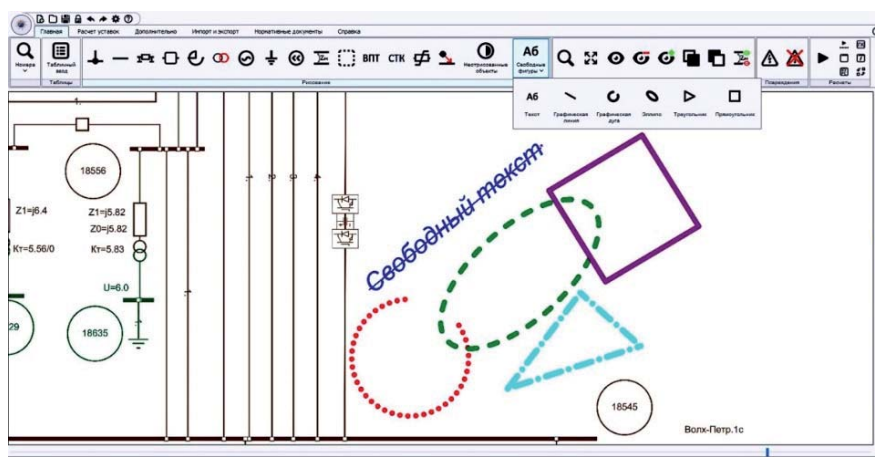


Рис. 2. Возможности векторного графического редактора

С учетом требуемой гибкости к возможным стилям отображения, производительности которую обеспечивало применение OpenGL и JavaFX, как и любых других подобных средств, было недостаточно для эффективной работы со схемами, содержащими сотни тысяч графических объектов различных типов. Задача по обеспечению требуемой высокой производительности была решена с помощью применения двух дополнительных механизмов оптимизации:

1) фонового рендеринга более широких областей графического изображения, чем требуется отображать на данный момент, и их использования для снижения времени отклика редактора при операциях перемещения области отображения, а также операций приближения и отдаления;

2) использования пространственных деревьев для фильтрации объектов не попадающих, даже потенциально, в область рендеринга. Эффективность применения данного механизма достигается за счет того, что накладные расходы на предвари-

тельную обработку информации о размерах графических объектов с помощью пространственных деревьев значительно меньше, чем расходы на применение стилей к объектам и встроенного клиппинга средствами OpenGL и JavaFX.

Задача по экспорту создаваемых изображений в распространенные растровые форматы была решена с помощью применения стандартных средств. Обеспечение возможности экспорта создаваемых изображений в распространенные векторные форматы потребовало создание специальных конвертеров.

Работа функция отмены и возврата последних произведенных действий была обеспечена за счет хранения информации о графических объекта в тех же контейнерах, как и в случае с фреймворком для описания модели данных на основе гиперграфов. За счет этого также достигается консистентность, а также высокоэффективный обмен данными и сообщениями между моделью данных графического изображения, и моделью данных отображаемой сети.

Фреймворк для создания предметно-ориентированных языков

Проектирование в электроэнергетике, сопряжено с выполнением больших объемов расчетных работ. Масштабы и сложность современных энергосистем, сложность составляющих из компонент, а также широкий спектр возможных режимов и вариантов их работы требуют высокий уровень автоматизации производимых расчетов.

В мировой практике в качестве средства, обеспечивающего наивысший уровень автоматизации расчетов, является создание предметно-ориентированных языков. Предметно-ориентированные языки, встраиваемые в системы автоматизированного проектирования, позволяют пользователям использовать терминологию и оперировать с процессами и объектами в контексте максимально приближенном к предметной области решаемой задачи.

К фреймворку для создания предметно-ориентированных языков ПВК «АРУ РЗА» были предъявлены следующие требования:

1. Поддержка кириллических символов и командных слов на русском языке.
2. Максимально простой синтаксис, не требующий долговременного обучения, специальных навыков и знаний для освоения.
3. Расширяемость и широкие возможности по модификации функционала.
4. Возможность создания средств разработки для целевых предметно-ориентированных языков – интерактивных редакторов кода.
5. Возможность интеграции с разработанным фреймворком для описания модели данных на основе гиперграфов.

В качестве синтаксической основы создаваемых языков был выбран синтаксис языка Common Lisp, с некоторыми модификациями: максимальное исключение избыточных скобок, возможность использования дополнительных символов-разделителей аргументов команд, например, « $\Rightarrow$ », и др. Данный выбор позволяет создавать простые в освоении предметно-ориентированные языки, с возможностью органичного расширения функционала, с помощью добавления команд, макросов и аргументов команд, в том числе имеющих значения по умолчанию. Интеграция с фреймворком для описания модели данных на основе гиперграфов достигается посредством разработанного API-интерфейса.

Редакторы кода для создаваемых предметно-ориентированных языков предоставляют следующие возможности:

1. Стандартный функционал текстовых редакторов: выделение, копирование, вставка, вырезание фрагментов кода, отмена и возврат последних действий и др.
2. Группировка командных выражений языка и их представление в виде дерева, выполняющего информационную функцию, а также позволяющего добавлять шаблоны выбранных команд в редактор (а, рис. 3).
3. Настраиваемая подсветка синтаксиса созданного языка (б, рис. 3).
4. Панель со справочной информацией для выбранной команды (в, рис. 3).

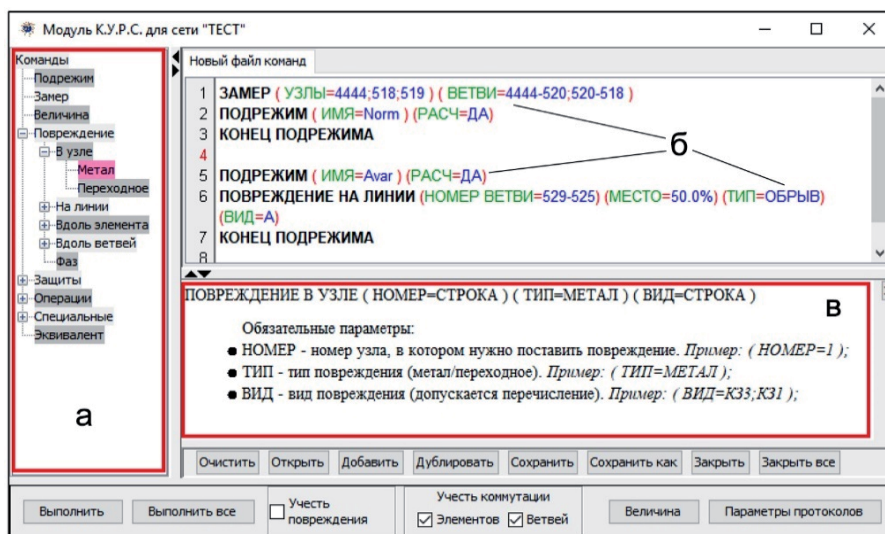


Рис. 3. Возможности векторного графического редактора: а – дерево команд, б – подсветка синтаксиса, в – панель со справочной информацией

Фреймворк для создания предметно-ориентированных языков ПВК «АРУ РЗА» позволяет создавать простые в освоении, максимально приближенные к натуральным, скриптовые языки, с широкими возможностями по добавлению и модификации команд и их аргументов, а также предоставляет средства для разработки программ на создаваемых языках.

Библиотека генерации результирующей документации

Формально конечным результатом выполнения проектных работ является – проектная документация, и ее создание занимает значительную долю в общих трудозатратах. При этом, если с одной стороны, формат документов и сам процесс их формирования для каждого конкретного случая, как правило, может быть формализован и автоматизирован, то с другой стороны, общее количество форматов и шаблонов по которым создаются конечные документы может достигать значительных величин, и требует создания гибких, настраиваемых инструментов для этого.

Решение задачи по созданию результирующих документов в ПВК «АРУ РЗА» достигается с помощью специально разработанной для этого библиотеки, имеющей следующие возможности:

1. Поддержка настраиваемых представлений для базовых типов данных языка Java, с возможностью расширения на пользовательские типы.
2. Создание промежуточной формы представления документа.
3. Возможность стилизации и шаблонирования содержимого документа.
4. Операции объединения и вложения для промежуточных форм.
5. Конвертация промежуточной формы документа в распространенные форматы документации, с возможностью расширения набора конвертеров. На текущий момент доступны конвертеры для форматов: HTML, DOCX, XLS, TXT.

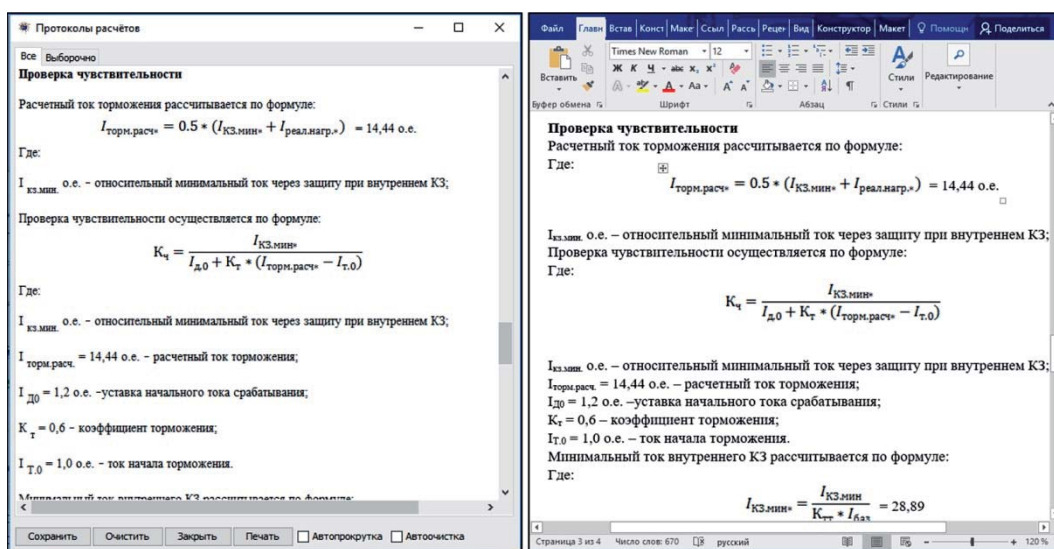


Рис. 4. Пример результирующего документа в окне протокола ПВК «АРУ РЗА» и результат его экспорта в формат DOCX, в окне © Microsoft Word

Совокупность реализованного функционала библиотеки генерации результирующей документации ПВК «АРУ РЗА» позволяет создавать весь требуемый спектр типов выходных документов, а также предоставляет широкие возможности для разработчиков по настройке и индивидуализации их стилей и шаблонов для конкретных заказчиков.

Заключение

Архитектура основных компонентов ПВК «АРУ РЗА» послужила базой для создания одноименного программно-вычислительного комплекса и в полной мере решает поставленные перед ней задачи:

1. Обеспечение возможности многолетней поддержки и развития достигается с помощью самостоятельной разработки и поддержки ключевых составляющих комплекса, слабой зависимости между компонентами, а также использования для внешних библиотек с открытым исходным кодом.
2. Возможность оперативной модернизации комплекса достигается с помощью гибкой архитектуры и полного контроля над ее составляющими.
3. Возможность решать поставленные прикладные задачи в полной мере, без необходимости использования других программных продуктов достигается с по-

мощью полного покрытия необходимой бизнес-логики компонентами комплекса, а также оперативной возможностью добавления компонент.

4. Возможность предоставлять заказчикам комплектации поставки с различными наборами функционала достигается с помощью модульной архитектуры, как самой платформы, так и построенных на ее базе приложений.

Вместе с активным развитием ПВК «АРУ РЗА» будут развиваться и его базовые функции, которые в будущем могут послужить основой для создания других систем автоматизированного проектирования для решения задач в сфере электроэнергетики, смежных или иных отраслях.

Список литературы

1. Абакумов С. А., Виштитбеев А. В., Гаязов С. Е., Марюшко Е. А., Саввин Д. Н. Методика автоматизированного расчета ударного тока короткого замыкания в ПВК «АРУ РЗА» для проверки электроэнергетического оборудования. //Релейная защита и автоматизация. – 2017. - №1. – С.48-51.
2. Абакумов С. А., Виштитбеев А. В., Гаязов С. Е., Саввин Д. Н., Жигалов Е. С., Николаев И. Г., Соколов Н. А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики. Версия 3.0 (ПВК АРУ РЗА 3.0) № 2017660072 от 14.09.2017».
3. Абакумов С. А., Виштитбеев А. В., Гаязов С. Е., Марюшко Е. А., Саввин Д. Н. Программно-вычислительный комплекс для расчета токов короткого замыкания и выбора уставок РЗА – ПВК АРУ РЗА // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. - № 2. – С.84–90.

Абакумов Сергей Александрович, главный инженер проектов, заместитель заведующего отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: AbakumovSA@nsk.so-ups.ru

Виштитбеев Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: VishtibeevAV@nsk.so-ups.ru

Гаязов Ставро Евгеньевич, инженер-программист отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: GayazovSE@nsk.so-ups.ru

Саввин Дмитрий Николаевич, инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: SavvinDN@nsk.so-ups.ru

Применение визуализации обратной матрицы Якоби и сингулярного анализа для определения сенсорных узлов в электроэнергетических системах

Рассмотрены три метода поиска сенсорных узлов в энергосистеме: экспериментальный метод (в ПК RastrWin), визуализация обратной матрицы Якоби и сингулярный анализ. Сделан вывод о наиболее эффективных экспериментах по определению чувствительных узлов электроэнергетических систем. Проведено сравнение результатов, полученных тремя методами.

Ключевые слова: матрица Якоби, визуализация, сингулярный анализ, сенсорные узлы.

Введение

Электроэнергетическая система (ЭЭС) непрерывно подвергается внешним и внутренним возмущениям, таким как изменение нагрузок, изменение состояния коммутационных аппаратов, изменение величины генерируемой активной и реактивной мощностей, короткие замыкания, аварийные отключения оборудования, работа защит, противоаварийной и режимной автоматик. Все эти возмущения вызывают изменение параметров режима: напряжений в узлах сети, перетоков мощностей в контролируемых сечениях и др. Изменение параметров зависит как от вида и величины воздействия, места его приложения (внешних факторов), так и от схемы и параметров элементов ЭЭС (внутренних факторов).

Опыт расчетов установившихся электрических режимов показывает, что, как всякая сложная система, ЭЭС неоднородна в части «жесткости» узлов и неравнопрочна. Примером проявления данных свойств может служить тот факт, что параметры режима некоторых элементов ЭЭС (узлов, связей) в среднем относительно сильнее реагируют на возмущения. Более того, возмущения, прикладываемые в разные места ЭЭС, вызывают заметную реакцию одних и тех же параметров режима: при разной локализации возмущений больше всего изменяются модули напряжения в одних и тех же узлах, перегружаются по току одни и те же сетевые элементы. Элементы схемы сети, параметры режима которых в большей степени изменяются при случайных изменениях в топологии схемы сети и нагрузок, были названы в [1] сенсорными.

В данной статье под сенсорными подразумеваются такие узлы, в которых при изменении режима работы энергосистемы наблюдаются максимальные отклонения модуля и фазы напряжения. Ранее в [2] рассматривалось ранжирование узлов по матрице узловых проводимостей. Для этого рассматривается разница между собственной проводимостью в узле Y_{ii} и суммой взаимных проводимостей Y_{ij} .

Неоднородность ЭЭС, приводящая к появлению сенсоров, определяется во многом схемой ЭЭС и ее параметрами, причем можно выделить такие элементы ЭЭС, изменение параметров которых в наибольшей степени влияет на величину реакции ЭЭС на возмущения. Такие элементы называются слабыми местами [3].

Цель нахождения сенсорных элементов – это определение в дальнейшем слабых мест ЭЭС. Эта информация может быть использована для определения необходимых видов, объемов и мест реализации управляющих воздействий ПА (ОГ, ОН и другие) для обеспечения устойчивости электростанции и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также определения мест размещения устройств ПА и др.

В настоящей статье рассмотрены три метода поиска сенсорных узлов:

- эксперимент в ПК RastrWin;
- визуализация обратной матрицы Якоби;
- сингулярный анализ.

Анализ обратной матрицы Якоби и сингулярный анализ ЭЭС позволяет на основе структуризации исходной схемы ЭЭС и ее параметров выявить статические свойства энергосистемы без проведения традиционных трудоемких расчетов режимов. Таким образом, применение анализа структуры ЭЭС позволяет значительно снизить объем вычислительной работы при исследовании ЭЭС.

В ходе работы определены сенсорные узлы в тестовой схеме тремя методами, сопоставлены полученные результаты и сделаны выводы о возможности применения различных методик для определения слабых мест энергосистемы.

1. Визуализация обратной матрицы Якоби

Как показано в [4], для выявления сенсорных узлов, параметры режима которых наиболее чувствительны к таким внешним возмущениям, как изменение активных ΔP и реактивных ΔQ нагрузок, может использоваться линеаризованное выражение:

$$\begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{pmatrix} = J^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}, \quad (1)$$

где $\Delta \delta$ и ΔU – изменения фаз и модулей напряжения; J – матрица Якоби, имеющая структуру:

$$J = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{pmatrix}, \quad (2)$$

где $\frac{\partial P}{\partial \delta}$, $\frac{\partial P}{\partial U}$, $\frac{\partial Q}{\partial \delta}$, $\frac{\partial Q}{\partial U}$ – соответствующие квадратные блоки-подматрицы частных производных активной и реактивной мощностей узла по углу и напряжению.

Элементы обратной матрицы Якоби $J^{-1} \begin{pmatrix} \frac{\partial \delta_i}{\partial P_j}, \frac{\partial \delta_i}{\partial Q_j}, \frac{\partial U_i}{\partial P_j}, \frac{\partial U_i}{\partial Q_j} \end{pmatrix}$ характеризуют

степень влияния активных и реактивных нагрузок в узле j на изменения фаз и модулей напряжений в узле i . Далее представлен анализ совпадения оценок сенсорных по изменению модулей напряжения узлов, полученных в результате анализа диагональных элементов матрицы J^{-1} и по результатам эксперимента в ПК RastrWin.

2. Сингулярный анализ

Как известно [5], арифметические значения квадратных корней из общих собственных значений λ действительных матриц $A^T A$ и $A A^T$ называются сингулярными числами матрицы A размерностью $k \times n$.

Для матрицы Якоби справедливо так называемое сингулярное разложение:

$$J = W \Sigma V^T = \sum_{i=1}^k w_i w_i v_i^T, \quad (3)$$

где $W = (w_1, w_2, \dots, w_k)$ и $V = (v_1, v_2, \dots, v_k)$ – ортогональные матрицы размером $(k \times k)$, их i -е столбцы являются соответственно i -м левым и i -м правым сингулярными векторами. Компоненты первых левого и правого сингулярных векторов могут быть использованы для определения узлов, изменение величин модулей или фаз напряжений в которых наибольшее при внешних возмущениях.

3. Сравнение методов оценки сенсорности узлов

Проанализируем, насколько данные о сенсорности узлов, полученные с помощью визуализации обратной матрицы Якоби, сингулярного анализа и эксперимента в ПК RastrWin, совпадают.

Рассмотрим энергосистему, состоящую из 13 узлов и содержащую 3 класса напряжений: 220 кВ, 500 кВ и 1150 кВ (рис. 1). В качестве базисного и балансирующего выбран узел 3.

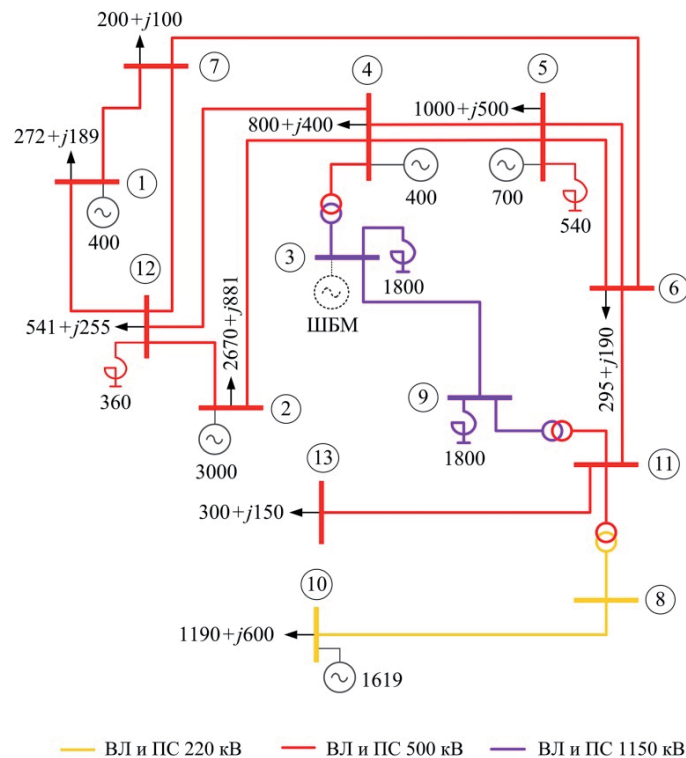


Рис. 1. Схема исследуемой сети

3.1. Эксперимент в ПК RastrWin

Определим наиболее чувствительные (сенсорные) к изменению модулей и фаз напряжения узлы в рассматриваемой схеме сети (см. рис. 1). Для этого увеличим активную мощность нагрузки во всех узлах сначала на 20 МВт, а потом на 40 МВт относительно исходного режима и сравним, как в разных узлах при этом изменятся модули и фазы напряжений (рис. 2 и 4). Построим аналогичные зависимости при увеличении реактивной мощности нагрузки во всех узлах сначала на 20 Мвар, а потом на 40 Мвар относительно исходного режима (рис. 3 и 5).

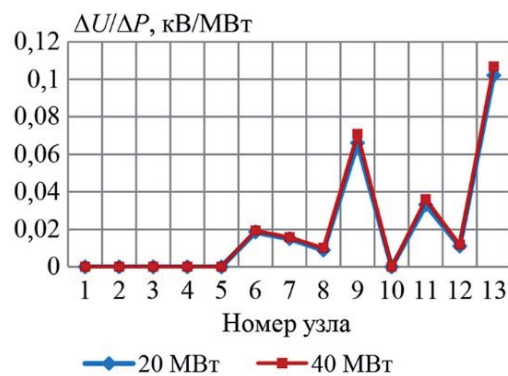


Рис. 2. Отношение изменения модуля напряжения к изменению (увеличению) активной мощности нагрузки в узлах на 20 и 40 МВт

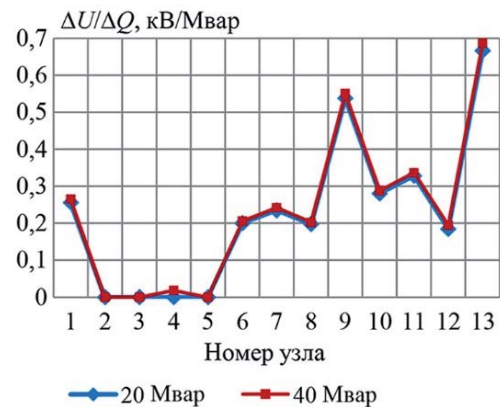


Рис. 3. Отношение изменения модуля напряжения к изменению (увеличению) реактивной мощности нагрузки в узлах на 20 и 40 Мвар

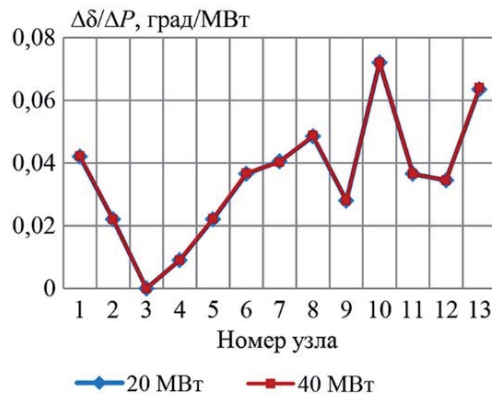


Рис. 4. Отношение изменения фазы напряжения к изменению (увеличению) активной мощности нагрузки в узлах на 20 и 40 МВт

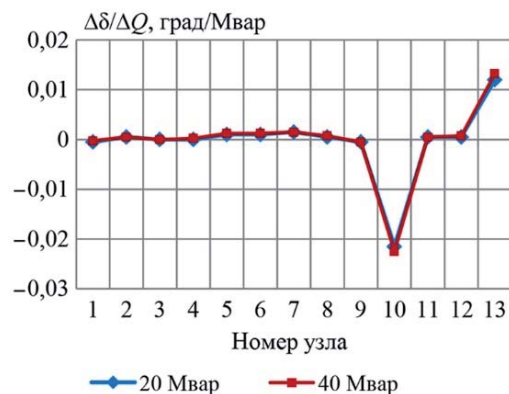


Рис. 5. Отношение изменения фазы напряжения к изменению (увеличению) реактивной мощности нагрузки в узлах на 20 и 40 Мвар

Как видно из рис. 2–5 наиболее чувствительными к изменению модуля напряжения являются узлы 9 и 13; к изменению фазы напряжения – узлы 10 и 13. Сводный анализ результатов приведен в табл. 1.

3.2. Визуализация

Визуализация обратной матрицы Якоби заключается в графическом представлении ее элементов. Для такого представления по оси абсцисс откладываются номера узлов, а по оси ординат – масштабированные абсолютные значения элементов столбцов матрицы. Масштабирование элементов матрицы осуществляется делением всех ее элементов на модуль максимального элемента.

Определим матрицу Якоби для выбранной схемы и построим гистограммы диагональных элементов четырех квадратных блоков-подматриц $\left(\frac{\partial \delta}{\partial P}, \frac{\partial \delta}{\partial Q}, \frac{\partial U}{\partial P}, \frac{\partial U}{\partial Q} \right)$ обратной матрицы Якоби (рис. 6–9). Так как строка и столбец, соответствующие базисному узлу (узел 3), удаляются из матрицы Якоби, то начиная с него нумерация узлов на рисунках сдвинута на 1 узел назад (например, узел 5 теперь стал узлом 4).

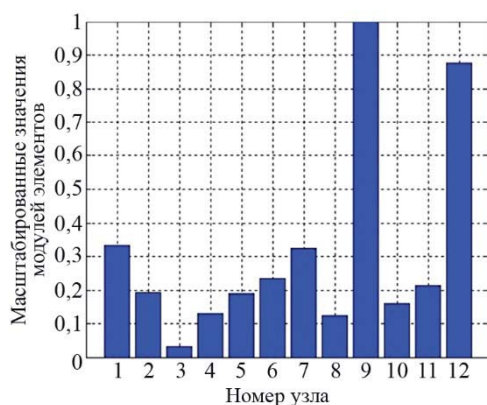


Рис. 6. Визуализация диагональных элементов блока $d\delta/dP$

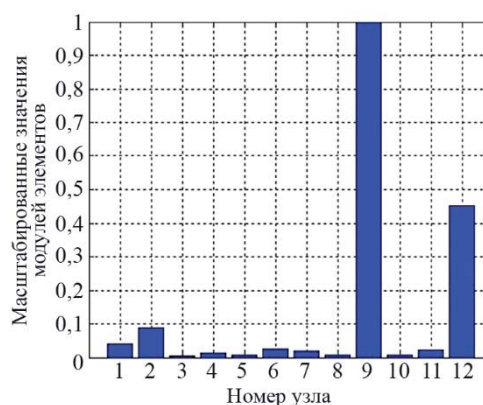


Рис. 7. Визуализация диагональных элементов блока $d\delta/dQ$

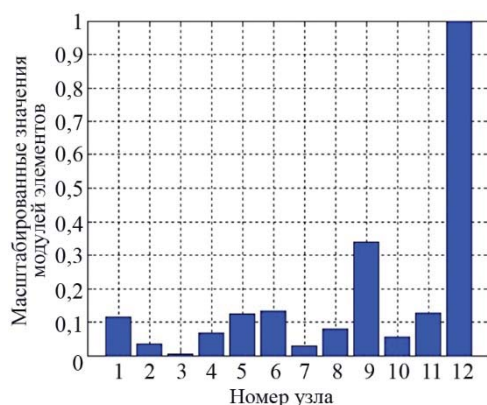


Рис. 8. Визуализация диагональных элементов блока dU/dP

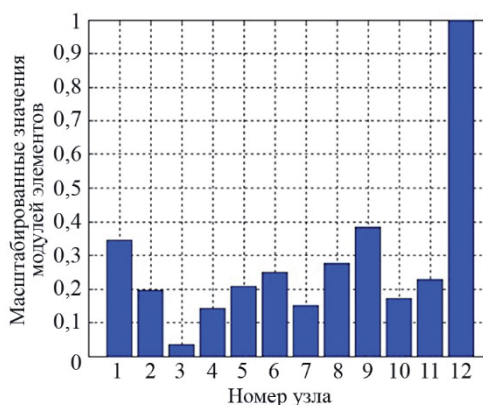


Рис. 9. Визуализация диагональных элементов блока dU/dQ

Для выделения узлов, сенсорных по фазам (модулям) напряжения, используется графическое представление столбцов первого и второго (третьего и четвертого) блоков матрицы. Сенсорным узлам соответствуют максимальные ординаты указанных графиков.

Как видно из рис. 6–9 наиболее чувствительными к изменению модуля напряжения являются узлы 10 и 13; к изменению фазы напряжения – узлы 10 и 13. Сводный анализ результатов приведен в табл. 1.

3.3. Сингулярный анализ

Определим и нанесем на график значения соответствующих фазам и модулям напряжений произведений компонент первых левого и правого сингулярных векторов, а также самих компонент этих векторов (рис. 10 и 11).

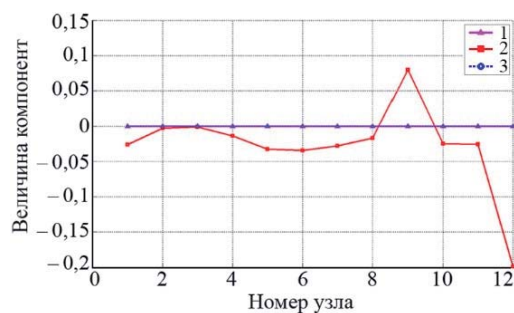


Рис. 10. Значения соответствующих фазам узловых напряжений произведений компонент первых левого и правого сингулярных векторов (1), а также компонент первого правого (2) и первого левого (3) сингулярных векторов

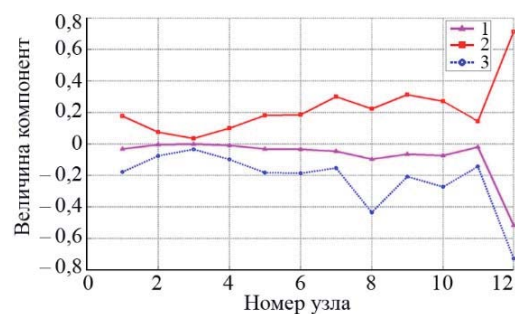


Рис. 11. Значения соответствующих модулям узловых напряжений произведений компонент первых левого и правого сингулярных векторов (1), а также компонент первого правого (2) и первого левого (3) сингулярных векторов

Как видно из рис. 10 и 11 наиболее чувствительными к изменению модуля напряжения являются узлы 9 и 13; к изменению фазы напряжения – узлы 10 и 13. Сводный анализ результатов приведен в табл. 1.

Таблица 1

Сопоставление результатов

Номер узла	Эксперимент в ПК RastrWin				Визуализация обратной матрицы Якоби	Сингулярный анализ
	$\Delta U/\Delta P$	$\Delta U/\Delta Q$	$\Delta \delta/\Delta P$	$\Delta \delta/\Delta Q$		
1		(+)	(+)		(+)	(+)
2			(+)		(+)	(+)
5			(+)		(+)	(+)
6	(+)	(+)	(+)		(+)	(+)
7	(+)	(+)	(+)		(+)	(+)
8	(+)	(+)	(+)		(+)	(+)
9	+	+	(+)		(+)	+
10		(+)	+	+	+	+
11	(+)	(+)	(+)		(+)	(+)
12	(+)	(+)	(+)		(+)	(+)
13	+	+	+	+	+	+

3.4. Сопоставление результатов

Рассмотрены три метода поиска сенсорных узлов в энергосистеме: эксперимент в ПК RastrWin, визуализация обратной матрицы Якоби и сингулярный анализ. Анализ результатов, полученных разными методами, представлен в табл. 1 (плюсом отмечены сенсорные узлы первого порядка (наиболее чувствительные), плюсом в скобках – второго).

Как видно из табл. 1, наиболее информативными экспериментами являются определения изменений фаз напряжений в узлах при изменении активной мощности нагрузок и изменений напряжений в узлах при изменении реактивной мощности нагрузок. При этом сенсоры первого и второго порядка, определенные экспериментально, полностью совпали с определенными с помощью сингулярного анализа. Результат визуализации обратной матрицы Якоби отличается от двух предыдущих методов всего одним узлом.

Заключение

Рассмотрены три метода определения сенсорных узлов в схеме сети, состоящей из 13 узлов:

- эксперимент в ПК RastrWin;
- визуализация обратной матрицы Якоби;
- сингулярный анализ.

Наиболее информативными экспериментами являются определения изменений фаз напряжений в узлах при изменении активной мощности нагрузок и изменений напряжений в узлах при изменении реактивной мощности нагрузок. При этом сенсоры первого и второго порядка, определенные экспериментально, полностью совпали с определенными с помощью сингулярного анализа. Результат визуализации обратной матрицы Якоби незначительно отличается от результатов эксперимента и сингулярного анализа.

Таким образом, показано, что методы анализа обратной матрицы Якоби и сингулярного анализа, которые не требуют перебора огромного числа вариантов сценариев внешних воздействий, допустимо применять для определения сенсорных узлов ЭЭС, что позволяет резко ускорить вычислительные процедуры.

Наличие информации о том, какие параметры режима ЭЭС сильнее всего реагируют на внешние возмущения и какие элементы схемы ЭЭС являются слабыми местами, т. е. служат причиной повышенной чувствительности (реакции) ЭЭС к внешним возмущениям, позволяет целенаправленно улучшать свойства энергосистемы при ее развитии, учитывать эти свойства при эксплуатации, облегчать моделирование и анализ исследуемой ЭЭС.

Список использованной литературы

1. Гамм А. З., Голуб И. И. Обнаружение слабых мест в электроэнергетической системе // Известия РАН. Энергетика, 1993, № 3. – С. 83–92.
2. Лозинова Н. Г., Сулова О. В., Фролов О. В., Чемборисова Н. Ш. Анализ параметров сети для определения мест расстановки устройств ограничения токов

- трехфазного короткого замыкания // Известия НИИ постоянного тока, 2008, № 63. – С. 79–84.
3. *Агарков О. А., Войтов О. Н., Воронай Н. И., Гамм А. З., Голуб И. И.* Два подхода к анализу слабых мест электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 1992, № 6. – С. 21–30.
 4. *Войтов О. Н., Воронай Н. И., Гамм А. З., Голуб И. И., Ефимов Д. Н.* Анализ неоднородностей электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 236 с.
 5. *Agarkov O. A., Voropai N. I., Abramenkova N. A., Zaslavskaya T. B.* Structural analysis in power system stability studies // Proc. 10th PSCC, Graz, Austria, Aug. 30 – Sept. 3, 1990. – P. 152–159.

Белов Евгений Игоревич, главный специалист отдела технических условий и перспективного развития службы перспективного развития филиала Системного оператора Единой энергетической системы «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Северо-Запада» (филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада).

E-mail: belov-ei@odusz.so-ups.ru

Латманизова Юлия Николаевна, младший научный сотрудник лаборатории локальных комплексов ПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: latmanizova@ntcees.ru

Сорокин Евгений Владимирович, канд. техн. наук, заместитель заведующего отделом противоаварийной автоматики, заведующий лабораторией локальных комплексов ПА Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sorokin_e@ntcees.ru

Метод сжатия данных результатов расчета электромеханических переходных процессов

Для выполнения качественного анализа результатов расчета электромеханических переходных процессов необходим достаточный объем результатов, свободный от погрешностей, не связанных непосредственно с алгоритмом расчета. При значительной размерности модели, большой длительности выполняемых расчетов и высоких требованиях к их точности объем результатов может достигать величин, многократно превышающих объем исходных данных. Так как расчеты переходных процессов проводятся, как правило, для множества вариантов модели, хранение результатов, ввиду больших объемов, может быть затруднено даже с учетом возможностей современных компьютерных систем.

Предложен метод сжатия результатов расчета, позволяющий полностью сохранить их исходные характеристики при уменьшении объема до 40% от исходного при минимальных вычислительных затратах.

Ключевые слова: электромеханические переходные процессы, динамическая устойчивость, алгоритм сжатия данных без потерь, предиктивное сжатие данных, сжатие массивов чисел с двойной точностью.

Введение

В современной инженерной практике моделирования электроэнергетических систем (ЭЭС) методы расчета электромеханических переходных процессов (ЭМПП) наиболее востребованы в двух областях: технологические расчеты и противоаварийное управление (ПАУ). В последнем случае в качестве результата расчета достаточно получить ответ на вопрос: устойчив или не устойчив динамический переход при заданных исходном электроэнергетическом режиме и рассматриваемом возмущении? Для контроля устойчивости используются формальные критерии, такие, например, как разности углов по связям, взаимные углы генераторов и углы генераторов относительно центра инерции, отклонение частоты вращения, знак декремента затухания и другие. Использование формальных критериев дает возможность зафиксировать факт потери устойчивости и локализовать соответствующий элемент модели. Но для выявления причины потери устойчивости и анализа поведения оборудования ЭЭС в моделируемой ситуации требуется детальный анализ результатов расчета с участием технолога. Как правило, такой анализ проводится, в том числе, и при настройке модели ЭЭС, используемой в ПАУ. Таким образом, при расчетах ЭМПП вне зависимости от области применения, по крайней мере опционально, необходима возможность получения полного набора результатов расчета.

В качестве полного набора результатов можно рассматривать такое множество зависимостей параметров модели от времени, которое позволяет восстановить процесс расчета в любой точке времени в диапазоне $t \in [0; T_{\text{расч}}]$, где $T_{\text{расч}}$ – заданная длительность расчета для исходных данных, соответствующих начальным условиям при $t = 0$. Соответственно, в полный набор результатов расчета входят зависимости от времени всех переменных состояния, а также та часть исходных данных,

которые могут изменяться в процессе расчета. Например, в процессе расчета ЭМПП обычно не сохраняются результаты вычисления перетоков мощности и токов по связям, так как их легко восстановить по известным из расчета зависимостям модулей и углов инцидентных узлов и параметрам схемы замещения. Однако в процессе расчета параметры схемы замещения могут изменяться ввиду необходимости моделирования коммутаций связей, изменения коэффициентов трансформации и т. п. Параметры схемы замещения формально не относятся к переменным состояниям, но для корректного восстановления расчетного потокораспределения необходима информация об их изменении во времени. Поэтому все требуемые для восстановления результатов расчета переменные в дальнейшем будут условно объединены в класс переменных состояний.

Полный набор результатов расчета может иметь существенный объем, основной составляющей которого являются данные о зависимостях переменных состояний от времени. В табл. 1 приведен состав переменных состояний по основным элементам расчетной модели ЭМПП, примененной в составе действующей в одном из диспетчерских управлений ЕЭС России системы ПАУ для мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ).

Таблица 1

**Состав переменных состояний для наиболее распространенных моделей,
применяемых в расчетах ЭМПП**

Модель элемента	Описание переменных	Количество переменных
Узел	Модуль и угол напряжения, скольжение вектора напряжения с учетом сглаживания	4
Нагрузка	Активная и реактивная мощности	2
Генератор в форме ЭДС с одним контуром	Активная и реактивная мощности, напряжения и токи по осям d и q , механический угол, скольжение, модули переходной ЭДС и ЭДС возбуждения	10
Возбудитель	Напряжение на выходе с учетом и без учета зависимости от напряжения на шинах генератора, сигнал на выходе сумматора	3
АРВ сильного действия	Напряжение возбуждения, производные скольжения, напряжения и тока возбуждения генератора с учетом сглаживания, сигнал на выходе сумматора, сглаженный сигнал скольжения	12
Форсировка возбуждения	Сигналы положений реле форсировки и расфорсировки, сигналы триггеров форсировки и расфорсировки, напряжение форсировки	7

Несмотря на то что в указанной модели применены не самые детальные модели элементов, с учетом размерности в итоге модель насчитывает 6624 переменных состояния. Если потребуется выполнить на данной модели расчет ЭМПП длительностью 60 с, то при выборе шага 0,01 с объем полного набора результатов составит 303,2 Мб при использовании для представления вещественных чисел с двойной точностью. С учетом того, что расчеты ЭМПП, как правило, выполняются сериями,

для хранения их результатов может потребоваться значительный даже по современным меркам объем. Безусловно, в процессе расчета ЭМПП можно ограничиться сохранением только выбранного подмножества результатов, но в этом случае при необходимости дополнительного анализа потребуется задать новое подмножество результатов и повторить расчеты. Поэтому сохранение полного набора результатов является предпочтительным при проведении глубокого анализа ЭМПП.

Объем полного набора результатов зависит от размерности модели, заданных допустимой погрешности и длительности расчета, а также характера переходного процесса. Значения переменных состояния рассчитываются на каждом шаге интегрирования системы дифференциально-алгебраических уравнений ЭМПП h , но сохраняются, обычно, с шагом вывода H_p , $H_p \gg h_{\min}$, где $h_{\min}$ – минимальный шаг интегрирования. Такая мера, в основном, предназначена для сокращения избыточного объема результатов расчета. Если метод интегрирования работает с шагом $h < H_p$, то промежуточные расчеты внутри $[t; t + H_p]$ не сохраняются, за исключением моментов времени, в которые модель претерпевает дискретные изменения. В качестве примеров дискретных изменений можно привести коммутации в сети или фиксации ограничений оборудования. В такие моменты времени в результатах сохраняются точки до дискретного изменения t_d^- и после дискретного изменения t_d^+ , причем $0 < t_d^+ - t_d^- < h_{\min}$. Такой формат сохранения результатов позволяет качественно анализировать работу дискретных элементов модели, например – форсировок, ограничителей возбуждения, компонентов устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики и др. Таким образом, объем результатов расчета также зависит от частоты дискретных изменений в модели.

В случае, если переходный процесс быстро затухает, колебания амплитуд переменных состояния снижаются, за счет чего растет качество экстраполяции метода интегрирования и появляется возможность увеличивать шаг h при сохранении заданной допустимой локальной погрешности интегрирования. Если h превышает H_p , результаты сохраняются с шагом h . Возможен вариант сохранения, при котором результаты расчета приводятся к регулярной сетке с шагом H_p . На практике такой вариант применяется редко, так как не дает значимых преимуществ для анализа результатов, но требует дополнительного объема для хранения результатов и затрат на интерполяцию в промежуточных узлах сетки сохранения результатов. Если ЭМПП затухает медленно или не затухает вообще, шаг метода интегрирования обычно не достигает H_p и результаты расчета такого ЭМПП могут занимать значительно больший объем по сравнению с результатами расчета затухающего процесса.

При увеличении заданной допустимой погрешности метода интегрирования шаг интегрирования также увеличивается, в лучшем случае в соответствии с порядком метода, и объем результатов расчета, соответственно, снижается. Однако увеличение локальной допустимой погрешности может приводить к заметному искажению результатов расчета, особенно за счет роста погрешности по фазе и по времени обработки дискретных изменений модели. Поэтому такая мера не может считаться адекватной для снижения объема результатов расчета.

1. Характеристики данных результатов расчета ЭМПП и анализ универсальных алгоритмов сжатия

Приведенный выше обзор показывает, что, используя перечисленные приемы, объем результатов расчета невозможно уменьшить без потери качества анализа. Однако возможен иной подход к уменьшению объема результатов с использованием сжатия данных. Рассмотрим особенности результатов расчета как набора данных, а также требования, которым должен удовлетворять метод их сжатия.

1. Результаты расчета представляют собой последовательности значений зависимостей от времени. В подавляющем большинстве эти значения приближают с заданной при интегрировании погрешностью кусочно-гладкие функции, которые являются решением системы дифференциально-алгебраических уравнений. Таким образом, разность последовательных во времени значений обычно невелика, что дает возможность предположить высокую избыточность данных результатов расчета.

2. Значения всех зависимостей привязаны к общему множеству значений времени. Это позволяет сохранять множество значений времени для всех зависимостей в единственном экземпляре.

3. Некоторые переменные состояния ЭМПП изменяются дискретно и на продолжительных интервалах времени принимают фиксированные значения. Сходные свойства присущи и переменным состояниям, для которых заданы ограничения. В общем случае в данной ситуации значение переменной состояния колеблется в окрестности некоторой константы в пределах заданной допустимой локальной погрешности метода интегрирования.

4. Для затухающего ЭМПП для всех переменных состояния после интегрирования некоторого времени характерно поведение, описанное в предыдущем пункте.

5. Возможны разрывы зависимостей переменных состояния от времени, соответствующих дискретным изменениям модели, но их количество на интервале $[0; T_{\text{расч}}]$ относительно невелико.

При необходимости использовать в программном продукте функции сжатия данных, разработчикам доступны готовые библиотеки, как коммерческие, так и свободно распространяемые. Алгоритмы, используемые в этих библиотеках, в основном, являются универсальными, т. е. не используют в работе сведения об особенностях обрабатываемых данных. Наиболее распространенные алгоритмы сжатия построены на устранении избыточности данных за счет поиска и исключения повторяющихся последовательностей [1, 2]. Существуют алгоритмы, позволяющие выполнить обратимое упорядочение данных таким образом, чтобы они могли быть эффективно сжаты более простыми алгоритмами [3]. Такие алгоритмы предполагают, что обрабатываемые данные доступны либо целиком, либо в виде последовательности блоков большого размера. Для повышения эффективности сжатия часто используются словари, в которые входят наиболее часто встречающиеся последовательности. Для использования словаря при сжатии и восстановлении данных необходим значительный объем памяти. Очевидно, что чем больше размер словаря, тем лучший коэффициент сжатия может получить универсальный алгоритм.

Рассмотренные выше особенности результатов расчета ЭМПП затрудняют использование универсальных алгоритмов для их сжатия. В табл. 2 приведены основ-

ные особенности результатов расчета, особенности универсальных алгоритмов сжатия и возможные способы использования универсальных алгоритмов для сжатия результатов расчета.

Таблица 2

Особенности результатов расчета ЭМПП и универсальных алгоритмов сжатия

Особенность результатов расчета	Особенность универсального алгоритма	Способ согласования особенностей
Доступны в виде последовательности срезов по мере выполнения расчета	Требует доступа ко всем данным или к последовательности их больших блоков	Необходим промежуточный буфер большого объема для накопления результатов расчета и последующего сжатия
При анализе необходим доступ к wybranым зависимостям	Восстанавливает сжатые данные полностью, без возможности выбора необходимых данных	При анализе данных требуется восстановить существенно больший объем результатов, чем тот, который выбран для просмотра

Возможен вариант сохранения результатов, при котором каждая зависимость переменной состояния сжимается универсальным алгоритмом индивидуально. Но такой вариант потребует организовать для каждой переменной экземпляр алгоритма с индивидуальными служебными данными (в том числе – словарем). Для упомянутого выше вероятного количества переменных состояния (до сотен тысяч), такой вариант потребует неприемлемого объема памяти.

Существуют алгоритмы сжатия, специально спроектированные для обработки данных определенной физической природы. К их числу, например, относятся алгоритмы сжатия аудиоданных [4]. Такие алгоритмы могли бы быть применены для сжатия результатов расчета, так как учитывают большинство их свойств, но, как правило, алгоритмы для сжатия аудиоданных рассчитаны на фиксированную частоту дискретизации, в то время как результаты расчета могут сохраняться с произвольным шагом. Кроме того, для аудиоданных чаще всего используют представление отсчетов в целых числах, что не обеспечивает необходимого диапазона значений для результатов расчета. И наконец, эффективность сжатия чаще всего обеспечивается за счет достаточно высоких вычислительных затрат. Например, к блоку данных может быть применено несколько вариантов алгоритма сжатия, и в качестве результата будет выбран тот, который будет иметь наименьший объем.

Нельзя исключать из рассмотрения и такую характеристику алгоритмов сжатия, как производительность. Если алгоритм используется в составе специализированной программы, например, программы архивации, его реализация может использовать все вычислительные ресурсы для сокращения времени обработки. При расчете ЭМПП вычислительные ресурсы в основном заняты алгоритмом интегрирования, а сохранение результатов расчета является лишь вспомогательной функцией. Поэтому алгоритм сжатия результатов расчета должен использовать только часть вычислительных ресурсов при сохранении коэффициента сжатия. В частности, при работе на системе с несколькими ядрами процессора предпочтительно задействовать одно ядро для сжатия и сохранения результатов расчета, используя остальные

для алгоритма расчета. При достаточной производительности алгоритма сжатия возможна параллельная работа двух алгоритмов с минимальными издержками на взаимную блокировку, которая требуется для использования разделяемых ресурсов.

2. Алгоритм сжатия результатов расчета ЭМПП

Кроме рассмотренных универсальных и ориентированных на медиаданные алгоритмов сжатия существует класс алгоритмов, предназначенных для сжатия данных в процессе расчета на мультипроцессорных системах. При выполнении расчетов на таких системах, как правило, необходим интенсивный обмен данными между вычислительными узлами. Если пропускная способность коммуникаций между вычислительными узлами ограничена, использование сжатия позволяет значительно увеличить эффективную скорость обмена данными за счет небольших дополнительных расходов. Такого рода алгоритмы предполагают, что обрабатываемые данные имеют определенные свойства, и позволяют их использовать. В частности, предполагается, что данные представляют собой массив вещественных чисел с определенной точностью (32 для одинарной и 64 бита для двойной точности). В этом случае может быть применена специальная схема кодирования таких чисел. Вещественные числа представляются в соответствии со стандартом IEEE-754. Рассмотрим представление вещественного числа с двойной точностью, требующее для хранения 64 бита (табл. 3).

Таблица 3

Формат вещественного числа с двойной точностью по стандарту IEEE-745

Биты	63	62	52	51	0
Назначение	+/-	Экспонента		Мантисса	

Предположим, что имеются вещественные числа двойной точности a и b , причем b незначительно отличается от числа a . Если представить числа a и b в формате IEEE-754, большая часть битов мантиссы, биты знака и порядка совпадут. При выполнении битовой операции исключающего ИЛИ результат $c = a \oplus b$ будет содержать последовательность ненулевых битов в младших разрядах представления. Количество ненулевых битов будет тем меньше, чем ближе число a к числу b . Если выполнить подсчет количества нулевых битов в старших разрядах числа, то представление c можно сократить, используя следующую схему кодирования:

$$\boxed{Z_B} \quad \boxed{C_B}$$

Z_B – количество нулевых последовательностей по 4 бита; C_B – последовательность ненулевых бит. Для хранения Z_B достаточно 4 бит. Для хранения C_B необходимо $64 - Z_B * 4$ бит. При восстановлении исходного числа a используется свойство обратимости операции исключающего ИЛИ. Закодированное представление c преобразуется к исходной разрядной сетке вещественного числа. Исключающее ИЛИ $c \oplus b$ дает a . Сжатие осуществляется без потерь.

Рассмотрим пример сжатия числа двойной точности $a \approx \pi$, заданного до 16 значащего разряда. Пусть $b \approx \pi$ с точностью до 10 разряда.

Представления a и b в формате IEEE-754 следующие:

a	01000000000010010010000111111011010101000100010000101110100011000
b	010000000000010010010000111111011010101000100000100010111101000100

Результат операции исключающего ИЛИ $c = a \oplus b$:

[illegible]

В s 45 старших нулевых битов, $Z_R = 11$. Сжатая форма s будет иметь вид.

Z_B	C_B
1011	01010011101001011100

Для представления a требуется 24 бита вместо 64. Коэффициент сжатия K_c равен: $K_c = 24/64 = 0,375$. Операция восстановления a осуществляется в обратном порядке.

Приведенная схема сжатия вещественных чисел пригодна и для обработки последовательности чисел a_i , если возможно сгенерировать последовательность достаточно близких чисел b_i . Можно предположить, что существует некоторая функция $f(t_i)$, значения которой достаточно близки к значениям результатов в точках t_i , рассчитываемых при моделировании ЭМПП. В работе [5] такая функция обозначена как предиктор и построена на алгоритме предсказания DFCM, используемом, в частности, в микропрограммах процессоров для предсказания операций с кэш-памятью. Данный алгоритм использует хэш-таблицу разностей предыдущих значений обрабатываемых данных. При достаточной глубине хэш-таблицы алгоритм способен достаточно точно предсказывать повторяющиеся последовательности данных. Схемы алгоритмов сжатия и восстановления последовательности данных при использовании предиктора показаны на рис. 1 и 2 соответственно.

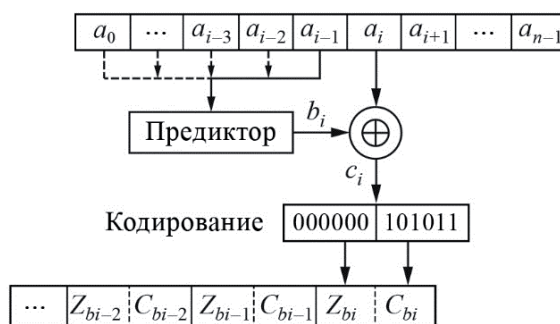


Рис. 1. Схема работы алгоритма сжатия данных

Для сжатия текущего числа a_i в последовательности $a_i = a(t_i)$ предиктор генерирует b_i , с которым выполняется $c_i = a_i \oplus b_i$. После подсчета количества нулевых старших битов формируется сжатая форма c_i , включающая Z_{b_i} и C_{b_i} . Предиктор обновляется числом a_i .

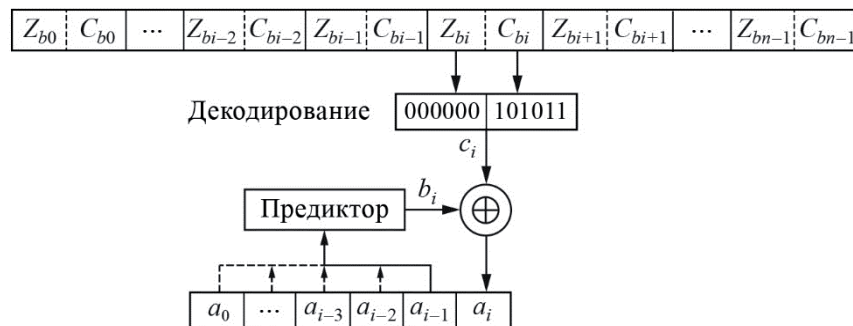


Рис. 2. Схема работы алгоритма восстановления данных

Для восстановления a_i сжатая форма c_i разворачивается в разрядную сетку вещественного числа с двойной точностью. Предиктор генерирует b_i , и операция $a_i = c_i \oplus b_i$ формирует a_i . Предиктор обновляется числом a_i . При сжатии и восстановлении данных предиктор генерирует одинаковые последовательности b , так как использует одни и те же данные a .

Чем более близкие b_i к исходным значениям a_i дает функция предиктора, тем лучший коэффициент сжатия возможно получить. Поэтому функция предиктора должна максимально использовать особенности обрабатываемых данных. Предиктор на основе хэш-таблицы можно считать универсальным. Он настраивается на обрабатываемую последовательность автоматически и, если в данных можно выделить период, обеспечивает высокую точность прогноза. Однако с использованием хэш-таблицы связан главный недостаток такого предиктора, так как для ее хранения требуется память (порядка 16 Мб для оптимального качества прогнозирования при $T_{\text{расч}} > 60$ с). В рассматриваемой задаче сохранения результатов расчета ЭМПП для каждой переменной состояния должна быть создана индивидуальная хэш-таблица.

Учитывая, что результаты расчета в основном представляют собой кусочно-гладкие функции, в качестве предиктора может быть применена экстраполяция по Лагранжу:

$$b_i = b(t_i) = \sum_{m=1}^{n_P+1} a(t_{i-m}) l_m(t_i); \quad (1)$$

$$l_m(t_i) = \prod_{k=1, k \neq m}^{n_P+1} \frac{t_i - t_{i-k}}{t_{i-m} - t_{i-k}}, \quad (2)$$

где n_P – порядок полинома, который соответствует порядку предиктора. Следует отметить, что полином Лагранжа не требует того, чтобы точки t_i были расположены равномерно в интервале интерполяции.

Полиномиальная интерполяция используется в предикторе метода интегрирования системы уравнений ЭМПП при расчете. Для работы такого предиктора достаточно иметь вектор предшествующих текущему значений с глубиной, равной порядку предиктора. При необходимости порядок может быть изменен практически без дополнительных затрат. Увеличение порядка предиктора позволяет улучшить качество прогнозирования для функций с компонентами высоких порядков.

Учитывая, также, что все значения результатов расчета отнесены к общим значениям времени, базисные полиномы (2) могут быть вычислены один раз для всех переменных состояния, сохраняемых на текущем шаге t_i . Таким образом, для результатов расчета оптимален выбор предиктора с экстраполяцией по Лагранжу, требующий пренебрежимо малого объема памяти и дающий возможность исключить избыточные вычисления.

Порядок полинома предиктора может изменяться от нуля до некоторого $n_{p\max}$. Для первого шага интегрирования ЭМПП в качестве значения предиктора используется значение начальных условий. Следующий шаг дает линейную экстраполяцию и так далее. Опытным путем установлено, что наилучший коэффициент сжатия результатов расчета дает значение $n_{p\max} = 4$. Дальнейшее увеличение порядка ухудшает качество прогноза. Предположительно причиной этого является феномен Рунге, так как большая часть результатов сохраняется с шагом h_p , т. е. на сетке с равноотстоящими узлами.

Как было отмечено выше, для дискретных изменений сохраняются точки времени t_d^- и t_d^+ . Так как $t_d^- \neq t_d^+$, предложенный метод сжатия сохраняет работоспособность, но в моменты дискретных изменений может резко ухудшать коэффициент сжатия, так как функция претерпевает разрыв и полиномиальная экстраполяция не может дать качественный прогноз. В моменты дискретных изменений интегрирование останавливается и выполняется расчет новых начальных условий для t_d^+ , после чего интегрирование возобновляется. Порядок предиктора после расчета новых начальных условий сбрасывается в нулевое значение и увеличивается до $n_{p\max}$ по мере накопления новых результатов интегрирования. Такой подход к обработке дискретных изменений позволяет сохранить приемлемый коэффициент сжатия, так как учитывает разрыв функции результата расчета.

При точном совпадении прогноза и сохраняемого значения результата расчета схема кодирования позволяет сократить представление до 1 байта – F0 (в шестнадцатеричной системе), при этом $K_c = 1/8 = 0,125$. Такая точность прогноза маловероятна для параметров, изменяющихся во времени, но для кусочно-постоянных параметров, таких как выходы дискретных элементов, или параметров, находящихся на ограничениях – легко достижима. С учетом того, что интервалы времени, на протяжении которых значения таких параметров не изменяются, могут быть продолжительными, дополнительно улучшить коэффициент сжатия удастся за счет применения кодирования длин серий (*RLE – Run Length Encoding*). Перед сохранением результаты, сжатые предложенным методом, накапливаются в буфере фиксированного размера со счетчиком повторов. В случае, если буфер не пуст и значение текущего результата расчета совпадает с предыдущим, текущее значение не записывается в буфер, но вместо этого увеличивается на единицу счетчик повторов. Таким образом, серия из повторяющихся последовательных значений кодируется данным значением и количеством его повторов. Если счетчик повторов имеет ненулевое значение, но предыдущее и текущее значения результата расчетов не совпадают, содержимое буфера сохраняется в файл, после чего размер буфера и счетчик повторов сбрасываются в нулевые значения.

Результаты расчета при использовании дополнительного кодирования длин серий записываются в виде блоков. Блок помечается счетчиком повторов. Если счетчик повторов имеет нулевое значение – блок содержит неповторяющиеся данные, сжатые предложенным методом. В противном случае блок содержит серию повторяющихся значений, которые можно восстановить декодированием единственного значения и его последовательным копированием. Размер буфера в пределах 50–100 отсчетов не приводит к существенному расходу памяти, но позволяет укрупнить операции файлового ввода/вывода, что повышает скорость записи при сохранении результатов и скорость доступа при чтении и восстановлении результатов для просмотра и анализа. Операции файлового ввода/вывода как при чтении, так и при записи осуществляются последовательно, что соответствует оптимальному способу доступа к данным в файлах.

Предложенный метод сжатия данных обеспечивает их полное восстановление, т. е. является методом сжатия без потерь. Это свойство алгоритма является весьма ценным, но для задачи сохранения результатов расчета ЭМПП избыточно. Расчет ЭМПП ведется с конечной точностью, определяемой параметрами метода интегрирования. Как правило, для контроля локальной погрешности метода интегрирования типа предиктор-корректор по переменной состояния y_i используется выражение:

$$d_i = C \frac{e_i}{|y_i|Rtol + Atol} \leq 1, \quad (3)$$

где e_i – невязка уравнения корректора по переменной y_i ; C – константа метода интегрирования; $Rtol$ – допустимая относительная погрешность; $Atol$ – допустимая абсолютная погрешность.

Очевидно, что ограничение точности при сохранении результатов расчета до значения $Atol$ не приведет к ухудшению качества анализа ЭМПП. Поэтому в методе сжатия можно применить предварительный фильтр, который сводится к округлению результата расчета до $Atol$. Фильтрация сама по себе не дает сжатия, но позволяет получать результат в виде кусочно-постоянной функции и использовать кодирование длинами серий для интервалов, в которых изменение значения результата не превышает $Atol$. Фильтрация не вносит в результат расчета дополнительной практически значимой погрешности и не влияет на качество анализа результата расчета (рис. 3).

Кроме того, фильтрация позволяет исключить эффект, который может возникнуть при колебании значений результата в окрестности нуля. Представление числа с двойной точностью в формате IEEE-754 содержит в старшем бите информацию о знаке. Незначительные колебания значений результата около нулевого значения могут приводить к смене знака. Относительно небольшая абсолютная погрешность предиктора, но включающая ошибку прогноза знака, приведет к тому, что при кодировании Z_b , отсчитываемое от старших разрядов, будет равно нулю, и вместо уменьшения объема данных алгоритм будет его увеличивать, так как для кодирования Z_b требуются дополнительные 4 бита. Предварительная фильтрация исключает смену знака, вызванную колебаниями значений результатов с амплитудами, не превышающими абсолютную погрешность интегрирования, и позволяет сохранить приемлемый коэффициент сжатия.

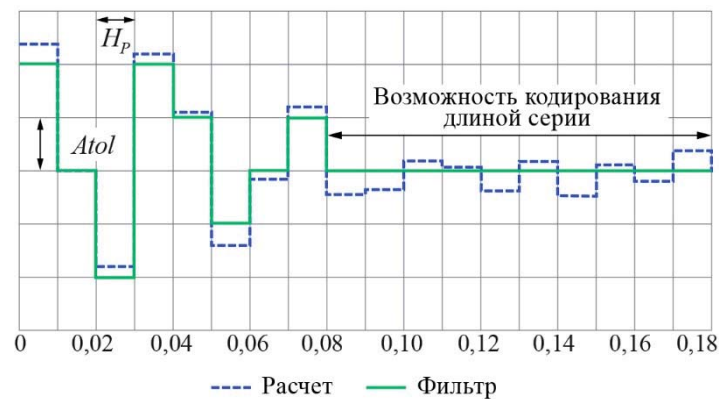


Рис. 3. Эффект предварительной фильтрации данных в диапазоне абсолютной допустимой погрешности $Atol$

В случае если для $Atol$ допустимы значения 10^{-4} и более, что обычно соответствует требованиям при расчете ЭМПП для целей ПАУ, для сохранения результатов может быть использован формат вещественного числа одинарной точности, требующий 32 бита. Это даст возможность вдвое сократить объем результатов за счет потери точности, и при этом сохранить возможность использовать предложенный метод сжатия с минимальными изменениями схемы кодирования.

3. Практическая реализация и результаты экспериментов

Для подтверждения эффективности предложенной схемы кодирования были проведены эксперименты по сохранению результатов расчета для модели ЭМПП со следующими параметрами размерности (табл. 4).

Таблица 4

Параметры размерности модели, использованной в экспериментах

Элемент	Количество
Узел	842
Ветвь	1189
Генератор (3-контурная модель в форме ЭДС)	149
АРВ сильного действия + форсировка	145

Эксперименты выполнялись на персональном компьютере с процессором Intel Core i7-4770 с частотой 3,4 ГГц и 32 Гб оперативной памяти. Дисковый накопитель объемом 4 Гб эмулировался в оперативной памяти, что позволило не учитывать затраты времени на чтение и запись файлов данных.

Общее количество переменных состояния в модели – 6892. ЭМПП длительностью 100 с и шагом сохранения результатов $h_p = 0,01$ с на данной модели был рассчитан для двух ситуаций. В первой ситуации (ЭМПП 1) были выведены каналы стабилизации АРВ по частоте, за счет чего переходный процесс затухал существенно медленнее по сравнению со второй ситуацией (ЭМПП 2), в которой каналы стабилизации АРВ были в работе. Абсолютная допустимая погрешность шага интегрирования $Atol = 10^{-7}$. Сравнение результатов расчета скольжения одного из генераторов модели приведено на рис. 4.

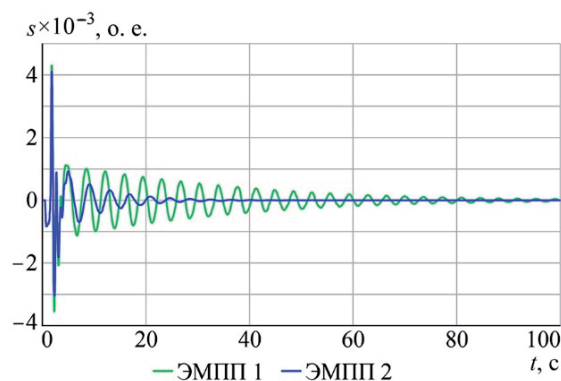


Рис. 4. Сравнение результатов расчета, использованных в эксперименте

Для ЭМПП 2 за счет быстрого затухания метод интегрирования увеличил шаг в завершающей стадии расчета до значений, превышающих h_p , что видно по расположению маркеров на рис. 5.

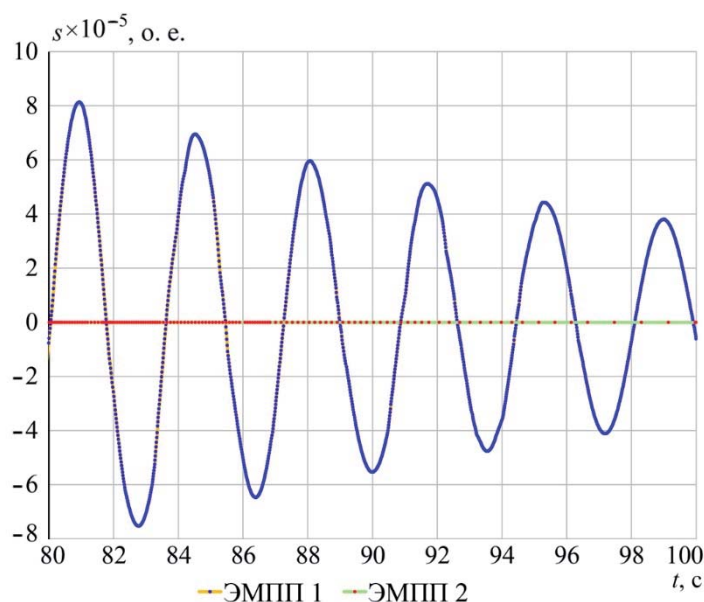


Рис. 5. Влияние характера ЭМПП на шаг сохранения результатов

Для ЭМПП 2, таким образом, был сохранен существенно меньший объем результатов расчета, чем для ЭМПП 1. Полученные объемы были в процессе расчета сжаты предложенным методом. После расчета результаты были восстановлены и сжаты двумя программами архивации: WinRAR 5.5 и 7zip 16.02 с настройками на максимальное сжатие. Результаты эксперимента приведены в табл. 5. Лучшие показатели выделены полужирным шрифтом.

В процессе эксперимента были измерены объемы сжатых данных и определены коэффициенты сжатия, равные отношению сжатого объема к исходному объему, а также время, затраченное на выполнение сжатия. Коэффициент сжатия предложенного метода оказывается сопоставимым с коэффициентами сжатия специализи-

рованных программ архивации. Для большего объема результатов предложенный метод дает наилучший коэффициент сжатия. Для меньшего объема результатов предложенный метод незначительно уступает WinRAR.

Следует отметить, что в проведенном эксперименте предложенный метод сжатия работал параллельно с процессом расчета ЭМПП на одном ядре восьмиядерного процессора. Нагрузка на процессор, таким образом, не могла превысить 12,5%. Архиваторы WinRAR и 7zip исполнялись без ограничений на использование ядер процессора. Средняя нагрузка на процессор при работе WinRAR составила около 65%, при работе 7zip – 53%. Для того чтобы сравнить время, которое необходимо архиваторам для обработки данных при использовании только одного ядра процессора, они были ограничены искусственно средствами операционной системы. Время выполнения архиваторов на одном ядре процессора также приведено в табл. 5. Объем требуемой предложенным методом памяти пренебрежимо мал по сравнению с объемами, необходимыми архиваторам, которые используют универсальные методы сжатия.

Таблица 5

Особенности результатов расчета ЭМПП

Параметры	ЭМПП 1	ЭМПП 2
Количество точек отсчетов	8052	5298
Количество переменных состояния	6892	6892
Несжатый объем, Мб	423,39	278,58
Время, с	16	10
Объем требуемой памяти, Гб	0,003	0,003
Сжатый объем, Мб	169,47	102,24
Коэффициент сжатия, %	40,03	36,70
Время WinRAR, с	19	10
Время WinRAR 1 ядро, с	69	38
Объем требуемой памяти, Гб	0,82	0,82
Сжатый объем WinRAR, Мб	175,20	98,16
Коэффициент сжатия WinRAR, %	41,38	35,24
Время 7zip, с	38	25
Время 7zip 1 ядро, с	120	62
Объем требуемой памяти, Гб	2,94	1,86
Сжатый объем 7zip, Мб	197,57	106,52
Коэффициент сжатия 7zip, %	46,66	38,24

В графе «Сжатый объем» приведен полный размер файла результатов, сжатого предложенным методом, в который кроме данных результатов входит также служебная информация, например: перечень переменных состояния с их наименованиями и единицами измерения, перечень элементов модели и т. п. В качестве сжатого объема для архиваторов учитывался только объем данных результатов. В завершение эксперимента файл, сжатый, предложенным методом, дополнительно был сжат

WinRAR. Коэффициент сжатия для ЭМПП 1 оказался равным 96 %, для ЭМПП 2 – 94 %, что можно объяснить более плотной упаковкой служебных данных. Однако сжатие служебных данных для файлов результатов потребует их полного восстановления при чтении. С учетом того, что дополнительное возможное сжатие незначительно, служебные данные сохраняются без использования сжатия для ускорения чтения результатов расчетов.

Выводы

Предложенный метод сжатия результатов расчета ЭМПП позволяет получить коэффициент сжатия близкий к коэффициенту сжатия специализированных программ, реализующих универсальные алгоритмы, со значительно меньшими затратами вычислительных ресурсов. Требуемый для метода объем памяти на несколько порядков меньше объема, требуемого для универсальных алгоритмов сжатия. Метод позволяет сжимать результат расчета по каждой переменной индивидуально, поэтому для восстановления подмножества требуемых для анализа данных не требуется восстановления всего объема данных. Метод поддерживает вариант сжатия с потерями данных с нормированной погрешностью, не превышающей абсолютную допустимую погрешность интегрирования. Полученные результаты достигнуты за счет использования специфических свойств данных результатов расчета ЭМПП. Метод сжатия реализован в виде компонента разрабатываемого программного обеспечения для расчетов ЭМПП.

Список литературы

1. *Ziv J. and Lempel A.* A Universal Algorithm for Data Compression. – IEEE Transactions on Information Theory, vol. 23, 1977, pp. 337–343.
2. *Welch T. A.* A technique for high-performance data compression. – IEEE Computer, vol. 17, №. 6, 1984. – pp. 8–19.
3. *Burrows M., Wheeler D. J.* A Block-Sorting Lossless Data Compression Algorithm. Digital SRC Research Report 124, 1994.
4. *Khalid Sayood.* Lossless Compression Handbook. Academic Press, 2003, ISBN 0-12-620861-1, chapter 12.
5. *Ratanaworabhan, J. Ke, Burtscher M.* Fast lossless compression of scientific floating-point data. – in Data Compression Conference, 2006. – pp. 133–142.

Машалов Евгений Владимирович, канд. техн. наук, начальник отдела автоматизации управления режимами энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: mashalov@nipt-ems.ru

УДК 621.311

С. Е. Кокин, М. Х. Сафаралиев, Ш. М. Султонов

Особенности управления гидроэлектростанциями в энергосистеме Республики Таджикистан

Показаны отличительные черты энергосистемы Таджикистана, в структуре которой значительную долю составляют гидроэлектростанции. Приведены особенности управления каскадами ГЭС. Предложена методика оценки дополнительной глубины сработки водохранилища Нурекской ГЭС с учетом требований по заполнению в условиях различной водности по критерию увеличения выработки электроэнергии. Оценена экономическая эффективность снижения дефицита электроэнергии в энергосистеме для долгосрочной оптимизации.

Ключевые слова: гидроэнергетические ресурсы, Вахшский каскад, Нурекская ГЭС, энергосистема Таджикистана, выработка электроэнергии.

Введение

Оптимальное управление режимами гидроэлектростанции (ГЭС) представляет собой сложную задачу и может быть рассмотрено для каждой энергосистемы индивидуально в зависимости от ее структуры и характера [1]. Каждая энергосистема имеет свои особенности и требует отдельных подходов для решения той или иной задачи. В основном целью решения задачи оптимального управления ГЭС является рациональное использование водных ресурсов. Режим работы ГЭС зависит от стока реки, который имеет вероятностный характер и изменяется в широких пределах в зависимости от погодных условий и других факторов. Управление режимами ГЭС в условиях жестких водохозяйственных ограничений приводит к дополнительным затруднениям. На текущий момент регулировочный диапазон станций ограничен водохозяйственными требованиями. В связи с этим появляется необходимость анализа и изменения методов и задач оптимального использования ресурсов ГЭС [2].

1. Описание объекта исследования

Таджикистан – является страной, территория которой на 93 % покрыта горами. Он обладает уникальными ресурсами возобновляемых и экологически чистых источников энергии – гидроэнергоресурсами. Гидроэнергетика является основным энергетическим источником для ЭЭС Республики Таджикистан. По общим потенциальным запасам гидроэнергоресурсов Таджикистан занимает восьмое место в мире после Китая, России, США, Бразилии, Заира, Индии и Канады. Его гидроэнергетические запасы оцениваются в 527,06 млрд. кВт·ч в год, а технический доступный и экономически целесообразный потенциал составляет 317 млрд кВт·ч в год, из которых пока реализованы лишь 5 %. Удельный показатель по гидроэнергепотенциалу составляет 87,8 тыс. кВт·ч в год на человека, что обеспечивает ему второе место

- мощность Нурекской ГЭС, обладающая водохранилищем годового (сезонного) регулирования, составляет 80 % мощности всего Вахшского каскада. Такое доминирование приводит к тому, что расходы воды, получаемые другими ГЭС каскада, имеющими водохранилища, как правило, суточного регулирования, определяются, главным образом, транзитным стоком Нурекской ГЭС. Естественно, что при этом регулировочные способности этих ГЭС в ЭЭС чрезвычайно малы.

Таким образом, в настоящее время Таджикистан испытывает серьезные трудности, связанные с устойчивым дефицитом электроэнергии, который в зимний период составляет 2–4 млрд кВт·ч. [5]. Основными причинами дефицита энергии в Республике Таджикистан (РТ) являются следующие:

- ограниченность стока воды в реках в зимнем (меженном) периоде. Как было отмечено, из всех ГЭС только Нурекская ГЭС имеет водохранилище годового (сезонного) регулирования емкостью 10,5 км³ воды, а все остальные – или суточное регулирование или вообще без возможности регулирования. Запасенная энергия не может обеспечить страну в зимнем периоде;
- изолированная работа энергосистемы. С 2009 года энергосистема Таджикистана работает изолировано, что приводит к невозможности импорта электроэнергии из соседних стран в зимний период. В летний же период в стране имеется избыток электроэнергии, который не может экспортироваться в соседние страны. Поэтому огромное количество воды сбрасывается в холостую. Потеря энергии в летний период составляет от 3 до 7,5 млрд кВт·ч в зависимости от водности года;
- рост потребления электрической энергии населением в зимнем отопительном периоде;
- недостаточное функционирование ТЭЦ в зимнем периоде. Это связано со снижением поставок природного газа и нефтепродуктов в Республику Таджикистан из соседних стран и постоянное увеличение стоимости энергоносителей;
- ограниченность внутренних финансовых возможностей страны, высокая капиталоемкость модернизации и строительства крупных ГЭС, разработки и добычи природного газа, угля, нефти, производства альтернативных видов энергии, строительства новых ЛЭП, в том числе для осуществления экспорта электроэнергии.

Таким образом, актуальность данной работы определяется проведением исследований и поиском решений снижения существующего дефицита электроэнергии в Таджикистане на основе расчетов оптимальных режимов работы ГЭС в энергосистеме [6].

2. Задача оптимального управления режимами ГЭС в энергосистеме

Оптимизация долгосрочных режимов включает в себя нахождение оптимальных режимов работы ГЭС для всего цикла регулирования. Определяется режим использования водно-энергетических ресурсов водохранилищ, по которым определяются графики сработки и наполнения водохранилищ. Планирование оптимальных дли-

тельных режимов ГЭС необходимо для осуществления рационального использования ресурсов водохранилищ. Оптимальное использование воды на водохранилищах ГЭС позволяет увеличить выработку электроэнергии на 5 % и более [7]. Разработке теории, методов и принципов управления режимами гидроэлектростанций всегда уделялось большое внимание. В работах В. И. Обрезкова, Л. А. Крумма, Ю. П. Сырова, Ш. С. Чурквидзе [8] использовались градиентные методы для оптимизации режимов энергосистем, имеющих в своем составе ГЭС и каскады ГЭС. В [9] для улучшения сходимости оптимизационного процесса при оптимизации длительных режимов ГЭС в энергосистеме используется комбинированный алгоритм, сочетающий градиентный метод и случайный поиск. Много работ как отечественных, так и зарубежных ученых посвящается применению метода динамического программирования для оптимизации режимов энергосистем, имеющих в своем составе ГЭС. В [10] рассмотрена оптимизация режимов системы, имеющей одну ГЭС и одну ТЭС. В работе учитывается случайный характер приточности в водохранилище ГЭС. Задача оптимизации разделена на две подзадачи. Первая – это оптимизация режимов ГЭС по критерию максимума выработки электроэнергии без учета сетевых ограничений, вторая – с учетом сетевых ограничений. В [11] рассмотрена оптимизация длительных режимов энергосистем с ГЭС многолетнего регулирования. Разработана методика оптимизации длительных режимов энергосистем, включающих ТЭС и ГЭС многолетнего регулирования. В работе используется метод дерева сочетаний для оптимизации режимов ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования. Энергосистема Таджикистана, состоящая в основном из гидроэлектростанций, имеет некоторые особенности, которые должны учитываться при применении оптимизационных методов.

3. Методика дополнительной сработки водохранилища Нурекской ГЭС

На реке Вахш каскадом расположены семь ГЭС. Пять из них находятся на самой реке Вахш: Нурекская, Байпазинская, Сангтудинская 1, Сангтудинская 2 и Головная ГЭС. Две из них Центральная и Перепадная находятся на магистральном Вахшском канале. Так как у них малые установленные мощности и расположены на относительно небольших отводящих плотинах, предназначенных для накопления ирригационных каналов, поэтому они не учитываются в [12]. Необходимо отметить, что из пяти рассматриваемых ГЭС с водохранилищами только водохранилище Нурекской ГЭС имеет способность годового (сезонного) регулирования стока, а остальные ГЭС, расположенные ниже по течению, обеспечивают лишь суточное регулирование. Схема Вахшского каскада показана на рис. 2.

При каскадном расположении ГЭС усложняется оптимизация их долгосрочных режимов. Станции каскада связаны по расходу, напору, мощности и выработке электроэнергии. В каскаде могут быть ГЭС с различной степенью регулирования стока. Каждая станция имеет определенные ограничения и определенные возможности [13]. Вышележащие станции влияют на нижние ступени каскада и повышают их регулируемый сток, выработку электроэнергии и мощность. Это влияние тем больше, чем больше водохранилища верхних станций каскада. В каскаде осуществ-

ляется совместное регулирование стока, исходя из требований потребителей электроэнергии и мощности каждой станции каскада. Обычно водно-энергетическое регулирование стока осуществляется по принципу максимальной эффективности всего каскада, но каждая станция может задавать свои ограничения для регулирования стока [7].

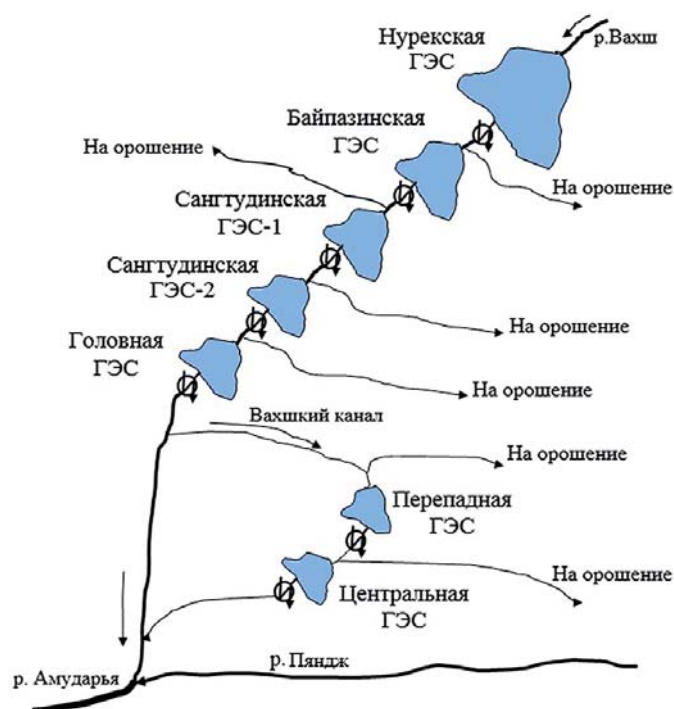


Рис. 2. Схема Вахшского каскада ГЭС

Задачи долгосрочной оптимизации режимов ГЭС энергосистемы Таджикистана за счет оптимального перераспределения стока внутри годов различной водности были рассмотрены в [6, 12, 14]. В данной статье предлагается решение задачи определения оптимальной глубины сработки водохранилища Нурекской ГЭС.

Режим сработки-наполнения Нурекского водохранилища зависит от стока реки. Необходимо наполнить водохранилище до нормального подпорного уровня (НПУ) во время паводка, и сработать до уровня мертвого объема (УМО) в период межени. Управление режимом водохранилища является сложной задачей, так как сток реки имеет стохастический характер. Неправильное управление стоком может привести к серьезным последствиям. Ошибки при сработке водохранилища могут привести к невыдаче гарантированной мощности при преждевременной сработке до УМО, несработка до УМО приведет к появлениям холостых сбросов, т. е. к потерям энергии. Ошибки при наполнении могут привести к не заполнению до НПУ, при этом может быть не выдана гарантированная мощность, если же преждевременно наполнить до НПУ, то это приведет к увеличению холостых сбросов [15]. На сегодняшний день режимы сработки-наполнения водохранилища Нурекской ГЭС назначаются службой Диспетчерского управления ОАХК «Барки Точик». График сработки-наполнения водохранилища Нурекской ГЭС показан на рис. 3.

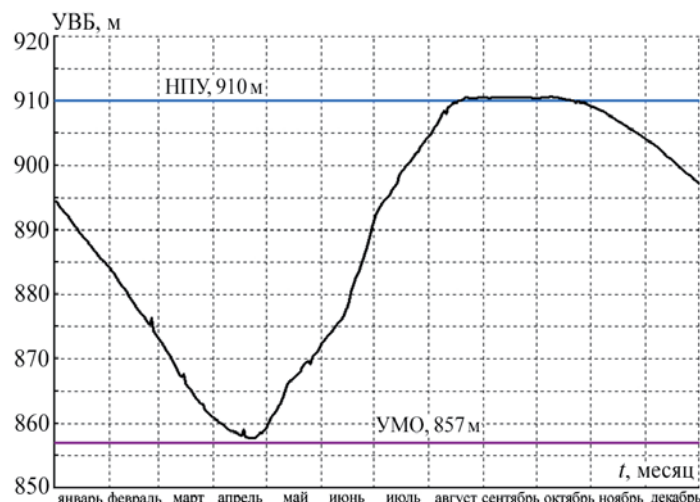


Рис. 3. График сработки и наполнения Нурекского водохранилища

Определение оптимальной глубины сработки водохранилища позволяет выбрать отметку УМО. Приведенные ниже основные положения и метод являют собой часть водно-энергетических расчетов ГЭС годового регулирования [15]. Основной задачей водохранилища годичного регулирования является увеличение количества энергии и мощности ГЭС в течение маловодного периода года за счет избыточной воды, задерживаемой в водохранилище во время паводка. Таким образом, появляется вопрос о разделении всего объема водохранилища годичного регулирования на две части – полезный и мертвый объемы. Имея полный объем водохранилища, необходимо разделить его на эти два объема, т. е. решить вопрос об определении глубины сработки водохранилища $h_{ср}$, установить отметку УМО. При решении этой задачи будем считать, что отметка нормального подпорного горизонта (НПУ) водохранилища известна и что водохранилище всегда может быть наполнено во время паводка. Та часть всего объема водохранилища, которая заключена между отметкой предельной сработки и отметкой НПУ, представляет собой полезный объем водохранилища $V_{пол}$ (рис. 4). По кривым объема видно, что, емкость водохранилища Нурекской ГЭС изменилась в период эксплуатации. На основе батиметрических обследований за 1989, 1994, 2001 и 2009 годы были рассчитаны потери емкости водохранилища Нурекской ГЭС. По состоянию на 2009 г. общий объем водохранилища Нурекской ГЭС уменьшился по сравнению с проектным (10,5 млрд м³) и составил 7,37 млрд м³ [16, 17].

Расчет оптимальной глубины сработки водохранилища Нурекской ГЭС по методике [18]. Задача заключается в том, чтобы найти такую предельную глубину сработки водохранилища, при которой может быть получен наибольший энергетический эффект на ГЭС. При сработке водохранилища ниже УМО выработка электроэнергии увеличивается на $\Delta \mathcal{E}$.

Критерием окончания расчета, т. е. получения оптимального $h_{ср}$, является следующее: если $\mathcal{E}_{ГЭС}^{h_{ср(i)}} > \mathcal{E}_{ГЭС}^{h_{ср(i+1)}}$, то $h_{ср(i)}$ – оптимальная глубина сработки и расчет заканчивается.

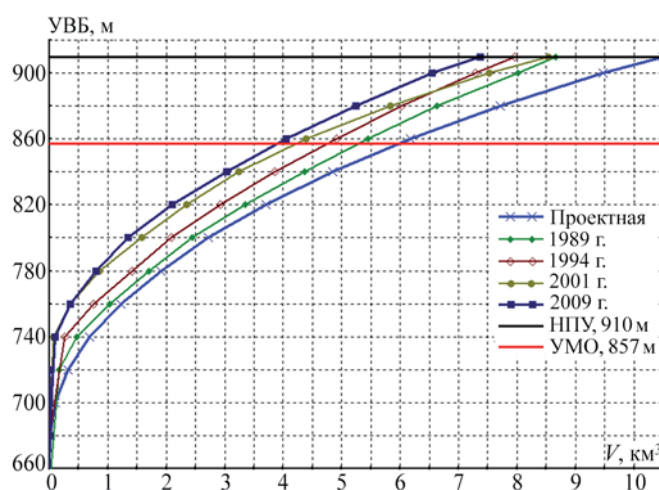
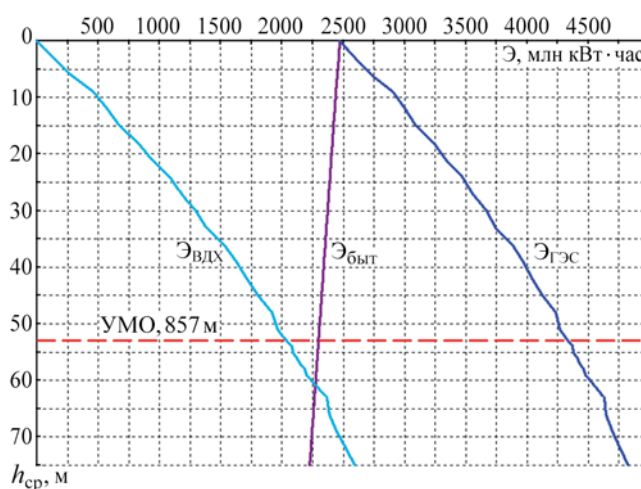


Рис. 4. Кривые объема водохранилища Нурекской ГЭС

Однако, по расчетам видно, что с увеличением глубины сработки $h_{\text{ср}}$, $\mathcal{E}_{\text{вдх}}$ увеличивается больше, чем уменьшается $\mathcal{E}_{\text{быт}}$. Видно, что кривая суммарной выработки ГЭС $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$, не сгибается даже при сработке (ниже проектной отметки УМО на 23 м), т. е. условие $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{h_{\text{ср}(i)}} > \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{h_{\text{ср}(i+1)}}$ не соблюдается (рис. 5).

Рис. 5. Выработка электроэнергии на ГЭС в зависимости от $h_{\text{ср}}$

Таким образом, видно, что общепринятая методика определения оптимальной глубины сработки водохранилищ [7, 18] для водохранилища Нурекской ГЭС не актуальна. Данная методика находит свое применение для расчета оптимальной глубины сработки водохранилищ для низко- и средненапорных ГЭС, для которых снижение напора является, как мы уже указывали выше, определяющим. Для высоконапорных ГЭС, таких как Нурекская, Саяно-Шушенская и другие, характер изменения выработки в зависимости от глубины сработки водохранилища, показанный на рис. 5, не выполняется. В [5] была предложена иная методика определения оптимальной глубины сработки водохранилища Нурекской ГЭС путем поиска ком-

промиссного решения с учетом дополнительных ограничений по гидрологии и техническим характеристикам плотины. Учитывая два вышеприведенных ограничения появляется возможность найти такую предельную глубину сработки водохранилища, при которой может быть получен наибольший энергетический эффект на ГЭС. При сработке водохранилища ниже УМО на каждый (–1) метр, выработка электроэнергии увеличивается на $\Delta \mathcal{E}$. Дополнительная выработка электроэнергии на Нурекской ГЭС при сработке водохранилища ниже проектной отметки УМО показана на рис. 6.

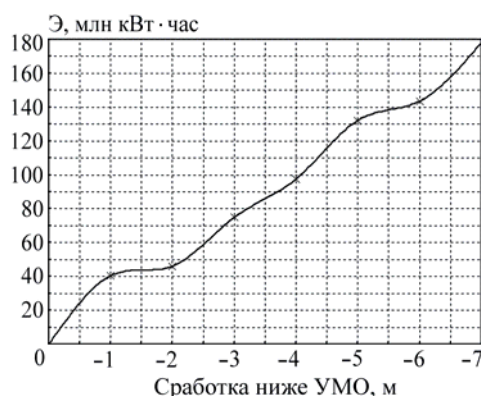


Рис. 6. Выработка дополнительной электроэнергии от глубины сработки

При этом учитываются особенности гидротехнических сооружений Нурекской ГЭС, напорные водоводы которой имеют следующие особенности. К турбинам ГЭС вода подается из трех водоприемников. Каждые три агрегата питаются от общего подводящего напорного туннеля диаметром 10 м. Верхняя отметка напорного туннеля 842 м над уровнем моря, т. е. ниже УМО (857 м) на 15 м [19]. Можно сказать, что срабатывать водохранилища ниже проектной отметки УМО конструкция гидротехнического сооружения позволяет, и она не должна превышать 15 м.

Необходимо обязательно проверять решение на возможность заполнения водохранилища до НПУ. Необходимо рассчитать энергию сработки водохранилища и энергию заполнения. Заполнение водохранилища до НПУ возможно, если энергия заполнения больше энергии сработки:

$$W_{\text{сраб}}^{\text{УМО}-h_{\text{сп}}} \leq W_{\text{зап}}.$$

Расчеты показали, что даже при сработке водохранилища Нурекской ГЭС ниже проектной отметки УМО на 7 м оно заполняется до НПУ в период паводка [14]:

$$W_{\text{сраб}}^{\text{УМО}-7\text{ м}} = 2027,131 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} < W_{\text{зап}} = 2101,73 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Если ограничиться сработкой водохранилища ниже проектной отметки на 7 м, то при выполнении вышеперечисленных ограничений можно получить дополнительную выработку электроэнергии в 178 млн кВт·ч, что будет соответствовать снижению дефицита энергии в зимний период на 7 %, и уменьшить объем холостых сбросов в период паводка.

Выводы

Основная доля электроэнергии в Таджикистане вырабатывается на ГЭС Вахшского каскада (94 %). Из пяти ГЭС каскада только Нурекская ГЭС имеет водохранилища сезонного регулирования, на нем вырабатывается около 60 % электроэнергии в стране. Все остальные ГЭС расположены ниже Нурекской ГЭС и имеют водохранилища суточного регулирования.

За счет сработки водохранилища Нурекской ГЭС ниже проектной отметки УМО, с учетом всех ограничений можно получить дополнительную выработку электроэнергии. Сработка водохранилища Нурекской ГЭС на основе поиска компромиссного решения по режиму сработки водохранилища ниже УМО на 7 м, позволяет снизить дефицит до 7 %.

Список литературы

1. Секретарев Ю. А. Повышение выработки электроэнергии в Таджикистане на основе оптимизации режимов ГЭС. / Ю. А. Секретарев, Ш. М. Султонов, В. Г. Шальнев // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2015, № 5. – С. 14–17.
2. Русина А. Г. Повышение эффективности управления режимами электроэнергетической системы, состоящей из гидроэлектростанций / А. Г. Русина, Д. Х. Худжасаидов // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2017, № 1 (66). – С.179–192.
3. Абдуллаева Ф. С. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР/ Ф. С. Абдуллаева, Г. В. Баканин, С. М. Гордон. – Л.: Изд-во «Недра», 1965 г. – 658 с.
4. Петров Г. Н. Комплексное использование водно-энергетических ресурсов трансграничных рек Центральной Азии. Современное состояние, проблемы и пути решения / Г. Н. Петров, Х. М. Ахмедов. – Душанбе: Дониш, 2011. – 234 с.
5. Султонов Ш. М. Оптимизация режимов работы энергосистемы с высокой долей гидроэлектростанций (на примере энергосистемы Таджикистана) / автореф. дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. Новосибирск. 2016. 20 с.
6. Sekretarev Y. A. Optimization of Long-Term Modes of Hydropower Plants of the Energy System of Tajikistan / Yu. Sekretarev, Sh. Sultonov and M. Nazarov. // 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – IEEE Conference Publications. 2016. pp. 1–5.
7. Филиппова Т. А., Мисриханов М. Ш., Сидоркин Ю. М., Русина А. Г. Гидроэнергетика: учебное пособие – 2-е изд., перераб. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. – 620 с.
8. Крумм Л. А., Сыров Ю. П. Оптимизация градиентным методом режимов объединенных энергосистем, имеющих в своем составе гидроэлектростанции // Электричество. 1964, № 4. С. 20–26.
9. Сыров Ю. П., Чурквидзе Ш. С. К оптимизации длительных режимов электроэнергетических систем // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1969, № 3. – С. 3–13.
10. Little J. D. C. The use of storage water in hydroelectric system. Journal of the Operations Research Society of America. May, 1955, vol. 3, № 2. pp. 187–197.

11. *Pereira M., Compodonico N., Kelman R.* Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models // Proc. Int. Conf. Electrical Power Systems Operation and Management (EPSOM'98). – Zurich, Switzerland, 1998. – М. Pereira pp. 1–22.
12. *Yuri Sekretarev.* Optimal Control Mode of the Vakhsh Hydropower Reservoirs to Reduce Electricity Shortages in Tajikistan / Yuri Sekretarev, Sherkhon Sultonov and Victor Shalnev // Applied Mechanics and Materials. – 2015. Vol. 792. pp. 446–450.
13. *Филиппова Т. А., Сидоркин Ю. М., Русина А. Г.* Оптимизация режимов элетро-станций и энергосистем: учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. 2007. 356 с.
14. *Секретарев Ю. А., Султонов Ш. М., Назаров М. Х.* Возможность дополнительной сработки водохранилища Нурекской ГЭС для увеличения ее выработки // Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. материалов Третьей Всерос. науч.-практ. конф. – Саяногорск, 2016. – С. 384–388.
15. *Никитин С. Н.* Основы водно-энергетических расчетов. – М.; Л.: Госэнергоиздат. 1959, – 431 с.
16. Pilot Programme for Climate Resilience (PPCR): Tajikistan. PPCR Phase I Project A4: Improving the Climate Resilience of Tajikistan's Hydropower Sector. Draft Final Report. 14 October 2011. – 63 с.
17. *Киргизов А. К., Касобов Л. С.* Процесс заилиения водохранилища Нурекской ГЭС и его влияние на режим работы каскада Вахшских ГЭС // материалы межд. народ. конф. Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность. Томск – 2012. – С. 40–42.
18. *Секретарев Ю. А.* Гидроэнергетика: контр. задания и метод. указания / сост.: Ю. А. Секретарев, А. А. Жданович, С. В. Митрофанов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 64 с.
19. *Куперман В. Л., Мостков В. М., Илюшин В. Ф., Гевирц Г. Я.* Подземные сооружения гидростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1966. – 320 с.

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

Сафаралиев Муродбек Холназарович, аспирант кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: murodbek_03@mail.ru

Султонов Шерхон Муртазокулович, канд. техн. наук, и.о. заведующего кафедрой «Электрические станции» Таджикского технического Университета имени академика М. С. Осими.

E-mail: sultonzoda.sh@mail.ru

Опыт эксплуатации солнечных электростанций в части их параллельной работы с ЕЭС России

Рассмотрен практический опыт выделения солнечной электростанции на изолированную работу с гидроэлектростанцией соизмеримой мощности. По результатам рассмотрения, сделаны соответствующие выводы.

Ключевые слова: солнечная электростанция, инвертор напряжения, короткое замыкание, частота напряжения электрической сети.

Введение

Мировая тенденция развития генерации на основе возобновляемых источников электроэнергии (далее - ВИЭ) с каждым годом продолжает расти: в 2016 г. величина мировых инвестиций в ВИЭ составила 242 млрд USD [1]. Рассматривая ветроэнергетику и солнечные электростанции, общемировые показатели мощности на конец 2016 г. составили 487 и 303 ГВт соответственно [1]. Доля ветряных электростанций (далее - ВЭС) и солнечных электростанций (далее - СЭС) в мировом производстве электрической энергии составляет 4,0 % и 1,5 % соответственно. Многие страны планируют довести долю ВИЭ в энергобалансе страны до уровня 15–20% к 2020 г.

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р и постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 г. № 449 проводятся конкурсные отборы инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии. По результатам проведения отбора проектов ВИЭ (далее - ОПВ) в 2017 г. до 2022 г. должны быть построены электростанции общей установленной мощностью 4276,5 МВт [2] (рис. 1).

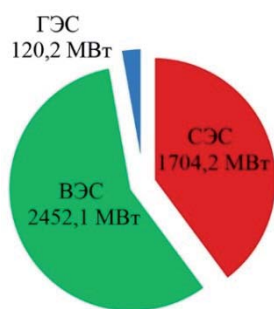


Рис. 1. Диаграмма распределения мощности ОПВ до 2022 года

Очевидно, что мощность ВИЭ ежегодно растет, увеличивая тем самым свое влияние на электроэнергетическую систему. Установленная мощность проектов, реализуемых в рамках ОПВ, варьируются в следующих пределах: ВЭС – $P_{\text{макс}} = 200,97$ МВт, $P_{\text{мин}} = 15$ МВт; СЭС – $P_{\text{макс}} = 60$ МВт, $P_{\text{мин}} = 5$ МВт; ГЭС – $P_{\text{макс}} = 24,9$ МВт, $P_{\text{мин}} = 5,04$ МВт [2].

На данном этапе становления ВИЭ России в большей степени развиты солнечные электростанции, строительство и эксплуатация которых ведется наиболее интенсивными темпами. Суммарная мощность введенных в эксплуатацию СЭС в России, по состоянию на III кв. 2017 г., составляет 460,22 МВт – 0,19 % от установленной мощности единой энергетической системы (далее - ЕЭС) [3]. Влияние ВИЭ на электроэнергетическую систему в нормальном режиме работы незначительно в силу несоизмеримости мощностей СЭС и ЕЭС, но при ненормальных режимах работы, в частных случаях, СЭС оказывают влияние на электрические режимы.

Выделения СЭС на изолированную работу с ГЭС

Мощность 1-й очереди Бурибаевской СЭС (далее – БСЭС) составляет 10 МВт. На БСЭС расположено 5 инверторных станций, в каждой из которых по 2 инвертора напряжения (далее – ИН). Единичная мощность ИН составляет 875 кВт·А с перегрузочной способностью до 1050 кВт·А. Подключение БСЭС осуществляется на напряжении 10 кВ по двум фидерам № 2 и № 16 ПС «Бурибай». БСЭС в общем первичном регулировании частоты не участвует.

Мощность Ириклинской ГЭС (далее – ИГЭС), составляет 30 МВт. На ИГЭС расположено 4 генератора единичной мощностью по 7,5 МВт. Гидрогенераторы ИГЭС в общем первичном регулировании частоты не участвуют.

Из-за однофазного короткого замыкания, вызванного касанием строительной техники проводов ВЛ 110 кВ, 14.07.2016 г. произошло выделение ИГЭС и БСЭС на изолированную работу с нагрузкой ПС «Строительная» и Бурибай-Юлдыбаевского энергорайона энергосистемы Республики Башкортостан (рис. 2).

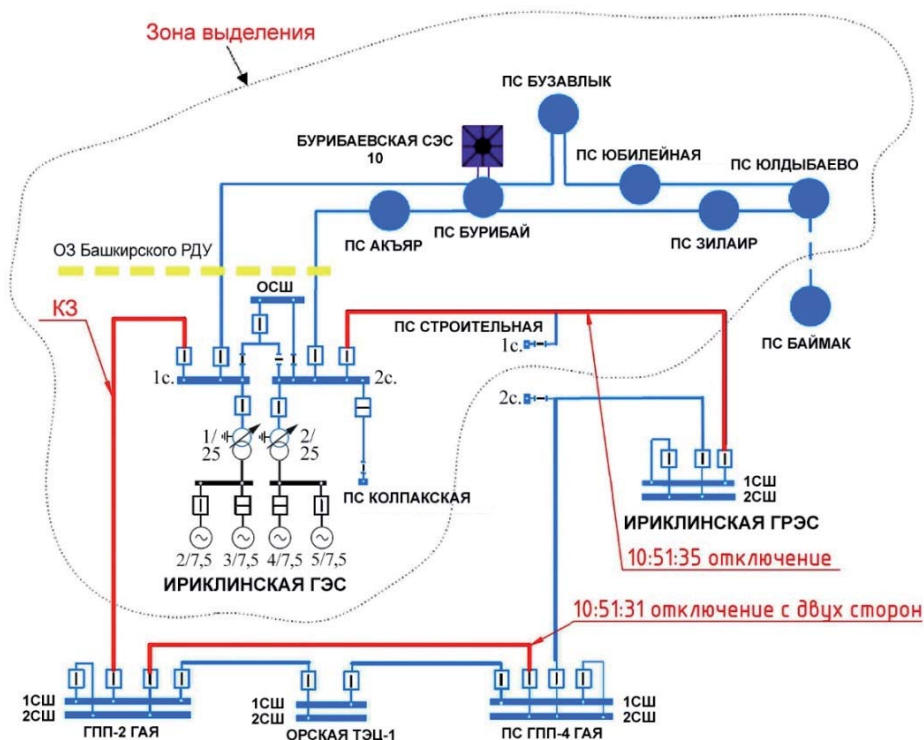


Рис. 2. Схема изолированного энергорайона

Режим работы ИГЭС и БСЭС, предшествующий аварии, имел следующие особенности:

1. ИГЭС – Г2, Г5 в работе, Г4 в резерве, Г3 в текущем ремонте. Генерация на момент возникновения аварии 15,2 МВт, на шинах 110 кВ частота 49,98 Гц.
2. БСЭС – в работе 10 ИН, общая генерация 6,8 МВт.
3. Настройки противоаварийной автоматики инверторов БСЭС приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Параметры отключения/подключения к сети инверторов солнечных электростанций
PVS800-57 875**

Наименование	PVS800-57 875
Отключение низкого значения частоты LF (LF – low frequency)	47,5 Гц, $t = 0,1$ с
Отключение высокого значения частоты HF (HF – high frequency)	51,5 Гц, $t = 0,1$ с
Отключение высокого напряжения HV (HV – high voltage)	120%, $t = 0,1$ с
Отключение низкого напряжения LV (LV – low voltage)	80%, $t = 1,5$ с
Порог включения HV (connection voltage)	110%, $t = 0$ с
Порог включения LV (connection voltage)	90%, $t = 0$ с
Порог включения HF (connection frequency)	50,5 Гц, $t = 0$ с
Порог включения LF (connection frequency)	47,5 Гц, $t = 0$ с

4. Потребление выделившегося энергорайона до аварии и работы противоаварийной автоматики составляло ≈ 23 МВт. Нагрузка смешанная, промышленно-бытового характера. Наиболее крупные предприятия Бурибаевского энергоузла: ООО «Башкирская медь», АО «Бурибаевский ГОК» – предприятия с круглосуточным производственным циклом работы.

Хронология событий выделения энергорайона на изолированную работу:

10:51:28: однофазное короткое замыкание на ЛЭП 110 кВ «ИГЭС-ГПП-2 ГАЯ» в пролете между опорами № 3 и № 4 на расстоянии 0,5 км от ИГЭС сопровождалось следующими событиями:

- ВЛ 110 кВ «ИГЭС – ГПП-2 Гая» отключилась односторонне на ПС «ГПП-2 Гая» действием высокочастотной блокировки (далее – ВЧБ). Автоматическое повторное включение (далее – АПВ) не работало по режиму (режим АПВ – с контролем отсутствия напряжения на линии);
- на ИГЭС отключений не было, произошел отказ комплекта ступенчатых защит и ВЧБ ВЛ 110 кВ «ИГЭС – ГПП-2 Гая».

10:51:31:

- ВЛ 110 кВ «ГПП-2 Гая – ГПП-4 Гая» отключилась с обеих сторон действием дифференциальной защиты линии;
- АПВ на ПС 110 кВ «ГПП-4 Гая» – успешное;
- АПВ на ПС «ГПП-2 Гая» – не работало.

10:51:35:

- действием четвертой ступени токовой защиты нулевой последовательности (с параметрами $I = 0,2$ кА, $t = 3,6$ с) со стороны Ириклинской ГРЭС отключилась ВЛ-110 «Ириклинская ГРЭС – ИГЭС» с отпайкой на ПС «Строительная»;
- АПВ не работало по режиму (режим АПВ – с контролем синхронизма или отсутствия напряжения на линии);
- короткое замыкание само ликвидировалось;
- ИГЭС и БСЭС выделились на изолированную работу.

На момент выделения ИГЭС и БСЭС на изолированную работу потребление энергорайона сохраняется на уровне ≈ 23 МВт.

Выделение ИГЭС и БСЭС на изолированную работу сопровождается снижением фазных напряжений ПС «Бурибай» до значений 5,708–4,745 кВ (рис. 3) и падением частоты напряжения до 49,823 Гц. Снижение напряжения приводит к увеличению силы тока по фидерам подключения № 2 и № 16 ПС «Бурибай» и сохранению генерации БСЭС: фидер № 2 $P = 2,78$ МВт; фидер № 16 $P = 4,02$ МВт.

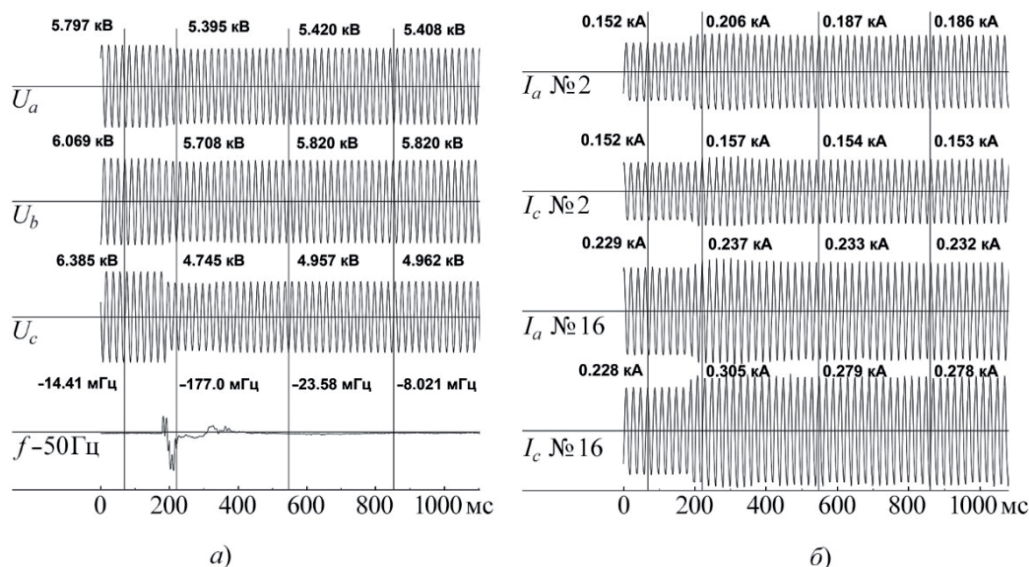


Рис. 3. Осциллограммы 10:51:36:325: а) фазные напряжения на шинах ПС «Бурибай» и изменение частоты напряжения; б) сила тока в фазах А и С фидеров № 2 и № 16

10:51:38:

- происходит дальнейшее снижение фазного напряжения на шинах ПС «Бурибай», в результате чего отключаются ИН БСЭС по параметрам напряжения с полной потерей генерации БСЭС;
- из-за снижения частоты до величины 48,133 Гц, на ПС «Бурибай» произошел сброс нагрузки в объеме ≈ 6 МВт, также произошло снижение потребления в сторону ПС «Бузавлык» и ПС «Юбилейная» общим объемом ≈ 5 МВт;
- в результате суммарного снижения потребляемой мощности на ≈ 11 МВт и генерируемой мощности 6,8 МВт в окрестности 1700–1800 мс (рис. 4) происходит восстановление и стабилизация частоты до уровня 50,5–51,1 Гц.

10:51:40-50:

- происходит подключение ранее отключенной нагрузки ПС «Бурибай» в объеме ≈ 6 МВт, при этом общее потребление изолированного энергорайона составляет ≈ 18 МВт, а генерация ИГЭС ≈ 15 МВт. Развитие аварии отражается на снижении частоты до уровня 41,752 Гц (рис. 5);
- в результате снижения частоты произошел сброс нагрузки ООО «Башкирская медь» в объеме ≈ 6 МВт, при этом общее потребление изолированного энергорайона составляет ≈ 12 МВт;
- образовался избыток генерации ИГЭС в объеме ≈ 3 МВт;
- избыток мощности привел к повышению частоты в течение трех минут. Частота повышалась до значений 54,5 Гц (рис. 6).

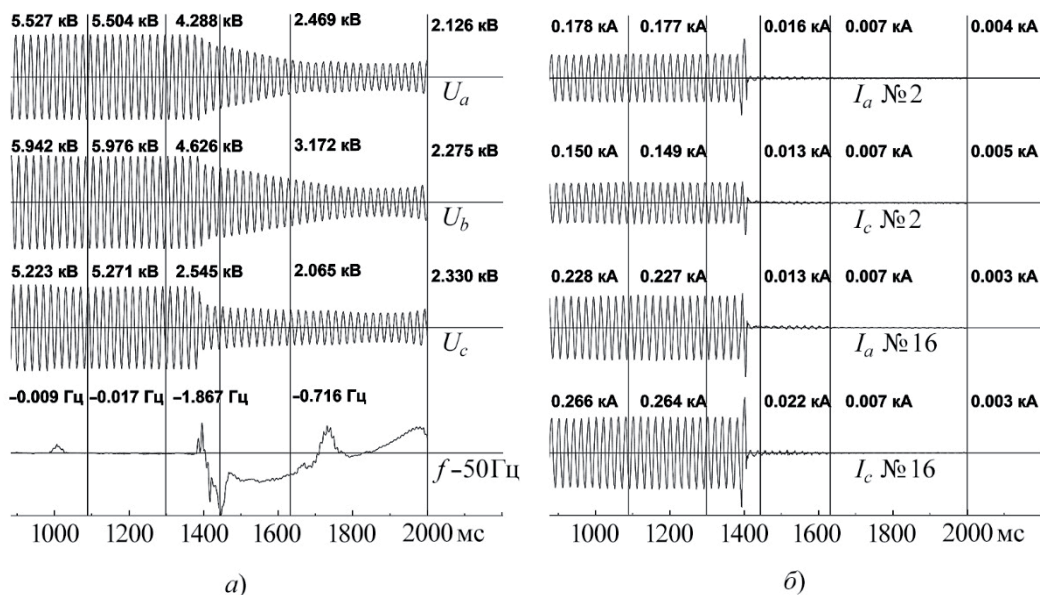


Рис. 4. Осциллограммы 10:51:38:815: а) фазное напряжение на шинах ПС «Бурибай» и изменение частоты напряжения; б) сила тока в фазах А и С фидеров № 2 и № 16

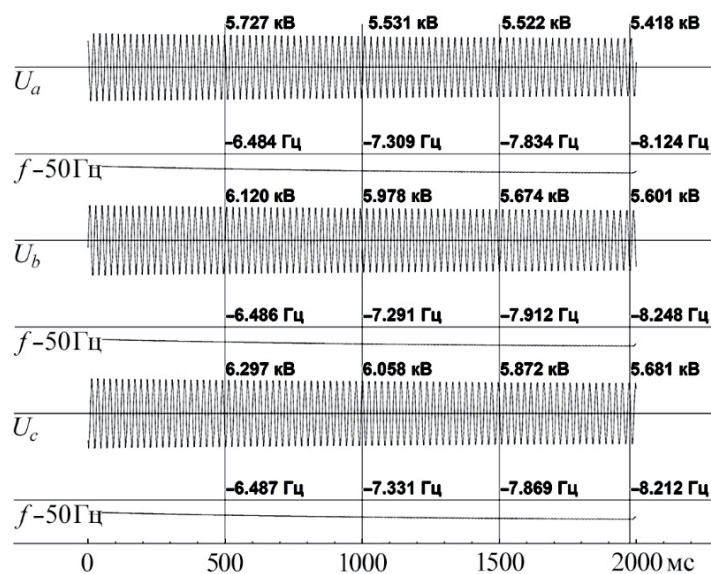


Рис. 5. Осциллограммы 10:51:42:618 – фазное напряжение на шинах ПС «Бурибай» и отклонения частоты напряжения

11:06:24:

- при удовлетворительных условиях включения произошел запуск двух ИН БСЭС с суммарной выдачей мощности 1,6 МВт;
- по неопределенным причинам, мгновенно отключился один из включившихся ИН, в результате чего произошло снижение выдаваемой мощности до 0,8 МВт;
- процесс сопровождается флуктуациями частоты сети в диапазоне 48,8–51,8 Гц.

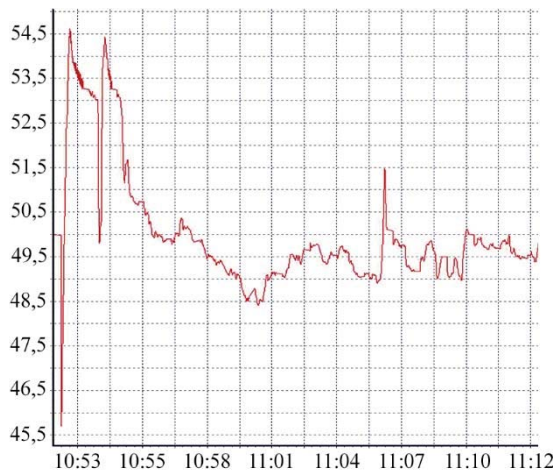


Рис. 6 Телеметрия частоты на шинах ИГЭС в период с 10:51-11:11

- по неопределенной причине, происходит кратковременное отключение и последующее включение ИН, соответственно изменение мощности от 0,8 до 0 МВт и от 0 МВт до 0,8 МВт. В результате этого, значение частоты с 49 Гц снижается до значения 48,782 Гц, а фазное напряжение на шинах ПС «Бурибай» с уровня 5,445 кВ до 4,069 кВ (рис. 7);
- включение двух ИН БСЭС приводит к повышению частоты до 52 Гц в течение 1 минуты с последующей нормализацией на уровне 50 Гц.

11:42: по команде диспетчерского центра, БСЭС была отключена от сети, в результате чего частота снизилась до 48 Гц на 1 минуту.

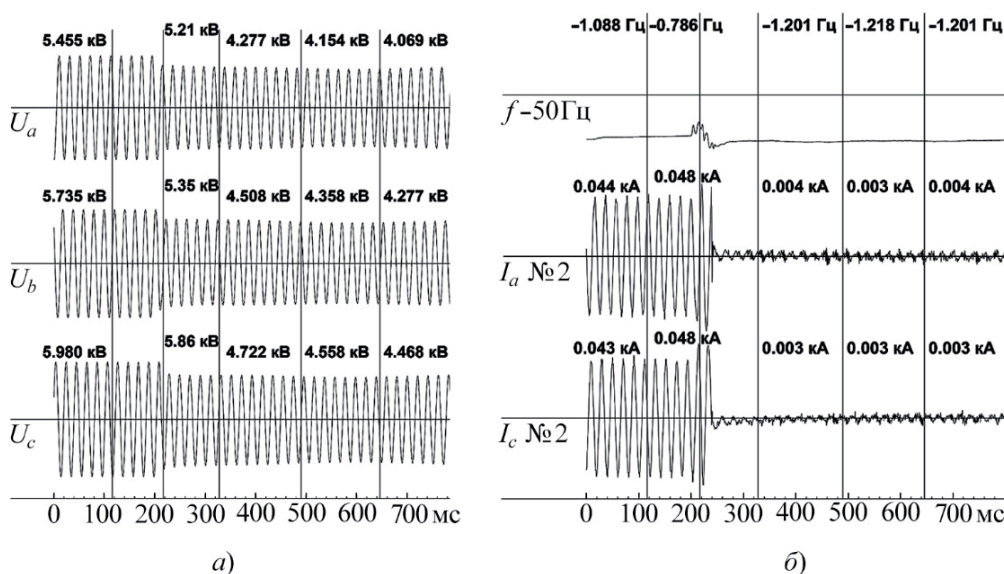


Рис. 7. Осциллограммы 11:13:30:385: а) фазное напряжение на шинах ПС «Бурибай»; б) сила тока в фазах А и С фидера №2 и отклонение частоты напряжения

Выводы

1. Развитие электроэнергетики на основе ВИЭ в мире и России имеет положительные тенденции. С каждым годом технологии производства фотоэлектрических модулей, инверторного оборудования и других материалов СЭС совершенствуются, что позволяет повысить их эффективность и снизить себестоимость.

2. Изолированный режим работы сопровождался флуктуациями частоты, которые коррелируют с включением и отключением инверторного оборудования, что является доказательством влияния СЭС на электроэнергетические режимы, в частности в аварийных ситуациях. Выделение Ириклинской ГЭС и 1-й очереди Бурибаевской СЭС на изолированную работу, является практическим примером того, что выбор параметров интеграции СЭС с ЕЭС должен быть отражен в технических требованиях к силовому оборудованию и системам регулирования ветряных и солнечных электроэнергетических установок в части их параллельной работы с ЕЭС России.

3. Следует отметить, что в случае изолированной работы ИГЭС и БСЭС следовало использовать ряд функций и настроек, которые позволили бы остаться СЭС в работе и генерировать порядка 6-8 МВт активной мощности и 2-4 Мвар реактивной мощности.

4. Для изучения процессов необходимо провести моделирование работы СЭС с сетью в разных режимах.

Список литературы

1. Highlights of the REN21 Renewables 2017 Global Status Report in perspective. URL: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/170607_GSR_2017_Highlights.pdf.
2. Администратор торговой системы (АО «АТС»): Результаты отборов проектов 2017: [сайт]. URL: <http://www.atsenergo.ru/vie/proresults>.
3. Системный оператор (АО «СО ЕЭС»): Информационный обзор «Единая энергетическая система России промежуточные итоги» Август 2017 года: [сайт]. URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2017/ups_review_0817.pdf.
4. О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности: постановление Правительства от 28 мая 2013 г. № 449 // Собрание законодательства. 2013. – № 23. – Ст. 2909.
5. Об утверждении основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года (с изменениями на 28 февраля 2017 года): распоряжение Правительства от 8 января 2009 № 1-р // Собрание законодательства. 2009. – № 4. – Ст. 515.

Попков Евгений Николаевич, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: ENPopkov@gmail.com

Сейт Руслан Игоревич, начальник управления эксплуатации солнечных электростанций ООО «Авелар Солар Технолоджи»

E-mail: seyt.ruslan@gmail.com

УДК 621.311

Е. В. Исеев

Алгоритм оптимального выбора ступеней управления в ЦСПА третьего поколения

Предложен алгоритм выбора управляющих воздействий для обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимой токовой загрузки, основанный на методах динамического программирования.

Ключевые слова: статическая устойчивость, управляющее воздействие, ЦСПА, алгоритм Дейкстры.

Введение

В АО «НТЦ ЕЭС» в настоящее время разработана централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА) третьего поколения. Задача системы – обеспечение при всех нормативных авариях допустимого (по нормативным документам) послеаварийного режима [1].

Решение этой задачи обеспечивается тем, что в ответ на аварию в системе вводятся управляющие воздействия: выполняется отключение/разгрузка определенных генераторов и/или отключение нагрузок.

Объем необходимых управляющих воздействий рассчитывается в зависимости от исходной схемы, режима и характера аварии.

При выборе управляющих воздействий для обеспечения устойчивости энергосистемы возникает задача выбора оптимальных управлений. Разработанный алгоритм входит в состав программного обеспечения ЦСПА в качестве составной части.

Постановка задачи

Задача рассматривалась в рамках следующей модели. Каждое управляющее воздействие (УВ) представлено в виде набора ступеней управления. Каждая ступень состоит из совокупности нагрузочных или генераторных узлов, которые следует отключить при вводе данной ступени. При этом каждая ступень, начиная со второй, включает в себя все предыдущие ступени данного УВ.

Для обеспечения устойчивости следует отключить заданную суммарную мощность нагрузки (в дефицитной части) или генерации (в избыточной части). В общем случае, в соответствии с расчетным опасным сечением, в избыточной части нужно вводить генераторные ступени, а в дефицитной – нагрузочные. Однако в развитых энергосистемах имеется много управляющих воздействий, и одна и та же мощность может быть отключена разными способами. Например, если УВ 1 содержит две ступени по 50 МВт, УВ 2 – одну ступень в 100 МВт, а требуется отключить 95 МВт, можно сделать это двумя путями: отключить две ступени УВ 1 или одну ступень УВ 2. Поэтому в каждом случае следует определять, какие именно генера-

торы или нагрузки нужно отключить, чтобы ущерб для энергосистемы и потребителей был минимальным.

С этой целью для каждой ступени вводится цена на 1 МВт отключаемой мощности. Цены назначаются технологом в соответствии с опытом эксплуатации конкретной энергосистемы. Возможно также автоматическое формирование цен. В общем случае действуют следующие правила:

- цена зависит от номера ступени (при прочих равных условиях вторая ступень дороже, чем первая; третья дороже, чем вторая, и т. д.);
- отключение генераторов должно быть дешевле, чем отключение нагрузок;
- отключение генераторов атомных станций дороже, чем ГЭС, ТЭС и др.

Задача оптимального управления ставится следующим образом: необходимо вводить такое управление, чтобы суммарная отключаемая мощность была не меньше заданной, и при этом суммарная стоимость введенных ступеней была минимальна.

Если ступени различных УВ имеют близкие значения отключаемой мощности, то, очевидно, достичь необходимой суммарной мощности можно разными вариантами введенных ступеней. Нам следует из этих вариантов выбрать наиболее дешевый.

При небольшом количестве УВ в системе эта задача может быть решена полным перебором всех вариантов: для каждого варианта следует определить суммарную стоимость и отключаемую мощность. Затем нужно выбрать оптимальный вариант – такой, который обеспечивает заданную величину отключаемой мощности при минимальной цене. Однако с ростом числа доступных управлений количество вариантов быстро растет. Предположим, в системе имеется 10 УВ, каждое из которых имеет одну ступень. Тогда для каждого УВ возможны два состояния: 0 (УВ не введено) или 1 (введена первая ступень). Тогда полное число вариантов составит $2^{10} = 1024$. Если же число УВ равно 20 (и по-прежнему в каждом УВ одна ступень), то число вариантов уже $2^{20} = 1048576$.

В общем случае, если в системе N управляющих воздействий и в каждом k -м УВ имеется m_k ступеней, то полное число возможных вариантов равно произведению:

$$S = (m_1 + 1) \cdot (m_2 + 1) \cdot \dots \cdot (m_N + 1).$$

Большое количество вариантов при полном переборе приведет к замедлению расчета и снижению быстродействия противоаварийной автоматики.

Первоначально, в ходе опытной эксплуатации системы на ОЭС Востока, где число управляемых нагрузок и генераторов невелико, использовался алгоритм с полным перебором всех вариантов [3]. Однако затем, при переходе к системам с большим количеством доступных управлений, появилась необходимость в более быстродействующем алгоритме. Для решения этой задачи было решено воспользоваться методами динамического программирования.

Алгоритм Дейкстры

Все варианты, при которых отключаемая мощность различается не более чем на 5 МВт, условимся считать одним и тем же состоянием системы. Очевидно, их в общем случае гораздо меньше, чем исходных вариантов.

Считаем, что суммарная отключаемая мощность лежит в диапазоне $0 \div 5000$ МВт. Практика показывает, что для реальной энергосистемы этого вполне достаточно. Разобьем этот диапазон на участки шириной по 5 МВт. Получится 1000 участков.

Ширина участка определяет точность, с которой будет найдено оптимальное состояние.

Далее, представим все возможные состояния системы в виде графа. Вершинами графа будут состояния, связанные с каждым участком диапазона, а ребрами – ступени управления, переводящие систему из одного состояния в другое. Таким образом, состояния, отличающиеся только одной ступенью в одном УВ, будут смежными вершинами графа. Цена этой ступени будет ценой ребра, связывающего эти две вершины.

Начальное положение соответствует участку 0, когда ни одна из ступеней не введена. Любой выбор какого-либо сочетания ступеней в разных УВ соответствует пути из вершины 0 в вершину, соответствующую этому сочетанию. Наша задача – найти путь с минимальной суммарной стоимостью, ведущий в вершину, где отключенная мощность превышает значение $P_{\min}$, достаточное для обеспечения устойчивости.

Поиск оптимального пути во взвешенном графе осуществляется с помощью алгоритма Дейкстры [2]. Этот алгоритм известен с 1959 года и позволяет в произвольном взвешенном графе с неотрицательными ценами найти маршруты минимальной суммарной стоимости из заданной стартовой вершины во все остальные вершины графа.

В алгоритме Дейкстры каждой вершине графа ставится в соответствие метка – число, равное текущей стоимости пути в данную вершину. При инициализации алгоритма начальной вершине графа присваивается метка 0, остальным вершинам – метка, равная бесконечности. На каждом шаге алгоритма метки будут уменьшаться, пока не достигнут оптимальных значений.

Также, для каждой вершины вводится логическая переменная Fin , указывающая, завершен ли расчет для данной вершины. При инициализации для стартовой вершины она равна 1, для остальных – 0. Для всех вершин, смежных со стартовой (т. е. таких состояний, при которых введена первая ступень в одном из УВ) – в качестве метки задается цена этой ступени.

На каждом шаге алгоритма выполняются следующие действия:

1. Среди вершин графа с $Fin = 0$ выбирается вершина U , имеющая минимальную метку. Если все вершины имеют $Fin = 1$ – расчет завершен.
2. Рассматриваются все возможные пути в графе из стартовой вершины, в которых вершина U является предпоследним пунктом. Для каждой вершины V , смежной с U и имеющей признак $Fin = 0$, рассчитывается новая метка, равная сумме текущей метки U и стоимости ребра $U-V$. Если полученная сумма оказывается меньше текущей метки V – значение метки V обновляется.
3. Вершине U присваивается признак $Fin = 1$. Можно доказать, что на этом этапе расчета найден путь минимальной стоимости из стартовой вершины в вершину U .
4. Для вершины U запоминается предыдущая вершина, из которой путь минимальной стоимости ведет в вершину U . После завершения алгоритма, зная для каждой вершины предыдущую, можно восстановить весь путь.

В контексте нашей задачи вершина графа – это не конкретное сочетание выбранных ступеней управления, а участок диапазона отключенной эффективной мощности шириной 5 МВт. Для каждого из них при инициализации алгоритма задается стоимость 10^{10} (машинная бесконечность). Когда на очередном шаге алгоритма при некотором выбранном сочетании ступеней отключенная мощность оказывается в этом участке – ему присваивается стоимость такого сочетания ступеней. Если на одном следующих из шагов алгоритма удастся попасть в этот же участок при другом сочетании отключенных ступеней с меньшей стоимостью – то для данного участка запоминается новое сочетание и новая стоимость. Работа алгоритма продолжается до тех пор, пока не найдено решение с минимальной стоимостью для всех участков. После этого выбирается участок, ближайший к значению требуемой отключенной мощности. Найденное для него сочетание ступеней и будет оптимальным решением.

Выигрыш в быстродействии по сравнению с полным перебором обеспечивается тем, что число состояний (участков диапазона) гораздо меньше, чем число возможных сочетаний введенных ступеней управления. Диапазон возможных отключений разбивается на 1000 участков, но в действительности из-за дискретности ступеней не все из них доступны, так что фактическое число вершин графа оказывается еще меньше.

Кроме алгоритма Дейкстры, задача может быть решена и другими средствами динамического программирования, например, с помощью принципа оптимальности Беллмана. Но его применение приводит к такой же вычислительной сложности, и, кроме того, для данной задачи он менее нагляден.

За один вызов функции вводятся ступени только одного типа (нагрузочные или генераторные). На последующих итерациях функция может вызываться повторно – для балансировки режима или для выбора дополнительных управлений, если ранее введенных оказалось недостаточно.

Выбор управления для обеспечения требуемой токовой нагрузки

Помимо обеспечения устойчивости режима или балансировки, управляющие воздействия могут вводиться и с другими целями, в том числе для обеспечения требуемой токовой нагрузки.

Задача выбора управлений для разгрузки по току во многом сходна с вышеописанной, но имеет существенные отличия.

Аналогично задаче обеспечения устойчивости, здесь заранее определяется цена каждой ступени и ее эффективность для разгрузки перегруженных ветвей. Основное отличие заключается в том, что теперь на вход алгоритма подаются как нагрузочные, так и генераторные ступени – в результате общее число ступеней управления оказывается больше, так что задача оптимизации здесь стоит более остро. Кроме того, в ходе выбора оптимального набора УВ необходимо следить за небалансом активной мощности, оставаясь в допустимых границах.

Для решения этой задачи также вводится граф состояний системы. Но каждое состояние теперь характеризуется не одной, а двумя переменными: суммарной эффективностью и небалансом.

Диапазон возможных значений небаланса задан в пределах $-5000 \div 000$ МВт и разбит на участки шириной 5 МВт. Диапазон эффективности ступеней $0 \div 2000$ МВт разбит на 1000 участков по 2 МВт. Таким образом, матрица состояний системы имеет размер 1000×2000 элементов. Однако большой размер матрицы не означает большой вычислительной сложности: как и в одномерном случае, фактическое число реализуемых состояний намного меньше, т.е. матрица оказывается слабозаполненной.

На рис. 1 показано характерное поведение всех величин по мере перебора вершин графа. По горизонтальной оси отложены варианты выбора ступеней – в том порядке, в каком выполняется их обход по алгоритму Дейкстры.

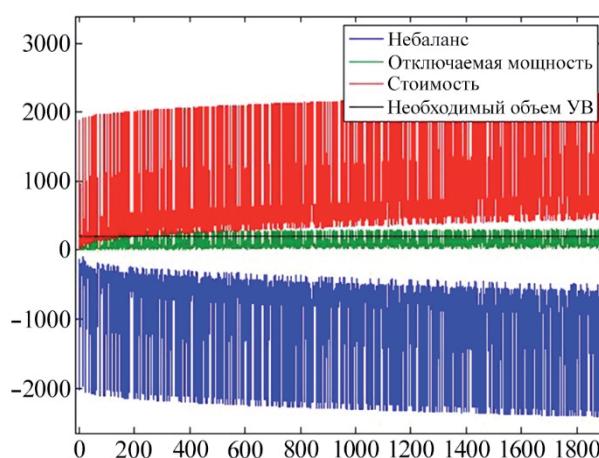


Рис. 1. Графики небаланса, отключаемой мощности и стоимости

Зеленым цветом на графике обозначена отключаемая мощность, красным – стоимость. Необходимо выбрать вариант, при котором отключаемая мощность превышает необходимый объем (показан черной горизонтальной линией), причем стоимость минимальна, а небаланс (показан синим цветом) лежит в заданных пределах. На каждой итерации алгоритма Дейкстры все эти значения заносятся в стек. После того как алгоритм завершен, нужный вариант находится перебором всех состояний из стека.

На графике видно, что все величины от шага к шагу изменяются в больших пределах в обе стороны, что связано с различиями в мощности ступеней. Однако в среднем отключаемая мощность и стоимость растут по мере охвата новых вершин графа. Поэтому для дополнительного ускорения расчета можно выполнить досрочное завершение. Предположим, что на шаге N получено решение, которое нас устраивает, со стоимостью W_N . Если на последующих $3N$ шагах не получено решений дешевле W_N , то с большой долей вероятности можно предположить, что их и не существует. В этом случае можно досрочно завершить алгоритм и считать найденное решение оптимальным.

В ходе исследования данного алгоритма был проведен численный эксперимент. Для 300 расчетных примеров с разными схемами и режимами был выполнен расчет методом полного перебора, а затем – предложенным методом на основе алгоритма

Дейкстры. Результаты вычислений всюду оказались одинаковы, а выигрыш по быстрдействию составил до 3 раз.

Алгоритм опробован в составе расчетного модуля ЦСПА третьего поколения как на полигонах, так и на штатных кластерах ЦСПА.

Автоматическое формирование ступеней управления по генерации

В 2017 г. при разработке ЦСПА Средней Волги возникла и другая задача, которую оказалось возможно решить тем же способом. В ОЭС Средней Волги имеется устройство локальной автоматики, рассчитанное на фиксированные объемы ступеней управления. Так, для Саратовской ГЭС предусмотрено 5 ступеней управления мощностью 300, 500, 700, 900 и 1100 МВт. Вместе с тем, Саратовская ГЭС имеет 20 генераторов, загрузка которых неодинакова и изменяется от режима к режиму в пределах от 0 до 100 МВт. Необходимо при заданной в текущем режиме мощности генераторов сформировать из них 5 ступеней управления заданного объема.

Аналогично реализована локальная автоматика на Жигулевской и Нижнекамской ГЭС.

Ступени управления необходимо формировать до запуска технологического алгоритма, поэтому модуль формирования ступеней реализован средствами SQL и запускается при заполнении базы данных текущего расчетного режима.

Заключение

Изложенный алгоритм включен в состав программного обеспечения ЦСПА 3-го поколения, проведены тестовые испытания. В настоящее время система введена в промышленную эксплуатацию в ОЭС Востока. Готовится внедрение на ОЭС Средней Волги, Урала, Юга и Северо-Запада.

Список литературы

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003, № 27.
2. Томас Х. Кормен, Чарльз И. Лейзерсон, Рональд Л. Ривест, Клиффорд Штайн. Алгоритмы: построение и анализ. – Introduction to Algorithms. – 2-е изд. – М.: «Вильямс», 2006. – 1296 с.
3. Кац П. Я., Лисицын А. А., Николаев А. В., Тен Е. А., Исаев Е. В. Алгоритм оценки статической устойчивости и выбора управляющих воздействий по условию обеспечения статической устойчивости послеаварийного режима // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, № 1 (68). – С. 48–57.

Исаев Егор Владимирович, ведущий инженер-программист отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: isaev-egor@yandex.ru

УДК 621.314

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

Степень контролируемости вторичных цепей подстанции

Проанализированы схемные и математические решения в области контроля исправности устройств РЗА в целом, а также отдельных участков вторичных цепей. Предложена классификация параметров, обрабатываемых терминалами РЗА, определен необходимый набор контролируемых параметров для полной наблюдаемости вторичных цепей.

Рассмотрены ключевые публикации по теме надежности вторичных соединений и микропроцессорных устройств. Приведены и классифицированы методы определения неисправностей аналоговых цепей тока и напряжения, цепей управления, логической части устройств, питания, сигнализации и связи с привязкой к производителю, описанием логики работы и приведением электрической схемы.

Приведена статистическая информация в части реализации функций самодиагностики на подстанциях Екатеринбургского энергоузла.

Ключевые слова: реле, техническое обслуживание, самодиагностика релейной защиты, микропроцессорные устройства релейной защиты, автоматизированные системы управления технологическим процессом.

Введение

Поддержание электроэнергетического оборудования в исправном состоянии является важнейшей задачей, так как его нормальное функционирование обеспечивает жизнедеятельность современного общества. Функцию обеспечения сохранности электротехнического оборудования берет на себя Релейная Защита и Автоматика (РЗА), поэтому правильность ее работы имеет крайне высокую значимость.

Эффективность работы РЗА традиционно обеспечивается системой планово-предупредительных ремонтов (ППР). Система ППР [1, 2] была разработана, во время повсеместного применения устройств на электромеханической (ЭМ) базе, контролировать работоспособность которых, а тем более делать это дистанционно фактически невозможно. С постепенным внедрением микропроцессорных (МП) устройств, позволяющих реализовывать дополнительные алгоритмы контроля собственного функционирования, принимать и передавать любые данные, в статьях некоторых авторов появились призывы к смене парадигмы – переходу к обслуживанию по состоянию [3, 4]. Статьи на эту тематику обычно содержат определенные предложения по оптимизации технического обслуживания в части процесса его выполнения для снижения трудозатратности и вероятности возникновения неисправностей вследствие влияния человеческого фактора [4] или же рассматриваются возможности внедрения автоматизации проверочных установок [5]. Материал таких статей представляет собой экспертное мнение фактически без всестороннего научного обоснования. Реальная же технико-экономическая картина остается за пределами рассматриваемого, в то время как при создании комплекса РЗА на МП базе необходим вдумчивый подход. Прежде чем совершать переход к той или иной системе обслуживания необходимо понять, что именно можно контролировать с

помощью функций МП РЗА. Отдельно отметим, что международными стандартами обслуживания РЗА уже предусмотрена возможность обслуживания РЗА по состоянию для отдельных типов устройств. Так в стандарте Североамериканской Корпорации Электросетевой Надежности об РЗА PRC-005-2 [6] в зависимости от поколения и степени наблюдаемости предусмотрены различные мероприятия ТО для устройств. При максимальной степени наблюдаемости допускается не делать ТО до выявления неисправностей в автоматическом режиме. В отечественной практике в ПАО «Россети» внедрена методика оценки технического состояния силового оборудования [7]. Стандарты в части РЗА находятся в стадии обсуждения и разработки. Отдельно отметим работы, посвященные надежности МП устройств РЗА [8, 9]. Авторы не берутся отстаивать какую-либо позицию, не имеет особого значения надежнее ЭМ устройства или МП, но переход на рельсы цифровизации совершен и вопрос только в том, как улучшить техническую систему в имеющихся условиях.

Исторически состояние РЗА определялось по факту срабатываний или посредством технического обслуживания (ТО). На вопрос влияния частоты и качества ТО на состояние РЗА одним из первых обратил внимание Э. П. Смирнов [10, 11]. Автор использовал модель состояний РЗА [12] для вычисления вероятности нахождения устройства в исправном и неисправном состояниях. В основу данной модели положен алгоритм, который позволяет смоделировать ненадежное устройство, проследить, как меняется со временем вероятность его отказа и как на нее влияет проведение ТО. В результате была получена зависимость надежности устройства от частоты ТО, оценен необходимый уровень качества ТО, ведущий к повышению надежности. Автор ввел понятие готовности срабатывания и пытался оценить состояние устройств РЗА во временной динамике, в то время как большинство подходов [13] оперирует интенсивностью отказов при срабатывании, т. е. считает, что вероятность отказа слабо коррелирует со временем эксплуатации.

Предметом настоящей статьи являются методы, которые могут быть использованы для автоматизации контроля устройств РЗА. В детальном исследовании микропроцессорных терминалов [14] рассматриваются отдельные узлы и схемные решения МП РЗА с точки зрения надежности с вычислением количественных показателей, однако не анализируется возможность контроля неисправностей узлов. Этот показатель является ключевым, потому что позволяет минимизировать время восстановления устройства.

1. Структурная схема цепей РЗА

Вторичные цепи подстанции представляют собой сложную многоуровневую систему. Однако их топология – типовая и достаточно просто тиражируемая. На рис. 1 представлена структурная схема вторичных цепей подстанции, где в виде блоков отображены основные элементы. Вторичные цепи состоят из блока измерительных трансформаторов (ТТ, ТН), блока Источник питания, блока Сигнализация и канал связи, блока Выходные цепи и блока МПУРЗ (МП устройство РЗА), состоящего из четырех частей: измерительной, логической, исполнительной, а также из органа самоконтроля.

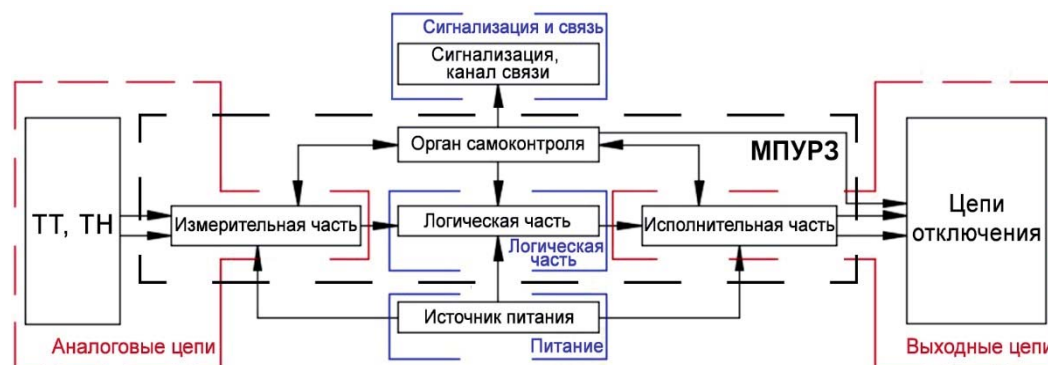


Рис. 1. Блок-диаграмма вторичных цепей

Рассмотрим способы диагностики неисправности комплекса РЗА, для чего классифицируем рассмотренные блоки по выполняемому функционалу. Выделим шесть следующих групп:

- 1) аналоговые цепи (ТТ, измерительная часть МПУРЗ);
- 2) логическая часть (логическая часть МПУРЗ);
- 3) выходные цепи (исполнительная часть МПУРЗ, цепи отключения);
- 4) питание (источник питания);
- 5) сигнализация и связь (сигнализация, канал связи);
- 6) дискретные входные цепи (измерительная часть МПУРЗ).

Орган самоконтроля МПУРЗ не принадлежит ни одной из этих частей, но принимает определенное участие в процессах каждого блока. Проанализируем способы детектирования неисправностей каждой из 6 групп при помощи органа самоконтроля с приведением ссылок на действующие промышленные образцы ведущих мировых производителей.

1.1. Аналоговые цепи

Состоят из следующих элементов: трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), вторичные кабели, клеммные зажимы, аналоговые входы терминалов РЗА.

Согласно ПУЭ [15, п. 3.2.8] в устройствах РЗА должны быть предусмотрены устройства контроля цепей напряжения, в то время как необходимость контроля целостности токовых цепей задокументирована только в отношении турбогенераторов [15, п. 3.2.36].

Контроль целостности цепей напряжения должен производиться постоянно, потому что их обрыв может привести к мгновенной работе дистанционных органов и органов с контролем по напряжению. Классически в устройствах РЗ российского производства используют схему блокировки наличия напряжения (БНН) [16]. Логика работы БНН основана на сравнении напряжений в схеме звезда с напряжениями в схеме треугольник. Эта схема позволяет определить, обрыв контрольного кабеля или повреждение ТН и предотвратить формирование ложной команды на отключение оборудования при потере цепей напряжения. Фактически при срабатывании БНН устройство РЗА блокируется, защищаемый элемент остается без тех ступеней защит, для которых предусмотрен контроль напряжения.

В терминалах зарубежного производства [17] встречаются другие принципы определения неисправности цепей напряжения, например, сравнивается ток и напряжение обратной (нулевой) последовательности. Признаком неисправности цепей напряжения является напряжение обратной (нулевой) последовательности, которое становится выше заданного значения, при условии, что ток обратной (нулевой) последовательности остается ниже заданного значения. Также существует возможность определить неисправность цепей напряжения, по возрастанию напряжения нулевой последовательности [18–20] выше уставки, при незначительном снижении напряжения по фазам, или по снижению напряжения прямой последовательности [18], при условии неизменения тока в линии.

Для цепей тока постоянный контроль реализовать сложнее вследствие отсутствия непосредственно в устройстве защиты второго независимого канала для сравнения величин. В некоторых зарубежных устройствах применяется функция, основанная на сравнении суммы токов по фазам и тока нулевого провода с отдельного ТТ [19]. Такой метод не всегда реализуем, так как в целях экономии на внутренних ТТ терминалы РЗА зачастую лишены возможности контролировать ток непосредственно в нулевом проводе.

Внедрение автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) позволяет анализировать информацию не только с одного устройства, но реализовывать алгоритмы, использующие сигналы с нескольких устройств. Так, например, решение задачи контроля токовых цепей может быть обеспечено за счет взаимной верификации величин от смежного устройства, подключенного к другому трансформатору тока, путем их сравнения. Значительное расхождение между показаниями будет свидетельством неисправности токовых цепей. На основе исчерпывающей информации в АСУ ТП современных подстанций, возможны и более сложные методы диагностики, основанные на интеграции измерений различных присоединений в модель оценки состояния, как предложено в [20]. Подобные алгоритмы проходят тестовую эксплуатацию в ПАО «ФСК ЕЭС».

В случае отсутствия АСУ ТП на подстанции, и при отсутствии методов самодиагностики аналоговых входов, описанных выше, устройство защиты должно подвергаться периодическим проверкам аналоговых измерителей. Такие проверки можно проводить с удаленного рабочего места. Подключившись к устройству через сеть, можно оценить адекватность полученных значений с точки зрения ожидаемой величины. Стоит отметить, что наиболее эффективным является верификация показаниями другого устройства, измеряющего ту же величину.

Корректные показания аналоговых входов гарантируют исправность всей цепи в целом, а данная проверка является достаточной для определения состояния аналоговых цепей целиком. При использовании всего вышеописанного функционала в полном объеме выполнение плановых мероприятий не требуется.

1.2. Логическая часть

Логическая часть МП устройства состоит из микропроцессора и плат, на которых он установлен, построенных на современных полупроводниковых элементах. Контроль работы процессора также является обязательным требованием к любому устройству РЗА. Неисправность логической части выводится на светодиод и

отдельный выход микропроцессорного терминала с дальнейшим выходом на сигнализацию и в систему телесигнализации.

К логическим неисправностям также относят программные ошибки. Программная часть микропроцессорного устройства включает логические блоки и алгоритмы. В терминалах РЗиА работа логической схемы контролируется параллельно работающей «серой схемой» контроля контрольных сумм и прочих служебных параметров.

Ошибки, связанные с программным обеспечением, при разборе аварий, относят к человеческому фактору [22]. Такие ошибки могут быть необнаружимыми до возникновения особого режима энергосистемы и при обнаружении должны быть устранены на всех объектах где их появление потенциально возможно. Кроме того, поиск программных ошибок является задачей производителей, которые проводят многочасовые испытания своих устройств на специальных полигонах в поисках возможных сбоев, в том числе и программных. Описанные мероприятия позволяют обеспечить высокую вероятность обнаружения неисправностей без выполнения плановых работ.

1.3. Выходные цепи

Выходные цепи состоят из выходного реле МП терминала, кабелей к коммутационным аппаратам, непосредственно электромагнитов отключения.

Согласно ПУЭ [15, п. 3.4.20] необходимо выполнять контроль цепей отключения. В классических схемах целостность цепей управления выключателями контролируется реле положения включено (РПВ). Катушка реле РПВ включается через дополнительный резистор в цепь отключения, т. е. в цепи отключения постоянно протекает ток достаточный для срабатывания реле РПВ, но недостаточный для срабатывания СО. На рис. 2 представлена принципиальная схема контроля цепей отключения на электромеханических элементах, а также в микропроцессорном исполнении. Важно отметить, что на подстанциях, где схема автоматики управления выключателем построена на электромеханической базе, реле РПО устанавливается на панели управления, которая находится на некотором удалении от панели защит, т. е. участок кабеля от устройства РЗиА до панели управления остается неконтролируемым. На подстанциях с МП устройствами РПВ моделируется функцией терминала защит, находящейся на одной панели с устройством РЗ, что сокращает длину неконтролируемого участка, с расстояния между панелями (ЭМ схема) до расстояния между клеммами панели защит (МП схема).

Вышесказанное затрагивает все составляющие выходных цепей, кроме непосредственно выходного реле. В ЭМ схеме выходное реле не контролируется, в МП устройствах обычно используются алгоритмы, позволяющие определять целостность катушки реле. Работа же контакта выходного реле терминала чаще всего не контролируется. Авторам удалось найти описание алгоритма автоконтроля контакта выходного реле лишь для одного устройства [23], которое относится к классу противоаварийной автоматики. Следует отметить, что применение такого алгоритма значительно усложняет схемное решение, т. е. требует дополнительных затрат.

Из вышесказанного следует, что большая часть выходных цепей подвержена постоянному контролю, выполнять проверку выходных цепей по частям нецелесооб-

разно. Классический метод проверки выходных цепей – опробование. Кроме того, проверка может быть проведена при непосредственной работе защиты – при наличии требования на срабатывание. Вопрос, с какой частотой следует производить опробование с учетом вероятности повреждения незначительного по протяженности участка кабеля и контакта выходного реле при постоянном контроле остальной части цепи требует дальнейшего рассмотрения.

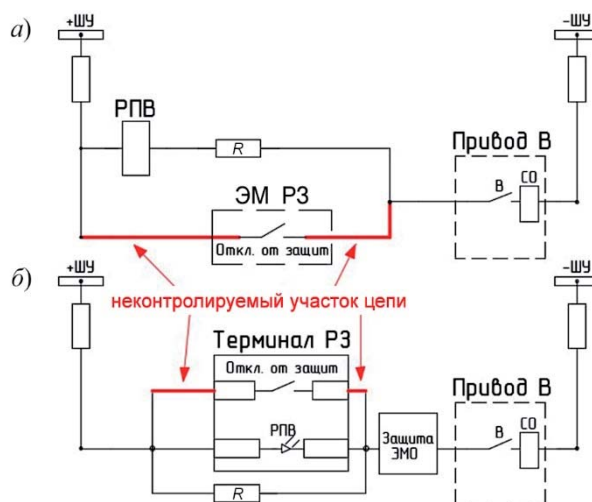


Рис. 2. Классическая схема контроля цепей отключения

1.4. Питание

Важнейшей составляющей работы устройств РЗиА является наличие бесперебойного питания. Схема питания состоит из аккумуляторных батарей, подзарядных устройств, щита постоянного тока и кабелей питания.

Согласно ПУЭ [15, п. 3.4.20] питание терминала должно контролироваться постоянно. При потере питания выдается сигнал в устройство центральной сигнализации. Кроме того, наличие питания дистанционно можно контролировать по факту наличия устройства в сети, многие устройства позволяют также дистанционно измерить уровень питающего напряжения. То есть для констатации наличия питания проведения профилактических работ не требуется.

1.5. Сигнализация и связь

Согласно ПУЭ 7 [15, п. 3.4.21] в электроустановках должна быть обеспечена автоматическая подача сигнала о нарушении нормального режима работы и о возникновении каких-либо неисправностей. Проверка исправности этой сигнализации должна быть предусмотрена периодическим ее опробованием. Опробование действия каждого отдельного устройства классически выполняется при ТО этого устройства.

В электроустановках, работающих без постоянного дежурного персонала, должна быть также обеспечена передача сигнала в диспетчерский пункт. Работоспособность канала связи также может быть проверена при опробовании. Проверка сигнализации и связи требует опробования, однако важно отметить, что на современных

подстанциях, где сигнализация реализуется по цифровым каналам через АСУ ТП этого можно не делать. Сигнал неисправности можно вызвать дистанционно через программу дистанционного доступа, а на прочих устройствах опробование цепей сигнализации при должной подготовке можно выполнить без вывода устройства из работы.

1.6. Дискретные входные цепи

Дискретные входы обычно реализуются с помощью оптронов и не позволяют отслеживать изменение в уровне сигнала. Однако в терминалах некоторых производителей существует возможность установки дискретных плат с контролем уровня сигнала. Такие платы обходятся дороже, но позволяют вести контроль изоляции входов и отслеживать изменения, происходящие в цепи.

Кроме того, контроль изменения дискретных сигналов может осуществляться по средствам сигнализации в АРМ через АСУ ТП подстанции. По протоколу МЭК 61850 информация поступает на сервер, где централизованно обрабатывается, преобразуется к виду, который позволяет оперативному персоналу обнаружить изменившийся дискретный входной параметр и принять меры к устранению неисправности. Однако зачастую изменение параметра может привести к мгновенной аварийной ситуации. Отслеживание таких изменений с последующим блокированием защит – вопрос будущего.

2. Анализ РЗА Екатеринбургского энергоузла

Для получения реальной картины использования методов и функций самодиагностики на действующих объектах энергосистемы проанализируем устройства РЗА линий 110–220 кВ, установленные на объектах электроэнергетики Екатеринбургского энергоузла. Данные об эксплуатируемых на ПС терминалах МП защиты линий 110–220 кВ согласно отчету службы РЗА за 2014 г. представлены в табл. 1. Также в табл. 1 приведена информация о наличии в устройствах функций самоконтроля.

Доля терминалов, обладающих и не обладающих определенной функцией самоконтроля, показана на рис. 3.

Таблица 1

Анализ существующего оборудования

Название терминала	Кол-во, шт	Контроль аналоговых цепей		Контроль логики	Контроль выходов
		Цепи тока	Цепи напряжения		
REL-511	37	+	+	+	–
REL-551	12	+	+	+	–
REL-670	8	+	+	+	–
RED-670	8	+	+	+	–
ДФЗ Бреслер	16	–	+	+	–
ЭКРА ШЭ2607	21	–	+	+	+

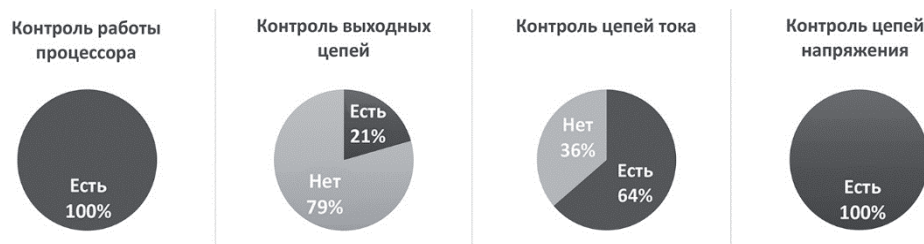


Рис. 3. Соотношение терминалов, охваченных и неохваченных самоконтролем

Проведенный анализ позволяет заключить следующее. Возможность проверки целостности токовых цепей реализована в большинстве терминалов (64 %), однако важно отметить, что статистика построена исключительно на основании потенциала, заложенного в терминалы, что совершенно не говорит о том, что на каждом конкретном объекте этот функционал используется в полной мере. Опыт эксплуатации показывает, что качественная реализация функции выполнена в лучшем случае на 10 % терминалов из числа тех, где она потенциально возможна. Контроль цепей напряжения реализован на всех объектах. Эта функция широко распространена еще со времен электромеханических защит. Контроль логики выполнен на всех МП терминалах. Однако о ширине охвата судить достаточно сложно. Контроль дискретных входов не вынесен отдельно, так как не выполнен ни на одной подстанции.

Под контролем выходов в таблице подразумевается возможность использования терминала в качестве реле РПВ. Им охвачено достаточно малое число терминалов (21 %). Это связано с тем, что автоматика управления выключателем (АУВ) в схемных решениях *ABB* и некоторых других производителей чаще всего реализуется через отдельный терминал, в котором предусмотрен контроль цепей управления. Также на некоторых объектах контроль цепей управления реализован через электромеханические реле РПО и РПВ, с помощью которых неисправность цепей управления также может быть обнаружена.

По результатам анализа реальных промышленных объектов можно сделать вывод, что уже заложенный функционал терминалов РЗА используется не в полной мере и эксплуатирующим организациям необходимо работать в этом направлении, прежде всего для повышения наблюдаемости подстанций.

Выводы

Анализ литературы по теме эксплуатации вторичных цепей подстанций показывает, что поставленная проблема обладает крайне малой степенью проработки. Не существует научно обоснованных подходов, большинство статей представляют собой экспертное мнение авторов.

По результатам анализа решений, представленных на рынке, можно судить о том, что степень контроля цепей РЗА, а также непосредственно функционирования устройства близка к полной. Расширение этого функционала до полного, путем добавления контроля выходных контактов и дискретных входов уже сейчас технически возможно и требует детальной технико-экономической оценки. И может оказаться как целесообразным, так и нет.

В то же время ситуация на объектах электроэнергетики не позволяет в полной мере использовать уже заложенный в терминалы потенциал и вопрос нуждается в проработке прежде всего с точки зрения организации работ анализа и нормативной базы.

При текущей ситуации ТО необходимо для опробования цепей отключения, проверки дискретных входов и цепей сигнализации. Однако авторами видятся все предпосылки для полного отказа от обслуживания РЗА в дальнейшем до получения сигнала о неисправности. Неисправное состояние РЗА не приносит ущерба, если не совпадет с режимом первичной сети, поэтому принципиально важно обнаружить неисправность в нормальном режиме. Следует отметить, широкий спектр средств диагностики позволит перейти от системы планово-предупредительного ремонта, к системе ремонта по неисправности независимо от надежности непосредственно устройств.

Современные тенденции развития электроэнергетических систем предполагают неизбежные изменения и в РЗА, необходима разработка стратегии развития комплекса для дальнейшей его эксплуатации с наименьшими затратами.

Список литературы

1. РД 34.35.613-89 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4–35 кВ. – М.: ОРГРЭС, 2000. – 72 с.
2. РД 153-34.0-35.617-2001. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110–750 кВ. – М.: ОРГРЭС 2001. – 228 с.
3. Шапеев А. А., Егоров А. Г., Фролов С. Е. Влияние внедрения информационных технологий на построение системы технического обслуживания комплексов РЗА // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. – Сочи, 01–05 июня 2015 г.
4. Кнобель Я. Оптимизация техобслуживания устройств релейной защиты и автоматики // Релейщик. – 2008. – № 1. – С.48–50.
5. Зайцев Б. С., Шалимов А. С. Применение комплекса Ретом-71 для проверки сложных устройств и систем РЗА // Релейная защита и автоматизация, 2016, № 4 (25). – С. 45–48.
6. Standard PRC-005-2. Protection System Maintenance. – Atlanta. – 2014. – 27с.
7. Бердников Р. Н., Гвоздев Д. Б., Кузьмин И. А., Назарычев А. Н., Андреев Д. А., Таджибаев А. И. Методика оценки вероятности отказов основного электросетевого оборудования с учетом его технического состояния // Сборник научно-технических статей сотрудников Группы компаний «Россети», 2017. – С. 151–163.
8. Захаров О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки. – М.: Инфра-инженерия, 2014. – 128 с.
9. Гуревич В. И. Микропроцессорные реле защиты: новые перспективы или новые проблемы? // Новости электротехники, 2005, № 6(36). – С. 5–6.
10. Смирнов Э. П. Подход к расчету надежности устройств релейной защиты // Электричество, 1965, № 9. – С. 5–6.

11. *Смирнов Э. П.* Влияние профилактического контроля на результирующую надежность релейной защиты // *Электричество*, 1968, № 4. – С. 5–6.
12. *Смирнов Э. П.* Зависимость надежности релейной защиты от условий эксплуатации и надежности защищаемого элемента // *Электричество*, 1966, № 6. – С. 5–6.
13. *Обоскалов В. П.* Структурная надежность энергетических систем. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – 194 с.
14. *Гуревич В. И.* Надежность микропроцессорных устройств Релейной защиты: мифы и реальность // *Проблемы энергетики*, 2008, № 5–6. – С. 5–6.
15. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2010. – 464 с.
16. Терминалы серии БЭ2704. Руководство по эксплуатации. – Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА».
17. Техническое справочное руководство Терминал дистанционной защиты линии REL 511*2.5. – Чебоксары: ООО «АББ Автоматизация», – 2004.
18. Техническое справочное руководство Терминал дифференциальной защиты линии REL 551*2.5. – Чебоксары: ООО «АББ Автоматизация», 2004.
19. Техническое справочное руководство Терминал дистанционной защиты линии REL 670*2.5. – Чебоксары: ООО «АББ Автоматизация», 2011.
20. Шкаф микропроцессорной дифференциально-фазной защиты линии типа «БРЕСЛЕР ШЛ 2604» Руководство по эксплуатации. – Чебоксары: «НПП Бреслер», 2007.
21. *Трофимов, А. С.* Метод оценки надежности цифровой релейной защиты энергосистем // *Релейщик*. 2016, № 3(27). – С. 30–33.
22. Устройства релейной защиты и автоматики. Справочник покупателя АBB.
23. Устройство противоаварийной автоматики энергоузла УПАЭ-2-24ТС. // Руководство по эксплуатации. – Екатеринбург. – 71 с.

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

Коррекция динамических свойств дифференциальной защиты протяженных линий электропередачи

Приведены результаты исследований динамических свойств продольной дифференциальной защиты линии электропередачи с компенсацией зарядной мощности и рекомендации по повышению чувствительности защиты.

Установлено, что для обеспечения селективной работы минимальный ток срабатывания защиты является недопустимым по условию чувствительности в режимах включения ВЛ на холостой ход. Следовательно, для достижения требуемых показателей чувствительности и быстродействия необходимо увеличение основного сигнала торможения.

Представлены результаты оценки эффективности предложенных ранее способов повышения эффективности защиты. Использование дополнительного торможения за счет компенсации токов небаланса, обусловленных распределенной емкостью ВЛ, позволяет в значительной мере повысить чувствительность защиты.

Исследования проводились при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках государственного задания № 13.8886.2017/БЧ «Совершенствование теории рабочих процессов производства, преобразования и транспорта энергии и разработка научных основ проектирования высокоэффективных теплосиловых установок, энергетических и транспортных машин, их систем и комплексов».

Ключевые слова: линия электропередачи, трансформатор тока, динамические свойства, дифференциальная защита, тормозной сигнал, коррекция чувствительности.

Актуальность и постановка задачи исследований

Продольная токовая дифференциальная защита воздушных линий (ВЛ) электропередачи относится к основным защитам. В ее современном исполнении полукомплекты микропроцессорной защиты (МП РЗА) должны быть установлены на граничащих с защищаемой ВЛ подстанциях. Классическая реализация алгоритмов МП РЗА основана на получении посредством коммуникационных интерфейсов измеренных в полукомплектах фазных токов (рис. 1).

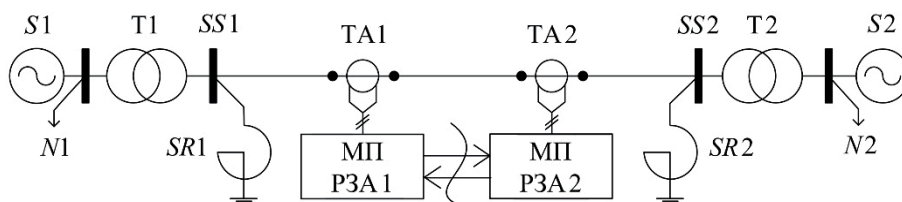


Рис. 1. Принципиальная схема подключения полуккомплектов дифференциальной защиты воздушной линии с шунтирующими реакторами

Несовершенство дифференциальных защит обусловлено в основном токами небаланса различной природы. Для ослабления их влияния в нестационарных режимах используется тормозной ток, формируемый по заданному производителем алгоритму. Наиболее эффективными, применяемыми на сегодняшний день, являются способы получения тормозного тока пропорционального вторичным токам транс-

форматоров тока. Их недостатком является то, что при внешних КЗ со значительной кратностью тормозной сигнал может быть существенно искажен (вплоть до полного его отсутствия) вследствие насыщения трансформаторов тока. Традиционным решением этой проблемы, которое применяют все производители, является введение блокировки или глубокое торможение, что в конечном счете приводит к увеличению времени срабатывания и снижению чувствительности защиты. В связи с этим решение проблемы повышения чувствительности и быстродействия дифференциальной защиты линий чрезвычайно актуально.

Обобщенная постановка задачи исследования переходных процессов воздушной линии и динамических свойств математической модели ее дифференциальной защиты заключается в тщательном и всестороннем анализе различных схемно-режимных условий воздушной линии. Из всего многообразия режимов работы можно выделить наиболее характерные расчетные условия, позволяющие в полной мере оценить надежность, селективность и чувствительность защиты. К этим расчетным условиям относятся режимы включения на холостой ход, включения под нагрузку, а также различного вида внутренние и внешние («сквозные») короткие замыкания. С целью выявления достоверной работы дифференциальной защиты в наихудших условиях рассматриваются коммутации, отвечающие моменту прохождения фазного напряжения через нуль и характеризующиеся наибольшими амплитудами бросков токов коммутации. Также в исследовании выполняется анализ переходных процессов воздушной линии и работы дифференциальных защит при повторных коммутациях силового оборудования в режимах внезапного короткого замыкания и нагрузки после включения на холостой ход.

Математическое описание динамических свойств ВЛ и ее микропроцессорной защиты

Для решения поставленной задачи разработана математическая модель межсистемной линии электропередачи сверхвысокого напряжения (СВН) 500 кВ с усовершенствованной структурой дифференциальной защиты (рис. 2).

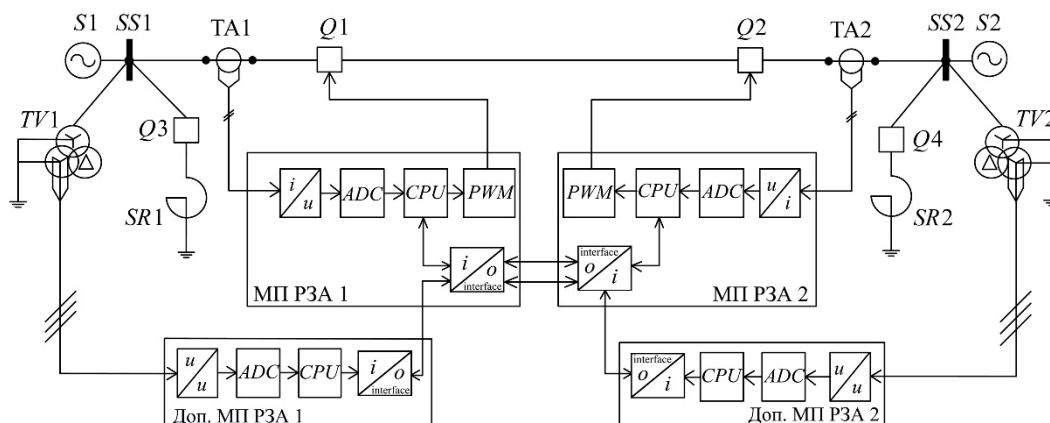


Рис. 2. Структурная схема микропроцессорной дифференциальной защиты воздушной ЛЭП с шунтирующими реакторами

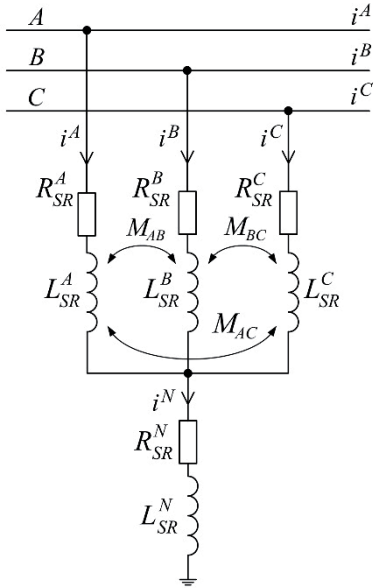


Рис. 3. Схема замещения ШР

Математическое описание и решение системы дифференциальных уравнений переходных процессов воздушной линии СВН с двумя грозозащитными тросами достаточно подробно выполнено в [1, 7–11] и имеет нижеследующую матричную форму записи:

$$\begin{cases} -\frac{u_n - u_{n-1}}{\Delta x} = [R_m] \times i_m + [LM_m] \times \frac{di_m}{dt}; \\ -\frac{i_{m+1} - i_m}{\Delta x} = [G_n] \times u_n + [CK_n] \times \frac{du_m}{dt}. \end{cases} \quad (1)$$

Анализ динамических свойств типовых структур микропроцессорных дифференциальных защит достаточно подробно выполнен в [4–6, 8]. Описание вспомогательных микропроцессорных модулей (Доп. МП РЗА, рис. 2) и алгоритма формирования корректирующего тормозного сигнала изложено в [1].

В свою очередь, подсистема уравнений переходных процессов ШР (рис. 3) имеет вид:

$$\begin{cases} u^A = (R_{SR}^A + R_{SR}^N) \cdot i^A + (L_{SR}^A + L_{SR}^N) \cdot \frac{di^A}{dt} + R_{SR}^N \cdot i^B + \\ + (M_{AB} + L_{SR}^N) \cdot \frac{di^B}{dt} + R_{SR}^N \cdot i^C + (M_{AC} + L_{SR}^N) \cdot \frac{di^C}{dt}; \\ u^B = (R_{SR}^B + R_{SR}^N) \cdot i^B + (L_{SR}^B + L_{SR}^N) \cdot \frac{di^B}{dt} + R_{SR}^N \cdot i^A + \\ + (M_{BA} + L_{SR}^N) \cdot \frac{di^A}{dt} + R_{SR}^N \cdot i^C + (M_{BC} + L_{SR}^N) \cdot \frac{di^C}{dt}; \\ u^C = (R_{SR}^C + R_{SR}^N) \cdot i^C + (L_{SR}^C + L_{SR}^N) \cdot \frac{di^C}{dt} + R_{SR}^N \cdot i^A + \\ + (M_{CA} + L_{SR}^N) \cdot \frac{di^A}{dt} + R_{SR}^N \cdot i^B + (M_{CB} + L_{SR}^N) \cdot \frac{di^B}{dt}. \end{cases} \quad (2)$$

При отсутствии реактора в нейтрали и однофазного исполнения линейных шунтирующих реакторов подсистема уравнений (2) преобразуется к (3):

$$\begin{cases} U^A = R_{SR}^A \cdot i^A + L_{SR}^A \cdot \frac{di^A}{dt}; \\ U^B = R_{SR}^B \cdot i^B + L_{SR}^B \cdot \frac{di^B}{dt}; \\ U^C = R_{SR}^C \cdot i^C + L_{SR}^C \cdot \frac{di^C}{dt}. \end{cases} \quad (3)$$

Как уже отмечалось в [1] применение дополнительных алгоритмов, основанных на контроле (вычислении) емкостных токов математической модели воздушной линии электропередачи без ШР наиболее эффективно.

Оценка эффективности, предложенного нового способа дополнительного торможения дифференциальной защиты линии электропередачи с шунтирующими реакторами в следующих нестационарных режимах: включение на холостой ход (рис. 4–9 расчетный интервал $t = 0,1 \div 0,2$) и последующее короткое замыкание (рис. 10–13 расчетный интервал $t = 0,2 \div 0,5$). Для указанных расчетных условий

производилась вариация от 0 до 1 (с шагом 0,1) коэффициента торможения K_T и приведенного коэффициента компенсации, определяемого согласно выражению: $K_C = K_{\text{торм.}} \cdot K_{\text{сфазн.}}$.

Характеристики изменения приведенных (по отношению к номинальному первичному току трансформаторов тока $I_{1\text{ТА ном}} = 2000 \text{ А}$) фазных токов срабатывания защиты при включении на холостой ход и последующем двухфазном (A и B) коротком замыкании на шинах подстанций представлены на рис. 4–13. Необходимо отметить, что наиболее характерными из всех представленных результатов с точки зрения определения чувствительности и селективности защиты являются характеристики изменения тока фазы C при включении ВЛ на холостой ход (рис. 7–9, табл. 1) и расчетные осциллограммы токов поврежденных фаз при двухфазном (A и B) коротком замыкании вблизи шин подстанции SS2.

Анализ представленных на рис. 4 расчетных осциллограмм показал, что для обеспечения селективной работы ДЗЛ необходима ее отстройка от тока включения 0,77 о. е. при отсутствии компенсации зарядной мощности (без ШР). Оснащение с обеих сторон ВЛ ШР мощностью 180 МВ·А для компенсации емкостных токов позволяет несколько снизить минимальный ток срабатывания защиты до величины около 0,56 (см. рис. 4, фаза C при $K_T = 0$). Однако, это значение не удовлетворяет требованиям чувствительности, поскольку $K_C = 1,78$ менее 2,0. Достижение приемлемых (по условиям чувствительности и быстродействия) значений минимального тока срабатывания защиты $I_{\text{с.з. min}} = 0,1 \div 0,2$ возможно при снятии блокировки торможения защиты и одновременно с этим увеличения основного сигнала торможения до 65÷85 % ($K_T = 0,65 \div 0,85$).

Таблица 1

Параметры срабатывания защиты фазы C при включении ВЛ

K_T , о.е.	K_C , о.е.	$I_{\text{с.з}}$	Примечание
0,1	$> 1 (> 2)^*$	0,1	рис. 7
	$\geq 0,8 (> 1)$	0,2	
	$\geq 0,5 (\geq 0,85)$	0,3	
	$\geq 0,15 (\geq 0,8)$	0,4	
	0	0,51 (0,7)	
0,2	$> 1 (> 1,6)$	0,1	рис. 8
	$\geq 0,64 (> 1)$	0,2	
	$\geq 0,4 (\geq 0,9)$	0,3	
	$\geq 0,1 (\geq 0,6)$	0,41	
	0	0,45 (0,63)	
0,5	$\geq 0,5$	0,1	рис. 9
	$\geq 0,21$	0,2	
	$\geq 0,08$	0,25	
	0	0,28 (0,39)	
	$-(\geq 0,3)$	0,3	

* В скобках указаны соответствующие параметры срабатывания защиты для ВЛ без поперечной компенсации

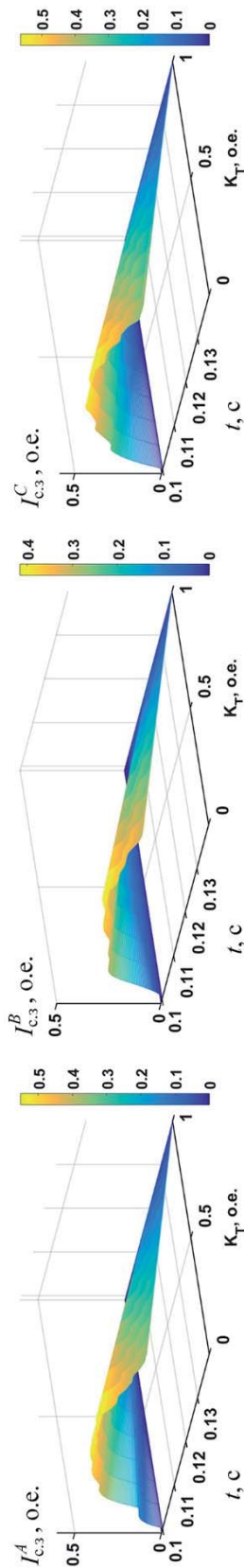


Рис. 4. Фазные токи срабатывания защиты при включении ВЛ на XX и наличии только основного торможения ($K_T = 0 \div 1$, $K_C = 0$)

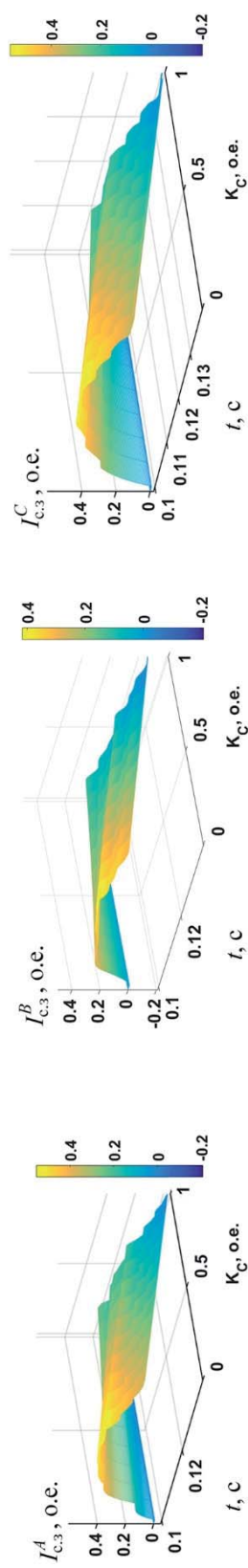


Рис. 5. Фазные токи срабатывания защиты при включении ВЛ на XX и наличии только дополнительного торможения ($K_T = 0$, $K_C = 0 \div 1$)

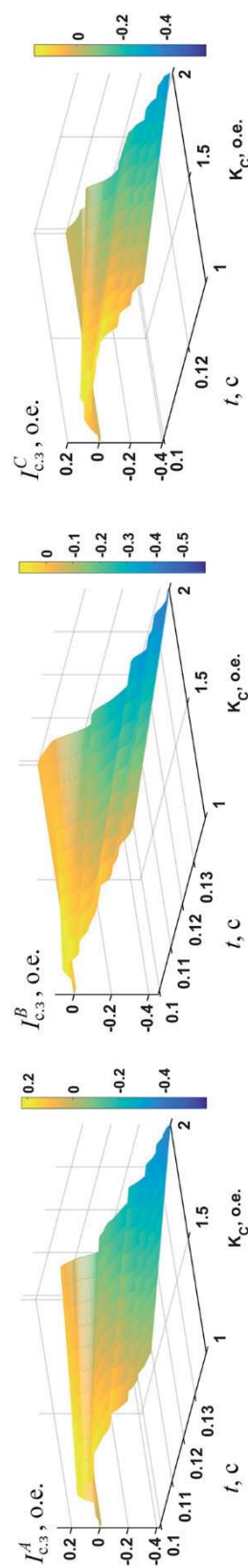


Рис. 6. Фазные токи срабатывания защиты при включении ВЛ на XX и наличии только дополнительного торможения ($K_T = 0$, $K_C = 0 \div 2$)

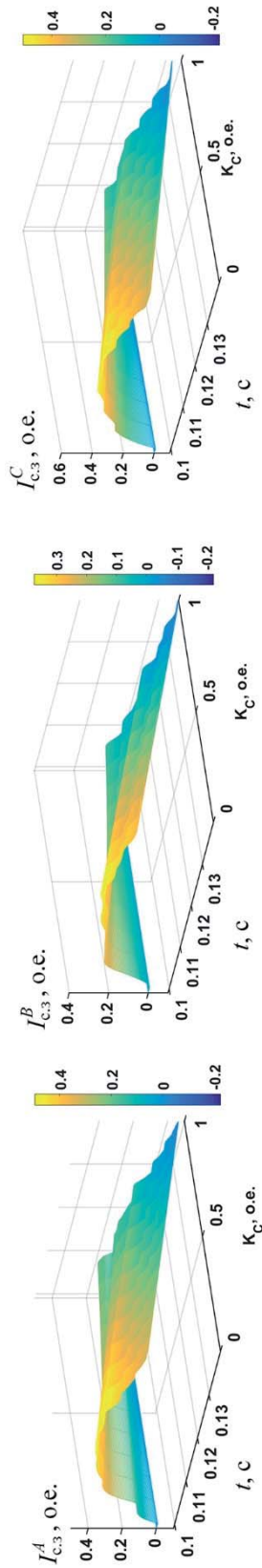


Рис. 7. Фазные токи срабатывания защиты при включении ВЛ на XX и наличии основного ($K_T = 0,1$) и дополнительного торможения ($K_C = 0 \div 1$)

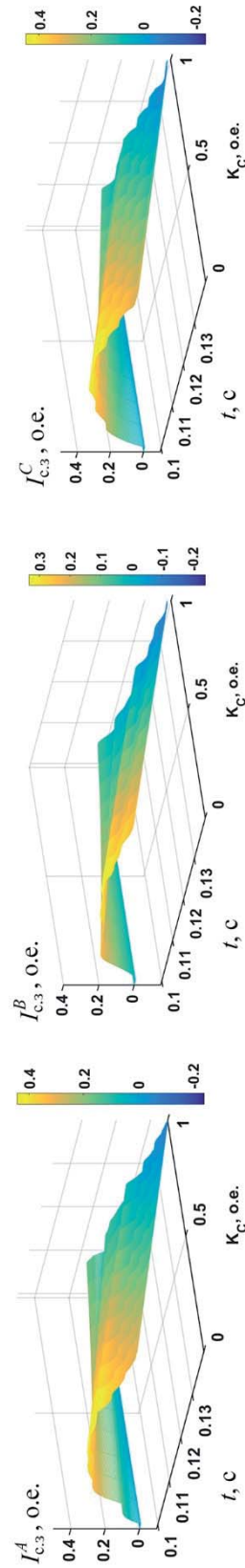


Рис. 8. Фазные токи срабатывания защиты при включении ВЛ на XX и наличии основного ($K_T = 0,2$) и дополнительного торможения ($K_C = 0 \div 1$)

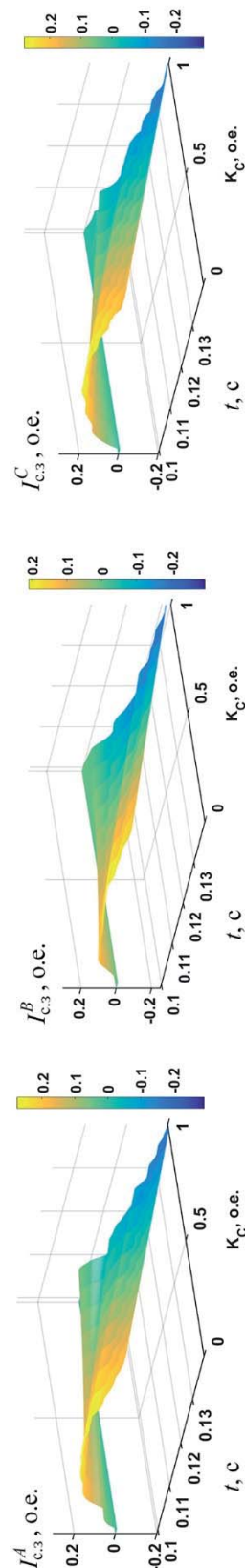


Рис. 9. Фазные токи срабатывания защиты при включении ВЛ на XX и наличии основного ($K_T = 0,5$) и дополнительного торможения ($K_C = 0 \div 1$)

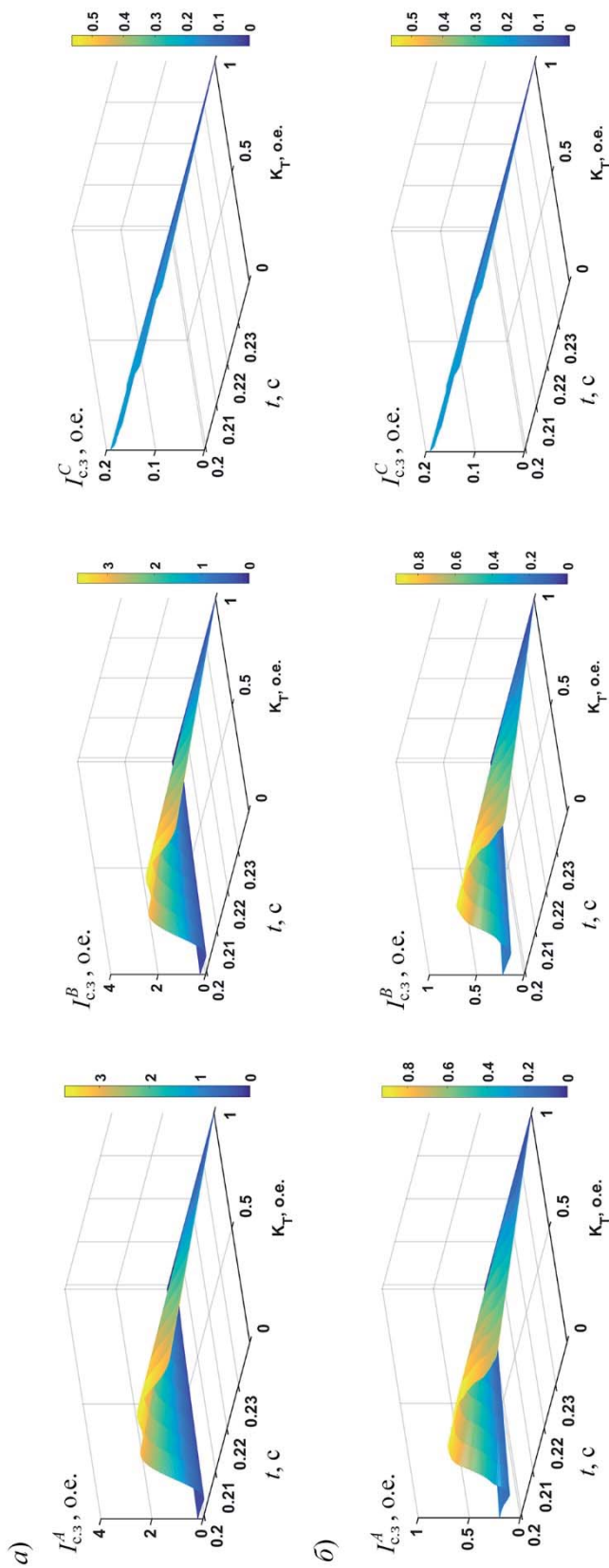


Рис. 10. Фазные токи срабатывания защиты при КЗ и наличии только основного торможения ($K_T = 0 \div 1$, $K_C = 0$):

а) междуфазное (AB) КЗ на шинах подстанции SS1;

б) междуфазное (AB) КЗ на шинах подстанции SS2

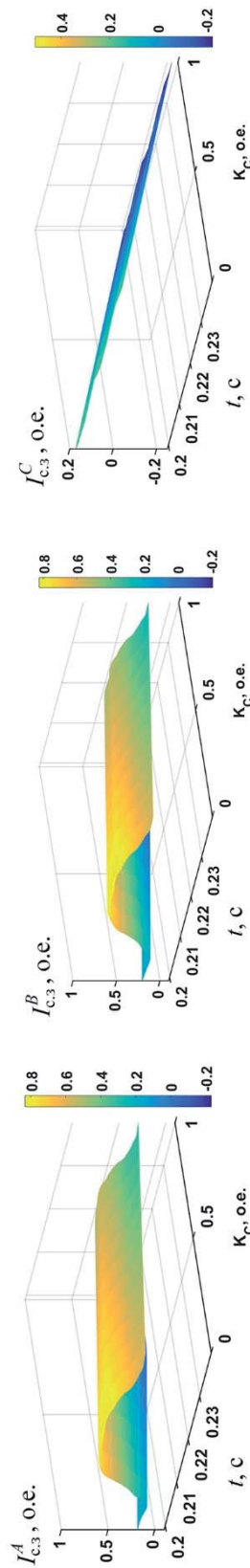


Рис. 11. Фазные токи срабатывания защиты при междуфазном (AB) КЗ ВЛ вблизи подстанции SS2 при наличии основного ($K_T = 0,1$) и дополнительного торможения ($K_C = 0 \div 1$)

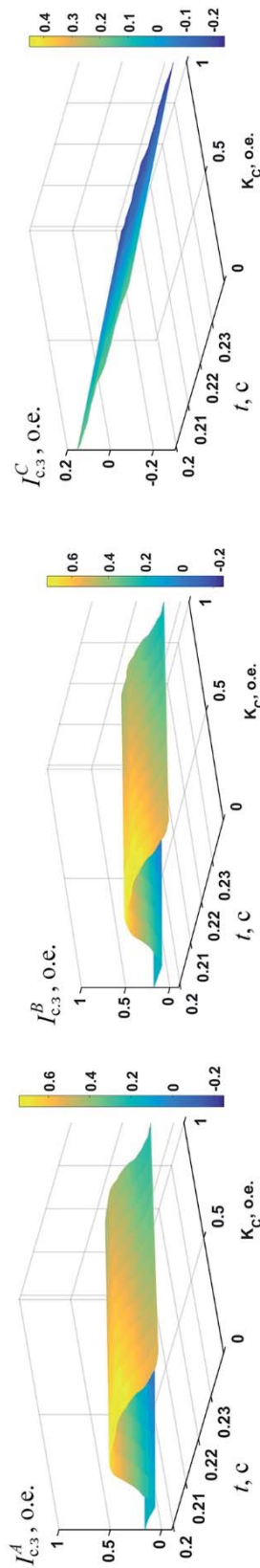


Рис. 12. Фазные токи срабатывания защиты при междуфазном (AB) КЗ ВЛ вблизи подстанции SS2 при наличии основного ($K_T = 0,2$) и дополнительного торможения ($K_C = 0 \div 1$)

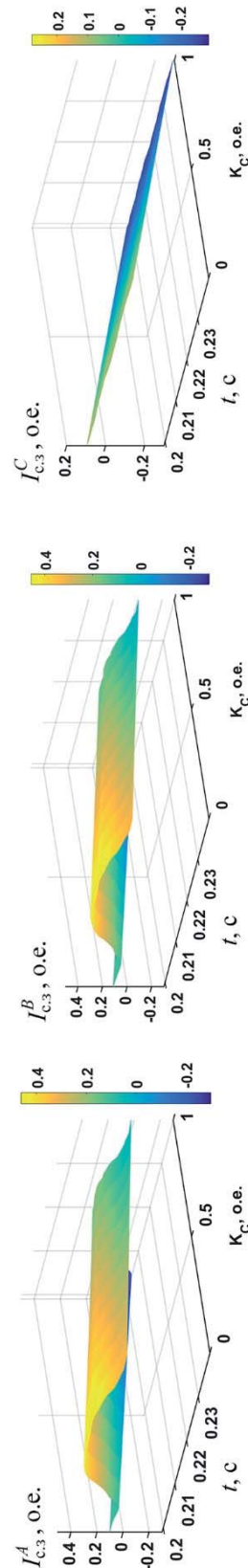


Рис. 13. Фазные токи срабатывания защиты при междуфазном (AB) КЗ ВЛ вблизи подстанции SS2 и наличии основного ($K_T = 0,5$) и дополнительного торможения ($K_C = 0 \div 1$)

В случае некомпенсированной ВЛ (без ШПР) указанные параметры селективной работы ДЗЛ еще хуже – требуется усиление торможения защиты до $75\div 88\%$ ($K_T = 0,75 \div 0,88$). Такие значения коэффициентов торможения являются не допустимыми по условиям эффективности основного способа торможения. Альтернативным мероприятием, позволяющим снизить величину минимального тока срабатывания защиты является введение дополнительного торможения защиты при сохранении ее стандартной логики работы – блокировке основных алгоритмов торможения при рабочем токе менее величины $I_{с.з.мин}$.

С учетом сказанного, далее приводится сопоставительный анализ выбора коэффициентов компенсации и торможения, а также минимального тока срабатывания, требуемых предельными условиями эффективности торможения ($K_T \leq 0,5$) и достаточными условиями чувствительности ($I_{с.з.мин}^* = 0,1 \div 0,2$ о.е.) и быстродействия защиты.

Использование дополнительного торможения в функции компенсации емкостных токов ВЛ позволяет в значительной мере повысить чувствительность защиты (см. рис. 7, табл. 1). В частности, для достижения выше указанных приемлемых условий чувствительности и быстродействия ($I_{с.з.мин}^* = 0,2 \div 0,24$ о.е.) степень компенсации (дополнительного торможения) должна составлять $80\div 100\%$ ($K_C = 0,8 \div 1,0$ о.е.). Перекомпенсация на 90% ($K_C = 1,9$) соответствует $I_{с.з.мин} = 0,1$ о.е.

Следует отметить, что для достижения коэффициента чувствительности $K_q = 10$ ($I_{с.з.мин} = 0,1$) ДЗЛ без ШПР перекомпенсация емкостных токов небаланса должна быть более 200% ($K_C > 2,5$ о.е.). Полная компенсация ($K_C = 1$) соответствует предельным значениям по чувствительности защиты $I_{с.з.мин} = 0,38$ о.е. ($K_q \approx 2,6$).

Обобщая вышеизложенные результаты анализа динамических свойств ДЗЛ при включении (опробовании) ВЛ, необходимо подчеркнуть, что выбор параметров срабатывания защиты требует решения нетривиальной, многофакторной задачи с несколькими граничными условиями, характеризующими необходимые требования по селективности, чувствительности и быстродействию. Результатом этого решения являются области (диапазон) значений коэффициентов пропорциональности тормозных сигналов, формируемых по основному (K_T) и дополнительному (K_C) алгоритмам.

Обобщенная методика выбора коэффициентов торможения (K_T) и компенсации включает в себя:

- 1) определение по расчетным осциллограммам включения ВЛ на XX коэффициентов K_T и K_C в окрестности требуемого по условиям чувствительности диапазона срабатывания защиты (см. табл. 1);
- 2) проверка чувствительности и селективности работы защиты (табл. 2) аварийных режимах «внутреннего КЗ» для наихудших условий (наименьший уровень токов).

Исходя из совместного анализа данных табл. 1 и 2 следует, что для достижения приемлемых показателей чувствительности защиты (при $I_{с.з.мин} = 0,2$ о.е., см. табл. 1) коэффициент компенсации должен составлять не менее $0,8$ (> 1 без ШПР) при малом ($K_T = 0,1$) тормозном сигнале. Указанный достаточно высокий уровень ($80\div 100\%$) дополнительного тормозного сигнала характеризуется отрицательными значениями

дифференциального тока неповрежденной фазы C (см. рис. 12), а его положительной величине соответствуют относительно малые $K_c = 0 \div 0,2$ (табл. 2).

Естественно, что усиление основного торможения ($K_T = 0,2 \div 0,5$, табл. 2) в режимах КЗ, сопровождается необходимостью снижения уровня дополнительного сигнала торможения и, как уже отмечалось, невозможностью обеспечения селективной работы при включении (опробовании) ВЛ.

Таблица 2

**Дифференциальный ток неповрежденной фазы C
при двухфазном (A и B) КЗ вблизи шин ПС SS2**

K_T , о.е.	K_c , о.е.	$I_{c.з}$	Примечание
0,1	0,25 (0,82) *	0,1	рис. 11
	0,065 (–)	0,15	
	0	0,18 (0,44)	
	– (0,57)	0,2	
0,2	0,15 (0,68)	0,1	рис. 12
	$\geq 0,02$	0,15	
	0	0,16 (0,39)	
	– (0,43)	0,2	
0,5	0	0,09 (0,24)	рис. 13
	– (0,33)	0,1	
	– (0,08)	0,2	

* В скобках указаны соответствующие параметры срабатывания защиты для ВЛ без поперечной компенсации

Следует также отметить, что при введении (разблокировке) основного алгоритма торможения блокировка сигнала дополнительного торможения даже при $K_c = 1$ не обязательна, поскольку в несущественной мере снижает чувствительность защиты при двухфазных (AB) КЗ вблизи шин подстанции SS2. Для достижения идентичных показателей чувствительности требуется незначительное (менее 1 %) увеличение сигнала основного торможения.

С учетом вышеизложенного анализа результатов следует, что при введении дополнительного торможения в объеме 80÷100 % рекомендуется снижение основного тормозного сигнала до уровня 10÷20 % ($K_T = 0,1 \div 0,2$). Дальнейшее совершенствование дифференциальной защиты с дополнительным торможением возможно при введении адаптивных (самоадаптирующихся) алгоритмов компенсации.

Применение адаптивных тормозных сигналов в функции емкостных токов ($K_c = var$) позволит ввести понятие идеализированной характеристики срабатывания ДЗЛ с коэффициентом торможения $K_T \rightarrow 0$ и минимальным током $I_{c.з.min} \rightarrow 0$ при идеальном восстановлении (см. [2, 3]) первичных токов трансформаторов тока.

Заключение

1. Выполнено исследование продольной дифференциальной защиты воздушной линии с шунтирующими реакторами. Приведен сопоставительный анализ выбора минимального тока срабатывания, а также коэффициентов компенсации и торможения, требуемых предельными условиями эффективности торможения ($K_T \leq 0,5$) и достаточными условиями чувствительности ($I_{с.з.min} = 0,1 \div 0,2$ о.е.).

2. Показано, что при отсутствии дополнительного торможения ($K_c = 0$) ВЛ для обеспечения селективной работы минимальный ток срабатывания защиты должен составлять более 0,56 о.е. Для обеспечения селективности и чувствительности защиты необходимо увеличение основного сигнала торможения до 65÷85 % ($K_T = 0,65 \div 0,85$), что подчеркивает малую эффективность основного алгоритма торможения. Отсутствие устройств компенсации зарядной мощности только усугубляет проблему эффективности основного способа торможения ($K_T = 0,75 \div 0,88$).

3. Применение дополнительного торможения за счет компенсации емкостных токов ВЛ позволяет в значительной мере повысить чувствительность защиты ($I_{с.з.min} = 0,2 \div 0,24$ о.е.). Перекомпенсация на 90 % приводит к существенному увеличению чувствительности защиты при $I_{с.з.min} = 0,1$ о.е. Блокировка сигнала дополнительного торможения даже при $K_c = 1$ не обязательна.

4. Использование дополнительного торможения в объеме 80÷100% наиболее эффективно при пониженном уровне ($K_T = 0,1 \div 0,2$) основного тормозного сигнала. Дальнейшее совершенствование дифференциальной защиты с коррекцией ее характеристики срабатывания дополнительным торможением возможно при введении адаптивных (самонастраивающихся) алгоритмов дополнительного торможения.

Список литературы

1. Абоу Накира Ш. С., Попов М. Г. Повышение эффективности продольной дифференциальной защиты воздушных линий электропередачи // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2017, № 1. – С. 140.
2. Ванин В. К., Попов М. Г., Попов С. О. Моделирование фильтров тока намагничивания и воспроизведение вторичных токов силовых трансформаторов // Сборник Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике материалы X всероссийской научно-технической конференции, 2016. – С. 268–269.
3. Ванин В. К., Амбросовская Т. Д., Попов М. Г., Попов С. О. Повышение достоверности работы измерительных цепей релейной защиты // Электрические станции, 2015, № 11, – С. 30–35.
4. Ванин В. К., Попов М. Г. Теоретические основы цифровых средств релейной защиты и автоматики. Учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров «Системный анализ и управление» / Минобрнауки России, СПбГПУ, 2012. Сер. Приоритетный национальный проект «Образование» / Нац. Исслед. Ун-т.
5. Ванин В. К., Попов М. Г., Попов С. О. Особенности исследования динамических свойств микропроцессорных средств защиты силовых трансформаторов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика, 2011, № 5. – С. 55–62.

6. Ванин В. К., Попов М. Г., Попов С. О. Повышение эффективности дифференциальных защит энергетического оборудования // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2011, № 130. – С. 27–32.
7. Попов М. Г. Совершенствование методов численного расчета расстояния до места повреждения воздушных линий электропередачи // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2011, № 130. – С. 54–61.
8. Попов М. Г. Система релейной защиты управляемой межсистемной электропередачи // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2010, № 100-2. – С. 11–19.
9. Попов М. Г., Бессолицын А. В., Новоселова О. А. Разработка методики численного расчета продольных параметров воздушной линии на основе трехмерной краевой задачи // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2010, № 100-2. – С. 50–55.
10. Попов М. Г., Бессолицын А. В., Хорошихина Е. Н. Использование численного расчета трехмерного электростатического поля для определения собственных и взаимных емкостей проводов воздушной линии // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2010, № 100-2. – С. 55–59.
11. Попов М. Г. Исследование и выбор методов численного интегрирования жестких уравнений электромеханических переходных процессов в электроэнергетических системах // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2006, № 47-1. – С. 89–93.

Абоу Накира Шади Солейман, аспирант кафедры «Электрические станции и автоматизация энергосистем» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: eng_shady2001@hotmail.com

Горчаков Сергей Владимирович, аспирант кафедры «Электрические станции и автоматизация энергосистем» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: sergey.gorchakov@rauta-energy.ru

Попов Максим Георгиевич, канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой «Электрические станции и автоматизация энергосистем» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: PopovMG@eef.spbstu.ru

УДК 621.315

Л. Л. Владимирский

Особенности современного выбора основных конструктивных элементов ВЛ постоянного тока

Приведены современный научный подход и особенности выбора основных технических решений, учитывающих специфику работы воздушных линий электропередачи при постоянном напряжении по следующим вопросам:

- коронный разряд на проводах при постоянном напряжении;
- экологическое влияние ВЛ постоянного тока;
- выбор основных конструктивных элементов ВЛ постоянного тока (провода, конструкция полюса, промежуточные опоры, воздушные промежутки, изоляторы, грозозащита);
- метод выбора внешней изоляции.

Ключевые слова: воздушная линия, постоянное напряжение, потери на корону, экология, конструкция полюса, промежуточная опора, грозозащита, внешняя изоляция, метод математической статистики.

Одним из значительных технических достижений в развитии воздушных линий (ВЛ) электропередачи постоянного тока было создание в СССР проекта ВЛ ± 750 кВ Экибастуз–Центр и его частичная реализация (строительство более половины ВЛ). Принципиальная возможность создания ВЛ ультравысокого напряжения (УВН) большой мощности (6 ГВт) и протяженности (2400 км) была показана в технико-экономическом обосновании (ТЭО), которое было разработано в 1961 году институтом «Энергосетьпроект» (при участии НИИПТ) для объединения Центрально-Сибирской энергосистемы с Европейской частью ЕЭС СССР. Было признано целесообразным передачу электроэнергии осуществлять с использованием ВЛ постоянного тока напряжением ± 750 кВ.

В указанном ТЭО рассматривались также вопросы устойчивости приемной энергосистемы при совместной работе с передачей постоянного тока (ППТ) ± 750 кВ. Было показано, что в целом устойчивость обеспечивается за счет строительства двух ВЛ постоянного тока, одной или двух ВЛ переменного тока (например, 750 кВ), компенсации реактивной мощности инверторов, рационального размещения источников реактивной мощности, использования синхронных компенсаторов и других мероприятий.

В настоящее время набор таких мероприятий, включая современные возможности противоаварийной автоматики, гораздо шире и разнообразнее, чем 55 лет назад, и можно полагать, что могут быть найдены оптимальные технические решения по адаптации мощных ВЛ постоянного тока в сложившуюся в РФ сеть переменного тока.

В последние годы в российской печати публикуются статьи, касающиеся преимуществ и эффективности ППТ (некоторые из них приведены в [1–6]). Наибольшее количество статей, в том числе дискуссионного характера, о перспективах применения ППТ было опубликовано в 80-е – 90-е годы прошлого века (в качестве примера см. [7, 8]). Спустя 20–30 лет ответы на поставленные вопросы даны миро-

вой практикой, которая показывает неуклонный рост и разнообразие применения ППТ: по географии их распространения, по количеству передач, по номинальному напряжению, по мощности, по конструктивному исполнению. В современной мировой практике одной из ведущих тенденций является передача электроэнергии большой мощности на дальние расстояния с использованием тиристорных преобразователей постоянного тока и вставок постоянного тока [9]. Эти современные тенденции свидетельствуют о практической возможности успешного внедрения ВЛ постоянного тока в энергосистемах с различной структурой электрических сетей переменного тока.

В целом ВЛ еще длительное время будут основным средством транспортировки электроэнергии на дальние расстояния, особенно это касается стран, имеющих обширную территорию, в том числе и России. В [10] рассмотрены основные аспекты современной технологии передачи электроэнергии на переменном и постоянном токе УВН, а их разнообразное применение приводится в [11].

В среднесрочной и отдаленной перспективе потребность в электроэнергии в России будет увеличиваться. Можно полагать, что эта потребность будет более или менее равномерно распределена по всей территории России (Европейская часть, Урал, Сибирь, Дальний Восток). Уже сейчас в сопредельных странах существует потребность экспорта электроэнергии из России (от Финляндии до Монголии и Японии). В настоящее время достаточно активно обсуждаются и ведутся переговоры по созданию объединенной энергосистемы стран Северо-Восточной Азии, в составе которой значительную роль будут играть ППТ. Целесообразность создания Азиатского энергокольца подтверждается опытом эксплуатации энергосистемы европейских стран, который показал, что при объединении энергосистем европейские страны снижают риски возможных нарушений в передаче электроэнергии, что в конечном итоге оказывает положительное влияние на стабильность и надежность энергоснабжения потребителей. Перспективность развития передачи электроэнергии постоянным током подтверждается деятельностью технического комитета МЭК «Высоковольтные линии постоянного тока». В современной (2017 г.) Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года не предусматривается сооружения в России ППТ, но, тем не менее, в средствах массовой информации активно обсуждается реализация проекта Азиатского энергетического кольца, подразумевающего объединение энергосистем России, Китая, Монголии, Южной Кореи и Японии.

Не следует исключать также возможность применения технологии передачи электроэнергии постоянным током для развития более узких вопросов: повышения надежности энергоснабжения удаленных потребителей, развития энергосистем мегаполисов, подключения к энергосистемам малой и распределенной генерации. Для практической реализации применения в России технологий передачи электроэнергии с использованием постоянного тока уже сейчас целесообразно всесторонне рассмотреть разнообразные варианты обеспечения устойчивости сложившихся в РФ электрических сетей переменного тока при внедрении в них ППТ различных классов напряжения, различной пропускной способности и длины. Актуальность проведения в настоящее время подготовительных работ по системным вопросам, а также в области ТВН диктуется мировым опытом и достижениями в области передачи электроэнергии с использованием технологии постоянного тока.

В одной из своих ранних (1953 г.) публикаций Н. Н. Тиходеев рассматривает особенности коронного разряда на расщепленных проводах при постоянном напряжении [12]. В течение последующих 50 лет Н. Н. Тиходеев многократно возвращается к решению научных и технических задач, связанных с созданием ВЛ постоянного тока.

Кроме данных, полученных в прошлом веке в области создания ВЛ постоянного тока, Н. Н. Тиходеев уже в нынешнем тысячелетии разрабатывает концептуальные вопросы и современные подходы по различным аспектам, учитывающим специфику работы ВЛ при постоянном напряжении [13–18]:

- характеристики коронного разряда при постоянном напряжении для различных конструкций полюса ВЛ постоянного тока;
- влияние воздушных линий электропередачи постоянного тока на окружающую среду;
- сравнение потерь на корону для ВЛ СВН и УВН постоянного и переменного тока с одинаковой пропускной способностью;
- выбор типа изолятора и уровней внешней изоляции ВЛ постоянного тока;
- оптимизация основных технических решений по конструкции ВЛ, напряжением $\pm (300\div 750)$ кВ.

Результаты этих исследований были востребованы в рамках оказания НИИПТ консультационных услуг в 2006–2007 годах Государственной сетевой корпорации Китая для создания первой в мире ВЛ постоянного тока ± 800 кВ, включенной под напряжение в 2010 году и давшей старт созданию в Китае электрической сети ВЛ постоянного тока УВН.

Можно полагать, что будет полезным в краткой форме обозначить принципиальные аспекты и особенности выбора основных технических решений ВЛ постоянного тока на основе статей, подготовленных академиком Н. Н. Тиходеевым и сотрудниками отдела ТВН НИИПТ в 21 веке.

Некоторые физические особенности работы ВЛ при постоянном напряжении

Приводящие к потерям на корону физические процессы на униполярных и биполярных линиях постоянного тока определяются потоками дрейфующих ионов, проходящих разные расстояния между полюсами различной полярности и между полюсом и поверхностью земли, в то время как потери на корону при переменном напряжении связаны с пульсацией ионов вблизи провода. Эти факторы в значительной мере определяют различие в среднегодовых потерях мощности на корону на ВЛ постоянного и переменного тока при равенстве их пропускной способности, одинаковых активных потерях мощности в проводах, постоянстве плотности тока в полюсах ВЛ и фазах ВЛ переменного тока.

Экспериментальные исследования на опытной линии НИИПТ позволили выполнить количественное сравнение потерь на корону на ВЛ постоянного и переменного тока и разработать методику расчета среднегодовых потерь мощности на корону для биполярных ВЛ при различных осадках по отношению к потерям на корону при хорошей погоде. Было выявлено, что для биполярной линии темп роста мощности потерь на корону значительно ниже, чем у ВЛ переменного тока, в том числе при осадках.

Сравнением мощности потерь на корону и омических потерь в проводах на биполярных ВЛ установлено, что мощность среднегодовых потерь на корону не превосходит 10 % от мощности максимальных омических потерь в проводах, в то время как на ВЛ переменного тока мощность среднегодовых потерь на корону больше и может достигать до 50 % (на ВЛ 750 кВ) и до 100 % (на ВЛ 1150 кВ) от мощности максимальных омических потерь в проводах. Другой показатель – отношение мощности потерь на корону в хорошую погоду к среднегодовой мощности омических потерь в проводах – у биполярных ВЛ не превосходит 2–3 %, а на ВЛ переменного тока этот показатель заметно больше.

На основе анализа и обобщения результатов многочисленных экспериментов на опытной линии НИИПТ, проведенных с целью изучения возникновения короны на проводах в зависимости от конструктивных параметров проводов и погодных условий и получения зависимости потерь на корону от величины напряжения, в НИИПТ разработана методика оценки токов короны и напряженности электрического поля (ЭП) под проводами ВЛ постоянного тока с учетом влияния объемного заряда, а также способ оценки потерь на корону для разных групп погоды.

Влияние ВЛ постоянного тока на окружающую среду

При сооружении ВЛ постоянного тока особое внимание уделяется их влиянию на человека и окружающую среду. Учет экологического влияния во многом определяет выбор конструкции полюса ВЛ постоянного тока.

Основными влияющими факторами ВЛ на окружающую среду являются напряженность ЭП у земли, напряженность магнитного поля и плотность ионного тока, создаваемые при коронировании проводов. Коронный разряд на проводах служит источником радио- и телевизионных помех, акустических шумов.

На ВЛ переменного тока объемный ионный заряд у поверхности земли практически отсутствует вследствие пульсации вблизи проводов. На ВЛ постоянного тока все пространство между полюсами и землей заполнено объемным ионным зарядом соответствующей полюсу полярности, который движется под действием ЭП к земле. На биполярных ВЛ большая часть ионного тока протекает между полюсами разной полярности. При этом униполярные токи, протекающие от каждого полюса к земле, составляют лишь небольшую долю от суммарного ионного тока.

Униполярные ионные токи оказывают следующее влияние:

- существенно увеличивают напряженность ЭП у земли;
- увеличивают концентрацию положительных и отрицательных ионов у земли;
- способствуют накоплению электрических зарядов на крупных изолированных объектах, находящихся вблизи ВЛ (например, на машинах на резиновом ходу).

На опытной ВЛ постоянного тока НИИПТ моделировался режим работы ВЛ постоянного тока напряжением ± 750 кВ. Исследовались ток короны в проводе, плотность ионного тока и напряженность электрического поля у земли при постоянном напряжении до ± 1000 кВ. Получено, что в хорошую погоду напряженность ЭП у земли не превышает 25 кВ/м, а при дожде, мокром снеге и изморози она может увеличиться в 2 раза. Было установлено, что плотность ионного тока для ВЛ ± 750 кВ не будет превышать 50–60 нА/м². Измерения ионного тока и напряженности ЭП под проводами позволили выполнить оценку концентрации ионов γ под

поллюсом ВЛ: в хорошую погоду $\gamma \approx 10^4 \text{ см}^{-3}$, при осадках концентрация может возрасти в 4 раза.

Исследования на опытной линии НИИПТ по оценке влияния ВЛ постоянного тока на окружающую среду позволили обосновать технические решения, принятые при разработке проектов ППТ напряжением до $\pm 800 \text{ кВ}$.

На ВЛ постоянного тока нормируются напряженность ЭП и плотность ионного тока. Плотность ионного тока j связана с напряженностью электрического поля E и концентрацией ионов γ соотношением:

$$j = ekE\gamma,$$

где e – заряд электрона; k – коэффициент, характеризующий подвижность ионов.

Предельно допустимый уровень напряженности E устанавливается 60 кВ/м в течение одного часа. При более длительном воздействии допустимая напряженность должна быть ниже.

Поскольку интенсивность коронирования проводов ВЛ усиливается при переходе от хорошей погоды к осадкам, то напряженность E и плотность ионного тока j у земли под ВЛ постоянного тока значительно возрастают при ухудшении погодных условий. Однако даже в хорошую погоду E и j зависят от скорости и направления ветра и других факторов. Поэтому параметры E , j и γ являются случайными величинами и оцениваются статистическими методами. В настоящее время для населения принимаются следующие предельно допускаемые (максимальные) значения, соответствующие уровню всесезонных функций распределения при хорошей погоде:

$$E_{\max} \leq 40 \text{ кВ/м}; \quad j_{\max} \leq 100 \text{ нА/м}^2; \quad \gamma_{\max} \leq 3 \cdot 10^5 \text{ см}^{-3}.$$

Концентрация ионов в воздухе нормируется только для помещений различного назначения, причем концентрация отрицательных ионов допускается выше, чем положительных, так как отрицательные ионы обладают повышенной благоприятной биологической активностью.

Под руководством Н. Н. Тиходеева проводились исследования по определению влияния на человека ЭП постоянного тока. Эксперименты не выявили заметных изменений в организме человека при воздействии постоянного поля с напряженностью 20 и 30 кВ/м . У лиц, подвергшихся воздействию поля 60 кВ/м , были обнаружены физиологические изменения, однако эффект воздействия поля не носил стойкого характера и являлся обратимым. Под влиянием поля 90 кВ/м у всех испытуемых наблюдались стойкие функциональные изменения в организме, снижалась работоспособность.

Радиопомехи являются одним из факторов влияния ВЛ переменного и постоянного тока на окружающую среду. Радиопомехи обусловлены коронным разрядом в стримерной форме на проводах, который образуется только при положительной полярности полуволны переменного напряжения. Поэтому если на ВЛ переменного тока помехи создаются проводами всех трех фаз, то на ВЛ постоянного тока только проводами положительного полюса, что в целом способствует снижению уровня радиопомех и обеспечивает этим ВЛ определенные преимущества.

Разработка расчетных методов определения уровней радиопомех для биполярных (двухполюсных) и квадрупольных (четырёхполюсных) ВЛ постоянного тока выполнена на основе экспериментов, проведенных на опытной линии НИИПТ $\pm 500 \text{ кВ}$ в биполярном и квадрупольном режимах.

Для биполярной ВЛ ± 500 кВ рассматривались 4 варианта полюсов (по сечению провода). Каждый полюс состоял из четырех расщепленных проводов с сечением от 500 до 750 мм каждый. Для всех вариантов конструкции полюса были выполнены расчеты бокового поперечного профиля радиопомех на высоте 1 м над поверхностью земли. Исследования показали, что на расстоянии 100 м от ВЛ уровень радиопомех составил 18–20 дБ при нормируемом в России уровне 37 дБ, что удовлетворяет и зарубежным нормам.

Квадруполярная ВЛ ± 500 кВ рассматривалась с четырьмя полюсами ($4 \times AC 600/72$) в двух вариантах конструктивного исполнения:

- а) в нижнем ярусе размещены два полюса отрицательной полярности, а в верхнем – положительной;
- б) в каждом ярусе размещены полюса разноименной полярности.

Измерения боковых профилей радиопомех дали следующие результаты:

- в варианте б уровни радиопомех на 5–7 дБ выше, так как один из полюсов положительной полярности расположен ближе к поверхности земли;
- методика расчета радиопомех подтверждена измерениями на опытной квадруполярной ВЛ НИИПТ.

Из двух рассматриваемых вариантов квадруполярной ВЛ по радиопомехам предпочтительнее вариант с двумя полюсами отрицательной полярности в нижнем ярусе ВЛ. В этом случае на поверхности проводов положительных полюсов, расположенных в верхнем ярусе, максимальная напряженность ЭП ниже, чем на проводах нижнего яруса.

Одновременно с измерениями на опытной ВЛ проводились расчеты бокового профиля и спектра радиопомех по специально разработанной в НИИПТ программе «РАДИО». Полученные расчетные и экспериментальные данные достаточно близки друг к другу. Это обстоятельство позволяет прогнозировать аналогичные характеристики применительно к другим вариантам конструктивного выполнения ВЛ постоянного тока.

Выбор проводов и конструкции полюсов

При выборе суммарного поперечного сечения полюса необходимо обеспечить как заданное активное сопротивление всей ВЛ, так и оптимальную плотность тока в полюсе, которая в основном определяется стоимостью проводов и стоимостью потерь энергии в проводах за расчетный период эксплуатации ВЛ и не зависит от конструкции опор. Особенности расщепления полюса на ВЛ постоянного тока определяются более низкой напряженностью электрического поля на проводах по сравнению с ВЛ переменного тока, поэтому рациональное число составляющих проводов в полюсе и шаг расщепления должны быть меньше, чем на фазных проводах ВЛ переменного тока.

Это обеспечит нужное суммарное сечение полюса и сечение составляющего провода при минимальном заряде на полюсе и напряженности ЭП у земли под полюсами ВЛ. Использование в полюсе составляющих проводов с наибольшей площадью поперечного сечения при минимальном числе этих проводов направлено на минимизацию капитальных вложений в конструктивную часть линии в целом.

При выборе шага расщепления полюса нужно стремиться не к его увеличению (как на длинных линиях переменного тока, где увеличение шага позволяет уменьшать

индуктивное сопротивление ВЛ), а, наоборот, к его уменьшению, но в определенных пределах (когда начальное напряжение общей короны слабо зависит от отношения шага расщепления к радиусу провода). Необходимо уменьшать шаг расщепления до значений, при которых минимизируются гололедные нагрузки на полюс, а также не появляется аэродинамическая неустойчивость полюса и вызванные ею вибрации составляющих проводов в результате образования вихрей за каждым проводом.

Для ВЛ $\pm(300\div 750)$ кВ в диапазоне номинальной мощности ВЛ от 1000 до 4000 МВт в табл. 1 приведены рекомендуемые оптимальные сечения полюса.

Таблица 1

Оптимальные сечения и конструкция полюсов биполярных ВЛ $\pm(300\div 750)$ кВ

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Номинальная мощность ВЛ, МВт	Оптимальное сечение полюса (мм ²) при плотности тока 0,75 А/мм ²	Конструкция полюса, количество проводов сечение провода (мм ²)
± 300	1000	2200	3×750
± 400	1000; 1500	1700; 2500	3×550; 3×800
± 500	2000	2700	4×650
± 600	3000	3300	4×800
± 750	4000	4000	5×800

Выбор основных габаритов промежуточных опор

Основные габариты промежуточных опор биполярных ВЛ постоянного тока зависят прежде всего от расстояния между полюсами, минимального габарита от провода до земли и длины поддерживающей гирлянды.

Расстояние между полюсами биполярной ВЛ оказывает большое влияние на экономические показатели ВЛ. Для уменьшения стоимости конструктивной части оно должно быть минимальным. Поэтому использование на биполярной ВЛ оптимальной конструкции полюса с минимально необходимым числом составляющих проводов в полюсе и с максимально допустимым радиусом провода выгодно и с точки зрения уменьшения расстояния между полюсами.

Определение ветровой нагрузки на провода полюса (с учетом его массы) и вычисление угла максимального отклонения полюса при расчетном ветре показывают, что с увеличением радиуса провода угол отклонения полюса уменьшается, и это дает возможность сократить расстояние между полюсами с учетом требований, диктуемых коммутационными перенапряжениями, которые менее опасны, чем на ВЛ переменного тока.

Выбор минимального габарита от проводов до земли

Исследование факторов влияния ВЛ постоянного тока на окружающую среду были проведены на опытной ВЛ НИИПТ при различных вариантах конструктивного моделирования (униполярный, биполярный, квадрупольный). Они позволили накопить большой объем данных по плотности ионных токов и максимальной напряженности электрического поля у земли. Проведенное в НИИПТ обобщение

всех экспериментальных данных дало возможность уточнить конструкцию полюсов и выбрать их минимальный габарит над землей с учетом допустимых величин плотности ионных токов и напряженности электрического поля у земли.

Для выбранных на основе конструктивной проработки биполярных ВЛ $\pm(300\div750)$ кВ величины минимального габарита от проводов полюса до земли приведены в табл. 2.

Таблица 2

Некоторые основные габариты биполярных ВЛ $\pm(300\div750)$ кВ

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Расстояние между полюсами, м	Габарит провод – земля, м	Воздушный промежуток между проводом и опорой при рабочем напряжении и максимальном ветре, м	Длина поддерживающей гирлянды, м (для района с 1-й степенью загрязнения)
± 300	12,5	9,0	1,1	4,5
± 400	12,5	11,0	1,2	5,5
± 500	15,0	12,0	1,5	7,0
± 600	19,0	14,0	1,8	9,5
± 750	23	16,0	2,2	12,0

Разработка и оптимизация промежуточных опор для биполярных ВЛ $\pm(300\div750)$ кВ

При разработке схем опор использовалась программа оптимального проектирования, которая при заданных внешних размерах стойки определяет оптимальную (по затратам стали на опору) внутреннюю геометрию стойки – число секций, их размеры по высоте и тип решетки каждой секции. Для каждого варианта опоры рассматривались несколько вариантов ширины основания фасадной грани.

Схемы (разработка НИИПТ) промежуточных опор $\pm(400\div750)$ кВ с оптимальной геометрией стоек показаны на рис. 1. При расчетах затрат стали на конструктивное оформление узлов промежуточной опоры (болты и фасонки) учитывались конструктивным коэффициентом (1,25 к массе уголков элементов).

Для ВЛ ± 300 кВ рассматривается разработанная в НИИПТ конструкция промежуточной многогранной опоры с расположением провода для возврата тока на одной траверсе с полюсными проводами (в середине ∇ -окна) (рис. 2).

Особенности грозозащиты ВЛ постоянного тока

Невозможность прямого использования для ВЛ постоянного тока $\pm(300\div750)$ кВ рекомендаций по грозозащите действующих нормативных документов для линий переменного тока обусловлена следующими специфическими особенностями ВЛ постоянного тока:

- величина рабочего напряжения существенно влияет на грозоупорность линии;
- вероятность перекрытия изоляции полюсов разной полярности резко различна;
- наиболее часто молния имеет отрицательную полярность.

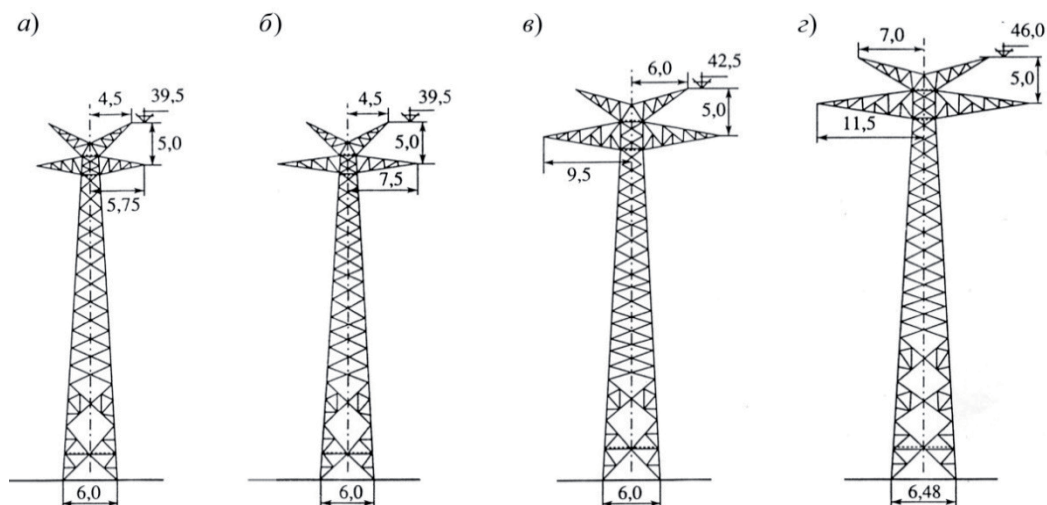


Рис. 1. Промежуточные опоры для биполярных ВЛ: а) ± 400 кВ, полюс $3 \times \text{AC } 550$; б) ± 500 кВ, полюс $4 \times \text{AC } 650$; в) ± 600 кВ, полюс $4 \times \text{AC } 800$; г) ± 750 кВ, полюс $5 \times \text{AC } 800$

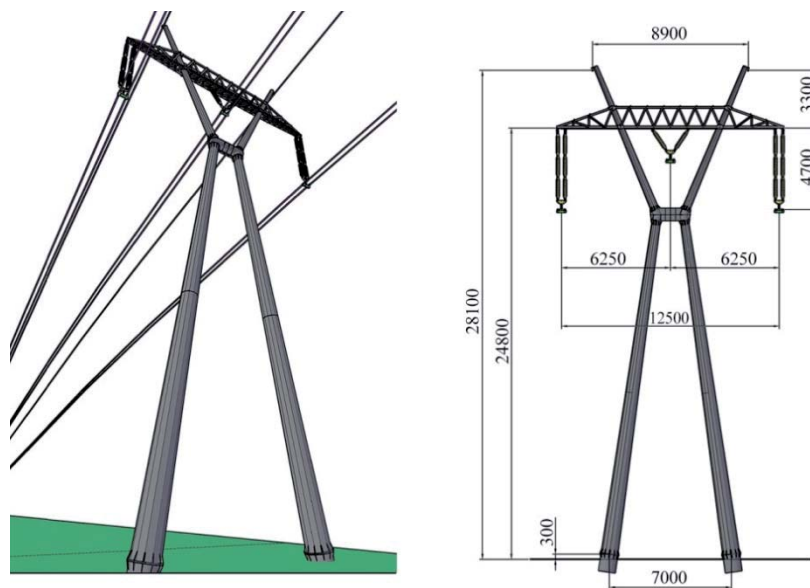


Рис. 2. Промежуточная многогранная опора для биполярной ВЛ ± 300 кВ с подвеской провода для металлического возврата тока в середине ∇ -окна

Удары молнии в опоры и грозозащитные тросы не представляют реальной опасности для ВЛ УВН из-за очень высокой импульсной прочности линейной изоляции (3,5 МВ, что соответствует опасному току около 250 кА, вероятность которого составляет порядка 0,1%). Однако положительное напряжение на одном из полюсов, лишь на порядок более низкое, чем напряжение молнии в финальной части ее развития (порядка 10 МВ), способствует развитию встречного лидера от этого полюса и созданию в воздушном промежутке лидер-молния – встречный лидер напряженности ЭП, достаточной для перехода процесса разряда молнии в сквозную фазу, что и провоцирует удары молнии в этот полюс. Кроме того, при ударе молнии в провод

опасный ток составляет всего 25–30 кА, вероятность которого близка к 50 %. На ВЛ УВН переменного тока момент ориентации развивающейся молнии на землю и линию далеко не всегда может совпадать с положительной полуволной рабочего напряжения (и тем более с напряжением, близким к его амплитуде) на наиболее открытом для молнии проводе. Можно ожидать, что постоянно присутствующее положительное напряжение на одном из полюсов биполярной ВЛ существенно повысит вероятность развития от него встречного лидера. Наоборот, развитие встречного лидера от отрицательного полюса практически исключено, следовательно, этот полюс не должен поражаться молнией. Расчетами НИИПТ по специально разработанной программе было установлено, что на ВЛ ± 750 кВ целесообразно применять тросовую защиту с отрицательными углами, так как это может снизить число грозовых отключений на порядок. В соответствии с результатами расчетов для ВЛ ± 750 кВ (с положительными углами защиты) и длиной 2000–2500 км удельное число грозовых отключений от прорывов молнии на провода оценено величиной порядка 10 раз в год. При отрицательных углах защиты у ВЛ ± 750 кВ одно грозовое отключение будет отмечаться один раз в год. Таким образом, для ВЛ СВН и УВН постоянного тока предпочтительнее отрицательные углы защиты.

Выбор типа изолятора для ВЛ постоянного тока

Специфика работы изоляторов при постоянном напряжении предъявляет к ним дополнительные требования, обусловленные:

- электрокоррозией металлической арматуры (стержень, шапка) изоляторов при положительной полярности воздействующего напряжения;
- ионной электропроводностью диэлектрика;
- увеличением плотности тока через диэлектрик при появлении случайных неоднородностей и частиц у стеклянных изоляторов.

Перечисленные особенности требуют применения специальных изоляторов для ВЛ постоянного тока, которые изготавливаются в соответствии с требованиями МЭК.

На ВЛ ППТ можно рассматривать применение трех принципиально различных типов линейных изоляторов: тарельчатые (стеклянные и фарфоровые), длинно-стержневые (фарфоровые), длинностержневые (полимерные).

Каждый из указанных типов изоляторов имеет свои технические преимущества и недостатки в отношении показателей надежности, массы, стоимости, удобства транспортировки, монтажа, обслуживания в условиях эксплуатации, диагностики и т. п. Несмотря на имеющиеся различия все указанные типы изоляторов тем не менее в разном объеме применяются на ВЛ постоянного тока и их применение диктуется различными, в том числе и экономическими, показателями.

Выбор оптимальных типов изоляторов производится по нормальному эксплуатационному режиму (воздействие рабочего напряжения в сочетании с увлажнением загрязненных изоляторов), и в конечном итоге это условие определяет длину гирлянды, высоту опоры и, соответственно, стоимость ВЛ в целом. На ВЛ следует применять изоляторы, обеспечивающие требуемую ее надежность при минимальных длине гирлянды, расходах на эксплуатацию и диагностику. Практическим критерием для выбора оптимальной конфигурации изоляторов для данных условий загрязнения является как можно более высокое удельное (по изоляционной длине)

разрядное напряжение E_h , меньшая загрязняемость и хорошая самоочистка. Выполненные в НИИПТ испытания тарельчатых, длинностержневых фарфоровых и полимерных изоляторов при постоянном и переменном напряжении в условиях искусственного загрязнения позволили сравнить их электрическую прочность при одинаковой степени загрязнения (СЗ) и определить ряд коэффициентов, которые учитываются при выборе размеров гирлянд изоляторов.

В районах с сильными загрязнениями (3-я и 4-я СЗ) применение полимерных изоляторов дает значительный эффект по сокращению строительной длины гирлянды за счет более высокого значения параметра E_h у полимерных изоляторов. В районах со слабыми и умеренными загрязнениями (1-я и 2-я СЗ), несмотря на более высокое значение E_h у полимерных изоляторов, существенно сократить строительную длину гирлянды из полимерных материалов затруднительно, так как необходимо выполнять требования к длине воздушного промежутка провод–траверса, диктуемое грозowymi перенапряжениями.

Перспективными для применения на ВЛ постоянного тока являются длинностержневые фарфоровые изоляторы (ДФИ). Разрядные характеристики в условиях загрязнения у этих изоляторов не уступают тарельчатым изоляторам, изоляционная деталь ДФИ не подвержена пробою и в условиях эксплуатации не требуется дополнительных расходов на диагностику и замену.

Результаты испытаний макетов ДФИ, выполненных в НИИПТ, показали, что при постоянном напряжении конфигурация изоляционной части изолятора и соотношения между его основными геометрическими размерами (например, отношение расстояния между ребрами к вылету ребра) существенно влияют на электрическую прочность изолятора. Наиболее высокое разрядное напряжение имеет изолятор с переменным диаметром вылета ребер. Более продолжительное горение частичных дуг при постоянном напряжении по сравнению с переменным напряжением приводит к выдуванию дуги от поверхности изолятора. При этом механизме развития дуг происходит частичное шунтирование участков изолятора с близко расположенными ребрами, поэтому длина пути утечки не используется полностью. Наиболее эффективными в районах с сильными загрязнениями (3-я и 4-я СЗ) будут ДФИ с переменным вылетом ребер (большого и малого диаметра), причем в некоторых случаях рекомендуется применять ДФИ, у которых между ребрами большого диаметра размещаются не одно, а два ребра малого диаметра.

Сдерживающим фактором для широкого применения ДФИ на ВЛ постоянного тока длительное время являлась неизученность электрокоррозии металлической арматуры изоляторов при постоянном напряжении в условиях загрязнения и увлажнения.

В НИИПТ были выполнены сравнительные испытания электрокоррозионной стойкости на макетах стержневых фарфоровых и тарельчатых фарфоровых изоляторов при постоянном напряжении.

Коррозионная стойкость характеризовалась количеством электричества, пропущенного по испытуемым объектам, обусловленного заданным сроком эксплуатации $T = 30$ лет.

Площадь поверхности находящегося в контакте с коррозионной средой участка стержня тарельчатого изолятора примерно в 20 раз меньше, чем площадь контакт-

ной зоны у стержневых изоляторов (шапка изолятора). Этим обусловлено меньшее удельное количество электричества, стекающее с единицы поверхности, у шапки стержневого изолятора по сравнению со стержнем тарельчатого изолятора, приходящееся на единицу корродируемой поверхности в год ($A \cdot ч / см^2 \cdot год$ анодной поверхности).

Благодаря тому, что у шапки стержневого изолятора утечка тока рассредоточивается на большую площадь, глубина коррозии относительно невелика (около 2 мм) (рис. 3), что практически не отражается на механической прочности изолятора.



Рис. 3. Коррозия шапки длинностержневого изолятора после пропускания количества электричества 20 А·ч



Рис. 4. Коррозия стержня тарельчатого изолятора после пропускания количества электричества 20 А·ч

Коррозионное поражение стержня для тарельчатого изолятора гораздо более опасно, чем шапки стержневого изолятора. При наложении тока утечки со стержня начинается характерное развитие коррозионного дефекта в виде постепенного уменьшения его сечения в месте стекания тока (рис. 4). Поскольку прочность стержня на растяжение определяется минимальной площадью поперечного сечения, необходимо не допускать уменьшения поперечного сечения стержня до критической величины. Поэтому стержни современных тарельчатых изоляторов, предназначенных для применения на ВЛ постоянного тока, защищены от поражения электрокоррозией специальными расходными муфтами из чистого цинка, что приводит к удорожанию изолятора.

В последние годы наметилась тенденция к применению длинностержневых фарфоровых изоляторов на действующих ВЛ постоянного тока (Австралия, Китай), а также на проектируемой ВЛ постоянного тока ± 300 кВ в России.

Выбор уровней изоляции ВЛ постоянного тока с использованием методов математической статистики

В подавляющем большинстве случаев ВЛ постоянного тока можно отнести к объектам, которые должны обладать повышенной надежностью, так как такие ВЛ предназначены для передачи большого количества электроэнергии на большие расстояния, экспорта электроэнергии в сопредельные государства, повышения пропускной способности, обеспечения регулирования передаваемой мощности и т.п. Важным элементов ВЛ, существенно влияющим на ее работоспособность, является внешняя изоляция, выбор которой следует выполнять с требуемой надежностью,

но без излишних запасов. Наиболее рационально такой выбор сделать на основе методов математической статистики с оценкой ожидаемого числа перекрытий гирлянд изоляторов в условиях загрязнения и увлажнения.

Статистические методы анализа получили применение в тех вопросах техники высоких напряжений, где изучаемое явление характеризуется большими разбросами результатов испытаний или электрических воздействий (например, перенапряжений, климатических условий и др.). К таким вопросам относится поведение внешней изоляции, где попадающие на нее в течение времени загрязнения, а также увлажнения подвержены очень сильным изменениям.

Принципы статистического метода выбора внешней изоляции электроустановок на основе вычисления ожидаемого числа отключений ВЛ в нормальном эксплуатационном режиме, т.е. при воздействии рабочего напряжения в сочетании с загрязнением и увлажнением поверхности изоляторов, были впервые сформулированы в НИИПТ (1963–1966 гг.) Н. Н. Тиходеевым и получили развитие в связи с освоением двухцепной ВЛ 500 кВ Асуанская ГЭС – Каир длиной 2×800 км. Затем они были применены НИИПТ при решении многих прикладных задач по ВЛ и ОРУ 220–1150 кВ переменного тока и ±750 кВ постоянного тока. В теоретическом развитии рассматриваемых статистических методов принимали участие также Г. Н. Александров и другие российские исследователи.

Математическая модель для оценки ожидаемого числа (n) перекрытий линейной изоляции учитывает следующие основные факторы:

- изменения (во времени и в пространстве) 50%-го разрядного напряжения $\bar{U}_r(t)$ гирлянд на ВЛ и, соответственно, уровня коэффициента запаса $\bar{k}_r(t)$ их изоляции по отношению к фазному напряжению U_ϕ ($\bar{k}_r(t) = \bar{U}_r(t)/U_\phi$) при постоянном (принятом) коэффициенте изменчивости разрядных напряжений c_r ;
- число (ξ) опасных для загрязненной изоляции увлажнений за год с интенсивностью λ ;
- вероятности перекрытия одной гирлянды (P) и хотя бы одной из m гирлянд на ВЛ (P_m), определенные по формулам:

$$P = F\left(\frac{1 - \bar{k}_r(t)}{c_r \bar{k}_r(t)}\right); \quad (1)$$

$$P_m = 1 - (1 - P)^m, \quad (2)$$

где F – функция нормального распределения.

Исследования показали, что при использовании статистических методов выбора изоляции, без использования разрядных характеристик изоляторов, загрязненных в естественных условиях, и знания об их разбросах не обойтись. В результате исследований, необходимых для статистических расчетов, определяется коэффициент запаса $\bar{k}_r$ (отношение разрядного напряжения к рабочему) и разброс разрядных напряжений c_r .

При отсутствии данных по разрядному напряжению изоляторов с естественным загрязнением выбор изоляции ВЛ постоянного тока с использованием статистических методов может производиться на основе результатов исследования изоляторов

с естественным слоем загрязнения при переменном напряжении. Расчетное значение удельной длины пути утечки (λ_{dc}) для ВЛ постоянного тока производится на основе полученного значения λ для ВЛ переменного тока с введением ряда поправочных коэффициентов, учитывающих специфику работы изоляторов при постоянном напряжении.

Так как процесс загрязнения носит случайный характер и по мере постепенного накопления загрязнения на поверхности изоляторов уровень загрязнения стабилизируется, сопровождаясь колебаниями, то во многих случаях этот процесс характеризуется стационарной случайной функцией с математическим ожиданием и среднеквадратическим отклонением, которые не зависят от времени и являются стабильными для изучаемого района.

Опуская промежуточные преобразования, приведем приближенную формулу для оценки числа перекрытий изоляции n с ξ увлажнениями (по данным метеостанций):

$$n \approx m \xi F \left(\frac{1 - \bar{k}_r}{c_r \bar{k}_r} \right). \quad (3)$$

В соответствии со структурой формулы (3), вероятность перекрытия в расчете на одно опасное увлажнение и одну гирлянду составит:

$$F \left(\frac{1 - \bar{k}_r}{c_r \bar{k}_r} \right) = \frac{n}{m \xi} = F(-x), \quad (4)$$

где n – удельное число перекрытий в течение года;

m – число гирлянд на 100 км ВЛ;

ξ – число опасных для линейной изоляции увлажнений за 1 год;

c_r – коэффициент изменчивости, характеризующий разброс разрядных напряжений изоляторов, загрязняющихся в однородном районе;

F – интегральная функция нормального распределения;

x – аргумент функции нормального распределения, $x = \frac{1 - \bar{k}_r}{c_r \cdot \bar{k}_r}$.

Коэффициент запаса определяется по формуле $\bar{k}_r = \frac{1}{1 - x \cdot c_r}$.

Для ВЛ СВН и УВН удельное число перекрытий (на 100 км длины ВЛ в течение 1 года), вызванных загрязнением изоляции, и соответствующий уровень изоляции $\bar{k}_r$ можно найти, задавая $n \leq 0,1$ в формуле (3).

В качестве примера на рис. 5 приведена кривая распределения разрядных напряжений изоляторов с естественным слоем загрязнения, полученная НИИПТ при проведении исследований по трассе проектируемой ВЛ длиной 1000 км. Из этого графика непосредственно можно определить математическое ожидание по условию $P(U_p) = 0,5$ и среднеквадратичное отклонение $\sigma_p = (U_{0,84} - U_{0,16})/2$ разрядных напряжений, характеризующие условия работы изоляции по трассе проектируемой ВЛ. Коэффициент изменчивости разрядных напряжений определяется из выражения: $c_r = \sigma_p / U_p$. Обычно c_r в зависимости от условий естественного загрязнения составляет 10–14%.

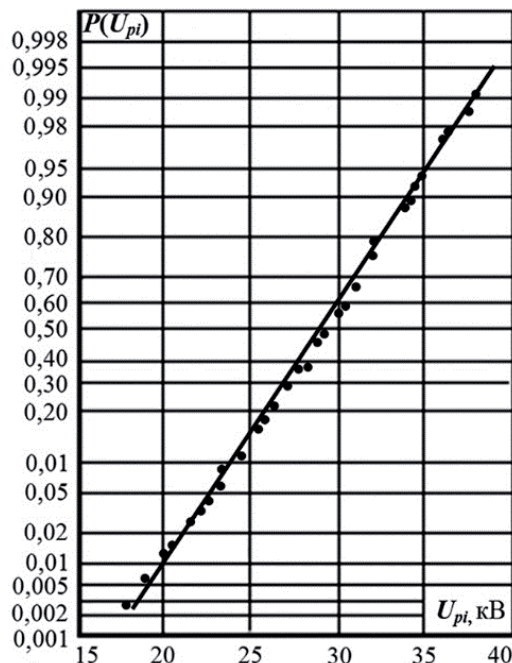


Рис. 5. Распределение разрядных напряжений изоляторов с естественным загрязнением по трассе проектируемой ВЛ (U_{pi} – разрядное напряжение в расчете на 1 изолятор, 716 измерений)

С учетом данных исследований электрической прочности изоляторов с естественным загрязнением требуемая удельная длина пути утечки гирлянды для ВЛ переменного тока определяется по формуле:

$$\lambda = \bar{k}_r \cdot \frac{L}{\bar{U}_p} = \bar{k}_r \cdot \bar{\lambda}_p, \quad (5)$$

где L – длина пути утечки (см) изолятора (гирлянды изоляторов), используемого при проведении исследований по трассе ВЛ в изучаемом районе;

$\bar{U}_p$ – 50%-ное (среднее) разрядное напряжение изолятора (гирлянды изоляторов) с естественным слоем загрязнения, кВ;

$\bar{\lambda}_p$ – расчетное значение разрядной удельной длины пути утечки, см/кВ, характерное для изучаемого района.

В зависимости от опасности загрязнения гирлянд ВЛ постоянного тока устанавливаются так же, как и для изо-

ляции ВЛ переменного тока четыре основные степени загрязнения, каждой из которых соответствует свое нормированное значение удельной длины пути утечки λ (табл. 3) изоляторов нормального исполнения.

Таблица 3

Удельная длина (по отношению к наибольшему рабочему напряжению полюс–земля) пути утечки λ гирлянд изоляторов ВЛ ПТ для районов с различной СЗ

Степень загрязнения (СЗ)	1	2	3	4
λ , см/кВ (не менее)	2,8	3,5	4,4	5,5

В общем виде длина пути утечки L гирлянд из изоляторов различной конфигурации и исполнения и условий по трассе ВЛ постоянного тока определяются с учетом корректирующих коэффициентов по формуле:

$$L = \lambda \cdot U_{mo} \cdot K = \lambda \cdot U_{mo} \cdot K_L \cdot K_n \cdot K_{dc} \cdot K_s \cdot K_p, \quad (6)$$

где U_{mo} – наибольшее рабочее напряжение полюс–земля, кВ;

λ – определяется в зависимости от СЗ по табл. 3;

K_L – коэффициент на использование длины пути утечки при постоянном напряжении у изоляторов с усложненной конфигурацией;

K_n – коэффициент на нелинейность зависимости разрядного (постоянного) напряжения загрязненных и увлажненных изоляторов и гирлянд из них от их длины;

K_{dc} – коэффициент на различие между разрядным напряжением изоляторов при постоянном и переменном напряжении при одинаковой степени загрязнения;

K_p – коэффициент на различную загрязняемость изоляторов в зависимости от вида и материала изоляционной детали (стекло, фарфор, полимер);

K – результирующий коэффициент $K = K_L \cdot K_n \cdot K_{dc} \cdot K_p$.

Выбранная по геометрическому параметру (длине пути утечки L) изоляция должна проверяться по результатам испытаний при искусственном загрязнении и увлажнении. Гирлянда ВЛ должна иметь 50%-ное разрядное напряжение постоянного тока в загрязненном и увлажненном состоянии не ниже нормированного испытательного напряжения при нормированной испытательной удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения.

Испытательное напряжение искусственно загрязненной и увлажненной гирлянды изоляторов при приложении постоянного напряжения определяется из выражения:

$$U_{исп} = K_3 \cdot U_{мо},$$

где K_3 – коэффициент запаса, характеризующий увеличение электрической прочности одного изолятора (гирлянды) по отношению к совокупности изоляторов (гирлянд), работающих на ВЛ постоянного тока при рабочем напряжении.

Заключение

Основные научные вопросы и технические решения по конструкции ВЛ для создания в России ППТ к настоящему времени решены.

Разработка комплекса силового оборудования для преобразовательных подстанций ППТ в настоящее время может быть реализована в рамках профильных программ по импортозамещению.

Для перспективных передач постоянного тока в России целесообразно уже сейчас рассмотреть мероприятия, позволяющие оптимально адаптировать такие передачи в национальную электрическую сеть переменного тока.

Список литературы

1. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А., Лозинова Н. Г., Мазуров М. И., Ковалев В. Д. Повышение энергоэффективности энергосистем путем применения вставок и передач постоянного тока // *Электро*, 2010, № 3.
2. Бушуев В. В., Красильникова Т. Г., Самородов Г. И. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока и их сравнительный анализ // *Электро*, 2012.
3. Лозинова Н. Г., Мазуров М. И. Передача постоянного тока. Перспективы применения // *Новости Электроэнергетики* 2007, № 4 (46).
4. Шлайфштейн В. А. Исследования системных аспектов применения передач и вставок постоянного тока // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*, № 1 (72), 2015.
5. Герасимов А. С. Системные аспекты применения технологий постоянного тока и устройств FACTS в ЕЭС России. Презентация доклада на IV Российском энергетическом форуме (РМЭФ 2016), 17–20 мая 2016, Санкт-Петербург (Круглый стол: Проблемы и перспективы развития технологий постоянного тока в ЕЭС России).
6. Владимирский Л. Л. О переводе ВЛ переменного тока на постоянный ток для увеличения пропускной способности / Презентация доклада на ежегодном Международном электроэнергетическом форуме «RUGRID-ELECTRO – 2015».

- 20 октября 2015 г., Москва (Круглый стол: Внедрение технологий постоянного тока в ЕЭС России: опыт и перспектива). URL: http://www.cigre.ru/research_committees/ik_rus/b4_rus/events/5Vladimirsky_final_rus_site.pdf.
7. Коцеев Л. А. Электропередачи постоянного тока. Нужны ли они России? // Электричество, № 3, 1999.
 8. Малкин П. А., Рохинсон О. З., Александров Г. Н., Зайцев С. Г. Дискуссии. Электропередачи постоянного тока. Нужны ли они России? // Электричество № 11, 1999.
 9. Вести в электроэнергетике: по итогам XXVI научно-технической и практической конференция ТРАВЭК, РНК СИГРЭ, 14.11.2017 г.
 10. Лю Дженья. Электрические сети ультравысокого напряжения переменного и постоянного тока. Перевод с китайского под общей редакцией Ю. В. Шарова. – М.: Издательство МЭИ, 2015.
 11. Лю Дженья. Глобальное энергетическое объединение. Перевод с китайского. Научные редакторы перевода: Ю. В. Шаров, Л. Ю. Коваленко, К. А. Осинцев. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2016.
 12. Тиходеев Н. Н. Некоторые особенности коронного разряда на расщепленных проводах при постоянном напряжении. ЖТФ, 1953, т. XXIII, вып. 10.
 13. Кутузова Н. Б., Тиходеев Н. Н. Сравнение потерь на корону на воздушных линиях электропередачи постоянного и переменного тока // Известия НИИПТ, 2002, № 59. – С. 133–143.
 14. Кутузова Н. Б., Тиходеев Н. Н. Характеристики униполярных ионных токов короны от полюсов до земли у биполярных воздушных линий СВН и УВН постоянного тока // Труды НИИПТ, 2000, № 57. – С. 37–63.
 15. Бресткина Е. Е., Тиходеев Н. Н. Расчет радиопомех от биполярных и квадрупольных воздушных линий электропередачи постоянного тока // Известия НИИПТ, 2001, № 58.
 16. Тиходеев Н. Н., Владимирский Л. Л., Зевин А. А., Кузнецова Л. Е., Бирин А. В., Кутузова Н. Б., Печалин Д. С. Оптимизация воздушных линий электропередачи $\pm (400\text{--}750)$ кВ постоянного тока: основные результаты и показатели // Известия РАН. Энергетика, 2004, № 1. – С. 98–109.
 17. Зевин А. А., Качановская Л. И., Тиходеев Н. Н. Некоторые вопросы оптимизации воздушных линий электропередачи переменного и постоянного тока. «Прогресс в проектировании, строительстве и эксплуатации электрических сетей – ЛЭП 2003», секция № 2, доклад 2.23, 2003, Москва.
 18. Владимирский Л. Л., Соломоник Е. А., Тиходеев Н. Н. Выбор изоляции для ЛЭП высокого, сверх- и ультравысокого напряжения на основе натурных испытаний и методов математической статистики // Известия РАН. Энергетика, 2006, № 4. – С. 3–15.

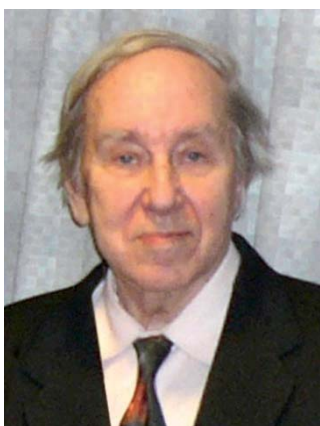
Владимирский Лев Львович, канд. техн. наук, заместитель генерального директора – научный руководитель, заведующий отделом техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: vladimirskii_l@niipt.ru

УДК 621.315

Е. А. Соломоник

Основные направления научной деятельности академика РАН Николая Николаевича Тиходеева (к 90-летию со дня рождения)



07.12.1927 – 08.11.2008

Прошло почти десять лет, как с нами нет Николая Николаевича Тиходеева, многолетнего руководителя лаборатории (затем отдела) техники высоких напряжений Научно-исследовательского института постоянного тока (НИИПТ), внесшего большой вклад в развитие отечественной техники высоких напряжений (ТВН). В 60–80-е годы прошлого века во многом благодаря трудам и организаторскому таланту Николая Николаевича, его новаторским идеям и творческой активности Россия в области создания электропередач СВН и УВН постоянного и переменного тока заняла лидирующее положение в мировой электроэнергетике. Вспомнить о новаторских идеях Николая Николаевича сейчас особенно уместно не только в связи с юбилейной датой жизни этого замечательного человека, но также и потому, что внедрение новых прогрессивных решений в российском электросетевом комплексе в части развития ВЛ УВН в последние годы существенно снизилось, перспективы и направления дальнейшего развития ВЛ УВН четко не определены, при этом новые поколения энергетиков забывают или не в полной мере осознают, какие основные достижения и новые технические идеи, подтвержденные практическим опытом, были разработаны предыдущими поколениями, и необходимость их внедрения в настоящее время.

Вспомним сначала время, когда Николай Николаевич и его поколение пришли в российскую электроэнергетику, в ее отрасль ТВН. Это была середина 50-х годов прошлого столетия. Практическая электроэнергетика высокого напряжения из-за послевоенной разрухи в это время находилась в основных чертах на уровне конца тридцатых годов. Еще только осваивались электропередачи напряжением 330–500 кВ. Основные практические решения в этой области приходилось разрабатывать самостоятельно, так как опубликованного зарубежного опыта было мало. Оснащение испытательных центров высокого напряжения, соответствующее возрастающим техническим требованиям, было недостаточным. Стандарты на электрооборудование и методы его испытаний, а также отраслевые документы, включая Правила устройства электроустановок (ПУЭ), не в полной мере отвечали быстро растущим потребностям электросетевого комплекса. В части ТВН был известен зарубежный опыт исследований (журнальные публикации, монографии В. Пика и др.), а также

начала складываться отечественная школа (довоенная трилогия А. А. Смурова (Ленинград), многотомник Л. И. Сиротинского (Москва), выпущенный до Великой Отечественной войны, а в обновленном виде также после войны, труды М. А. Шателена, А. А. Горева, А. А. Чернышева, А. М. Залесского и других ученых).

В годы прихода Николая Николаевича в электроэнергетику (в НИИПТ) первое (довоенное) поколение выдающихся специалистов-высоковольтников (А. А. Горев, А. А. Чернышов, А. А. Смуров, Л. И. Сиротинский) уже не работало, наиболее авторитетными высоковольтниками в стране считались В. И. Попков, В. В. Бургсдорф, Д. В. Разевиг, А. И. Долгинов (все Москва), М. В. Костенко, А. М. Залесский (Ленинград). В области ТВН они уже считались классиками, выпустили немало хороших учебных пособий по ТВН.

На научные работы в области ТВН Н. Н. Тиходеева вдохновили, в первую очередь, А. А. Горев и Н. Н. Щедрин, выдающиеся ученые, которых сам Николай Николаевич считал своими учителями. Они были известны системным подходом к изучению поставленных задач-применением математических и физических моделей изучаемых проблем, развитием расчетных методов при решении различных научно-технических вопросов. Вместе с Н. Н. Тиходеевым в Ленинграде (ЛПИ) в середине 1950-х годов появились и другие выдающиеся ученые-высоковольтники нового, современного поколения (в первую очередь, Г. Н. Александров и Г. С. Кучинский).

На кафедре ТВН Ленинградского политехнического института (и вообще на электромеханический факультет) Николай Николаевич поступил по совету своего дяди профессора П. М. Тиходеева (кафедра «Светотехника»), но интерес к науке, начитанность и любознательность молодому Н. Н. Тиходееву были ярко присущи. Несколько научных работ он опубликовал еще будучи студентом. Руководителем его аспирантской работы был А. А. Горев, но хотя они успели пообщаться недолго, Николай Николаевич проникся подходом этого крупного специалиста к решению научных задач.

Сразу после защиты кандидатской диссертации в ЛПИ в 1955 г. Н. Н. Тиходеев поступил на работу в лабораторию ТВН (ЛТВН) НИИПТ в качестве заведующего сектором («каскадом») – комплексом высоковольтных испытательных установок, включая опытную воздушную линию постоянного тока. Основной научный костяк ЛТВН состоял тогда из специалистов-практиков еще довоенного поколения. Это были очень высокого уровня и знаний специалисты, но работали они тогда еще, как правило, в традиционном испытательском стиле, и явно требовалось внести в их деятельность свежую струю.

Рассмотрим чуть-чуть более подробно ситуацию в ЛТВН НИИПТ «до Тиходеева». Это, как ныне представляется, была самая рядовая для середины прошлого века высоковольтная лаборатория. Публикаций сотрудников лаборатории в научно-технических журналах почти не было. В целом уровень и важность работ ЛТВН НИИПТ уступали лабораториям ВЭИ (Москва) и СибНИИЭ (Новосибирск).

Н. Н. Тиходеев ежедневно приходил на работу на «каскад» (вблизи нынешних 3-го и 4-го корпусов НИИПТ. С 1960 г., став заведующим ЛТВН, он постоянно дислоцировался во 2-м корпусе, проходя на «каскад» (он по-прежнему продолжал

заведовать также соответствующим сектором) на один рабочий день в неделю. Только с вводом 3-го корпуса в начале 1980-х годов Николай Николаевич до конца своих дней переместился в свой служебный кабинет на пр. Науки.

Интенсивное развитие ТВН в те годы было обусловлено ростом промышленности и соответственно возросшими потребностями в выработке и передаче электроэнергии. Создавались испытательные центры в Москве (Белый Раст) и в Тольятти (филиал ВЭИ). Потребность в активизации научных исследований в области ТВН в связи с освоением новых классов напряжения, в том числе с использованием технологии передачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения не могла не отразиться на обновлении ситуации в ЛТВН НИИПТ.

О «тиходеевском призыве» в ЛТВН НИИПТ и о приглашенных им в НИИПТ специалистах-высоковольтниках новой формации можно прочесть в сборнике трудов НИИПТ № 63, 2010 [1], а также в [2, 3]. Там же достаточно подробно описана биография и творческая жизнь Н. Н. Тиходеева и возглавлявшегося им коллектива, а также приведен практически полный перечень опубликованных трудов Николая Николаевича. В настоящей заметке сделана попытка выделить основные направления научной деятельности Н. Н. Тиходеева и его коллег по работам, в которых ему удалось добиться наиболее существенных и широко известных результатов.

Тиходеев в области ТВН был настоящим энциклопедистом. Он глубоко разбирался во всех проблемах ТВН, в то время в стране он несомненно был самым всесторонне образованным высоковольтником, и это было единодушно признано во всей отрасли. К такого рода энциклопедистам-просветителям ТВН, вероятно, можно было бы отнести разве что работавших в первой половине прошлого века из питерской школы ТВН профессора А. А. Смурова, а из московской школы профессора Л. И. Сиротинского. Несколько слов о тематике работ на кафедрах ТВН в середине прошлого века. А. А. Горев внедрил преподавание на специальности ТВН в Ленинградском политехническом институте теорию устойчивости параллельной работы энергосистем («уравнения Парка–Горева»). Вряд ли это направление принципиально соответствует тематике кафедр ТВН, но А. А. Горев сумел воспитать немало первокласснейших специалистов на своей кафедре по этому направлению (О. В. Щербачев, М. Л. Левинштейн, К. П. Кадомская, И. А. Груздев и др.). Н. Н. Тиходеев этой проблемой глубоко не интересовался, в то же время методология и глубокий аналитический подход А. А. Горева ему сильно импонировали и безусловно сказались на формировании его творческой личности.

Но, пожалуй, не энциклопедическая образованность была самой сильной стороной личности Тиходеева. Думается, главная его сила была в том, что он оказался отличным организатором науки, основателем своей, оригинальной научной школы, быть может, сам не осознавая этой особенности своего призвания. При Н. Н. Тиходееве ярко засверкали, раскрыв высокие возможности своего таланта, С. Д. Мерхалев, С. С. Шур, Л. С. Перельман, Ю. М. Гутман и многие другие. Большую роль в успехах отдела ТВН НИИПТ сыграли сравнительно недолго проработавшие здесь крупные специалисты профессор Ю. Я. Иоссель и профессор Д. Е. Кадомский.

Рассмотрим теперь кратко основные научные достижения академика РАН Н. Н. Тиходеева и сотрудников его научной школы.

Основные направления работ Н. Н. Тиходеева в настоящей заметке рассматриваются в самом кратком виде, интересующиеся могут найти все необходимые подробности в соответствующих работах Н. Н. Тиходеева (см. научный сборник «Известия НИИ постоянного тока», 2010, № 63).

Определяющая роль рабочего напряжения при выборе изоляции электроустановок. Выбор изоляции электроустановок (ВЛ и распределительных устройств) – основной практический вопрос ТВН – сводится к определению размеров, конфигурации, изоляционного материала и других параметров изоляции, обеспечивающих надежную работу электроустановок. До 60-х годов прошлого века выбор внешней изоляции электроустановок по действовавшим тогда нормативным документам производился по разрядным переменным напряжениям и коммутационным перенапряжениям при дожде. Такое положение было отражено в ПУЭ и других руководящих документах. Хотя на основе работ С. Д. Мерхалева и его научного коллектива, эту позицию удалось изменить (правда, ценой серьезных аварий на ответственных электроустановках), до сих пор в России выходят книги и учебники по ТВН, где рассматриваются только воздействия коммутационных и грозовых перенапряжений, а рабочему напряжению уделяется второстепенное внимание. И вообще, многие научные достижения недавнего прошлого зачастую новым поколениям специалистов мало известны. Между тем Н. Н. Тиходеев и его коллеги убедительно показали, что выбор как внешней, так и внутренней изоляции определяется, в первую очередь, длительным воздействием на изоляцию рабочего напряжения в сочетании с рядом неблагоприятных факторов окружающей среды. С. Д. Мерхалев показал, что способность противостоять воздействию рабочего напряжения должна проверяться для внешней изоляции испытаниями длительным воздействием переменного или постоянного напряжения при загрязнении и увлажнении изоляции, а А. К. Манн обосновал необходимость для внутренней изоляции проводить ресурсные испытания при длительном воздействии рабочего напряжения в сочетании с температурными воздействиями. Такая позиция еще в 70-х годах прошлого века нашла в России полное и всестороннее признание. По инициативе С. Д. Мерхалева и его коллег в области внешней изоляции в течение более полувека выпущен целый ряд отраслевых нормативных документов, отражающих отмеченный подход к выбору изоляции, включая соответствующую главу ПУЭ седьмого издания, а также ряд государственных и отраслевых стандартов на требования и методы испытаний изоляции рабочим напряжением. По внутренней изоляции электрооборудования постепенно складывается практика, при которой проведение ресурсных испытаний предшествует выпуску нового оборудования и аппаратов.

Показательно, что при создании в 1960–1970-х годах новых испытательных центров в СССР большинство исследовательских организаций – ЛПИ (Ленинград), СибНИИЭ (Новосибирск), ВЭИ (Москва) – стремились к использованию испытательных установок переменного и импульсного напряжения с самым высоким возможным тогда уровнем воздействующего напряжения. Более разнообразным был «тиходеевский» подход в НИИПТ, кроме установок с экстремально высокими воздействующими напряжениями большое внимание уделялось также созданию установок, имитирующих длительное воздействие рабочего напряжения и опасных

факторов окружающей среды, Были установлены каскады испытательных трансформаторов 3×600 кВ и 3×750 кВ, генератор импульсных напряжений 4,3 и 5 МВ, испытательный трансформатор 500 кВ, 6 А и установка постоянного тока 1500 кВ, 0,3 А для испытания загрязненной изоляции. Дальнейшее развитие электросетевого комплекса и требований по испытаниям оборудования полностью подтвердило правильность концепции, принятой НИИПТ.

Электрическая корона на проводах воздушных линий электропередачи и ошиновке распределительных устройств переменного и постоянного тока. Теорией и физикой высоковольтной короны Н. Н. Тиходеев заинтересовался еще в студенческие годы. Первой его публикацией была статья в ЖТФ в 1953 г. «Некоторые особенности коронного разряда на расщепленных проводах при постоянном напряжении». К тематике коронного разряда (а отсюда и интерес к проводам ВЛ) Н. Н. Тиходеев обращался в течение всей своей научной деятельности, на эту тему им опубликовано наибольшее количество статей (не менее 45). Николая Николаевича всегда привлекали математические методы исследования высоковольтной короны – применение методов подобия и размерности, дифференциальные уравнения для расчета разных видов потерь на корону и их интегрирование, критериальные соотношения в теории короны и т. п.

В результате выполненных исследований было разработаны отраслевые нормативные документы: «Руководящие указания по определению среднегодовых потерь мощности на корону для линий электропередачи», 1961 г. и «Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 800–1500 кВ», 1975 г. Разработанные Н. Н. Тиходеевым критериальные соотношения для обобщения экспериментальных данных по среднегодовым потерям от короны на ВЛ сохранили новаторское значение и до настоящего времени привлекают большое внимание зарубежных специалистов.

К рассматриваемому вопросу тесно примыкает проблема выбора экранной арматуры электрических аппаратов и гирлянд изоляторов СВН и УВН, которой Н. Н. Тиходеев также уделял большое внимание.

Статистические методы выбора и координации изоляции воздушных линий электропередачи и распределительных устройств. Приведение изоляции электроустановок к «норме». Все параметры, определяющие электрическую прочность изоляции (разрядные напряжения, факторы окружающей среды и др.) имеют статистический характер, т. е. определяются видом кривой распределения вероятности явления, математическим ожиданием и дисперсией. Какой запас должна иметь электрическая прочность по отношению к воздействию напряжению, чтобы изоляция работала надежно? На этот вопрос до разработки статистического метода выбора изоляции не имелось однозначного ответа. На проблему необходимости статистического подхода к оценке основных явлений в ТВН в начале 1960-х годов неоднократно указывал Н. Н. Щедрин в беседах с Н. Н. Тиходеевым, С. С. Шуром и другими ведущими специалистами ЛТВН НИИПТ. В результате длительной работы двое последних вместе с Д. Е. Артемьевым впервые в мире разработали всестороннее руководство по статистической оценке электрической прочности изоляции с учетом статистических параметров воздействующих напряжений

и средств защиты от них, статистических параметров метеофакторов и других параметров окружающей среды, сопровождающих работу электроустановок, с учетом множественности объектов электрических сетей и т. д. В результате в 1965–1979 гг. был выпущен широко известный трехтомник [1–3], подробно освещающий соответствующие вопросы и нашедший широкое применение на практике. Сейчас статистические методы выбора изоляции электроустановок находят достаточно широкое применение и за рубежом, но по глубине проработки они намного уступают разработкам НИИПТ. Во многих практических случаях выбор, статистическая координация и приведение изоляции электрических сетей к норме были произведены в соответствии с рекомендациями НИИПТ. В ответственных случаях (выбор изоляции ВЛ 1150 кВ, ± 750 кВ и др.) выбор изоляции проводился на основе разработанных Н. Н. Тиходеевым статистических методов. Важную роль этот подход сыграл при реализации усиления изоляции на ВЛ 500 кВ Асуан–Каир.

В дальнейшем статистический метод выбора изоляции нашел развитие во многих работах (выбор изоляции распределительных устройств с применением ОПН, выбор изоляции электроустановок в промышленных районах, определение сроков замены дефектных изоляторов на ВЛ и др.).

Вопросы приведения изоляции к норме, тесно связанные со статистическим методом выбора изоляции, подробно рассмотрены в работе Н. Н. Тиходеева и С. С. Шура, опубликованной в Известиях НИИПТ, 1971, № 17.

Следует отметить, что заметный вклад в развитие статистического метода выбора изоляции электроустановок внес также проф. Г. Н. Александров (ЛПИ).

Электрическая прочность изоляторов и воздушных промежутков электроустановок СВН и УВН при переменном и постоянном напряжениях. Первая большая работа, которую Н. Н. Тиходеев выполнил в НИИПТ в 1955–1958 гг., относится к определению электрической прочности самых длинных (для того времени!) испытуемых воздушных промежутков и гирлянд изоляторов. Экспериментальная часть работы проводилась на каскаде испытательных трансформаторов 2×600 кВ. Исследования выполнялись совместно с блестящим экспериментатором и знатоком широкого круга вопросов ТВН А. Н. Тушновым. В работе большое внимание было уделено точности измерений, для каждого результата определялись статистически достоверные доверительные интервалы. Полученные данные имели значительное практическое значение и стимулировали развитие аналогичных работ в других испытательных центрах страны. Работа проводилась на постоянном и переменном напряжениях, а также на импульсах, воспроизводивших коммутационные перенапряжения, при этом исследовалась электрическая прочность воздушных промежутков, характерных для ВЛ и распределительных устройств, гирлянд подвесных изоляторов и колонок опорных изоляторов. Результаты работы представлены примерно в 10 статьях и книгах. По этим данным впервые высказано предположение о проблемах повышения номинального напряжения электропередач переменного тока свыше 1000–1200 кВ в связи с нелинейным ростом электрической прочности воздушных промежутков при увеличении их длины. Рассматриваемая работа имела значительные отклики специалистов по ТВН. В частности, на защите докторской диссертации Н. Н. Тиходеева в 1965 г. было высказано мнение, что даже только одна глава этой диссертационной работы по электриче-

ской прочности воздушных промежутков и изоляторов заслуживает присуждения докторской степени.

Рассматриваемая крупная работа Н. Н. Тиходеева и А. Н. Тушнова могла быть распространена на выбор габаритов электроустановок переменного тока напряжением не выше 600–800 кВ. Справедливости ради, следует указать, что в середине 1970-х годов электрическая прочность более длинных гирлянд и воздушных промежутков была исследована в испытательных центрах ЛПИ (Ленинград) и СибНИИЭ (Новосибирск), именно эти данные в основном были использованы при выборе габаритов (воздушных промежутков) проектируемых и сооружавшихся тогда электроустановок УВН 1150 кВ переменного тока и ± 750 кВ постоянного тока. Все отмеченное не относится к выбору изоляции электроустановок по воздействию рабочего напряжения, которое для линейных и подстанционных изоляторов является определяющим режимом, эта работа всегда, начиная с 1960-х годов, выполнялась НИИПТ.

К проблеме электрической прочности изоляторов и воздушных промежутков при коммутационных и грозовых импульсах Н. Н. Тиходеев неоднократно возвращался в 1965–1980 гг. в связи с созданием в НИИПТ более совершенных испытательных установок, в частности, в совместных работах с американскими специалистами по электропередачам переменного тока напряжением 1200 кВ. Всего по этой тематике Н. Н. Тиходеевым опубликовано около 15 статей.

Передача электроэнергии по ВЛ УВН постоянного тока. Этим вопросом Н. Н. Тиходеев занимался в течение всей своей работы в НИИПТ и опубликовал по этому направлению более 50 работ, особое внимание он уделял этому принципиальному для НИИПТ вопросу в последнее десятилетие своей жизни. В 1950–1980-х годах его отношение к перспективности ППТ УВН было скорее осторожно выжидательным, но постепенно он пришел к выводу о безальтернативности для России создания длинных мощных электропередач постоянного тока. Научные аспекты, связанные с изучением в ЛТВН НИИПТ специфики работы ВЛ УВН при постоянном напряжении, в сжатом виде приведены в одной из статей в настоящем выпуске журнала.

Повышение эффективности электросетевого строительства за счет разработки новых поколений опор воздушных линий электропередачи. В течение большей части своей творческой жизни Н. Н. Тиходеев уделял большое значение совершенствованию конструкций опор ВЛ с целью повышения экономичности и эффективности электропередач переменного и постоянного тока. Экономичность опор новых поколений определялась им путем снижения материалоемкости опор и повышения пропускной способности ВЛ за счет эффективной конструкции опор и выбора оптимального сечения проводов. В сферу его интересов входило также применение деревянных опор для соответствующих районов, создание новых поколений унифицированных опор, совершенствование больших переходов ВЛ через водные преграды, сокращение ширины просек для строительства ВЛ и многие другие смежные вопросы. На эти темы им выпущена книга [8] и ряд статей, большинство из которых опубликовано, начиная примерно с 1990 г. Ряд вопросов, связанных с усовершенствованием конструкций опор ВЛ рассмотрен в специализированном сборнике трудов НИИПТ «Повышение эффективности электрических

сетей 110–1150 кВ», 1990 г. По рассматриваемому направлению Н. Н. Тиходеев тесно сотрудничал с ведущими проектировщиками страны, особенно с А. И. Курносовым (СЗО Энергосетьпроект). Показательно, что одну из своих последних работ для РАО ЕЭС России Н. Н. Тиходеев посвятил созданию новой перспективной двухцепной опоры 500 кВ.

Газоизолированные линии электропередачи и электрооборудование с газовой изоляцией. Наряду с работами по совершенствованию давно освоенных типовых конструкций линий электропередачи Н. Н. Тиходеев живо интересовался перспективами создания новых типов электропередач, одним из которых являются газоизолированные линии. В начале 1970-х годов он активно занимался созданием электропередач в трубах со сжатым газом (ТСГ). Опытный образец небольшого участка такой линии напряжением 220 кВ был создан в начале 1970-х годов на одной из подстанций в городской черте Ленинграда. Однако по ряду причин эта работа была признана бесперспективной и прервалась. Ряд полученных результатов был позднее использован в работах по созданию электрических аппаратов (КРУЭ и др.) с элегазовой изоляцией.

Ресурсные испытания внутренней изоляции электрооборудования на длительно работающих стендах при рабочем напряжении. На эту тему выпущены тематические сборники трудов НИИПТ «Исследование старения и срока службы внутренней изоляции электрооборудования высокого напряжения», 1985 г. и «Ресурсные испытания внутренней изоляции электрооборудования», 1991 г. В течение многих лет в ЛТВН НИИПТ проводились и продолжают длительные (круглосуточные) испытания изоляции измерительных трансформаторов тока и напряжения, силовых кабелей и конденсаторов, а также другого электрооборудования. Эти испытания позволили прогнозировать срок службы вновь разрабатывавшегося электрооборудования, а также определить остающийся ресурс работы эксплуатирующего (изношенного) оборудования с длительным сроком эксплуатации. Для проведения длительных ресурсных испытаний при ЛТВН НИИПТ было создано подразделение со специальным эксплуатационным статусом – Экспериментальная Подстанция Сверх Высокого Напряжения (ЭПСВН), эффективно проработавшее в указанном направлении около 25 лет.

Изоляторы ВЛ и распределительных устройств. Этой проблемой Н. Н. Тиходеев интересовался в течение почти всей своей работы в НИИПТ. Много занимался вопросами надежности работы изоляторов на ВЛ переменного тока напряжением 500–1150 кВ, а также перспективами практического использования стеклянных, фарфоровых и полимерных изоляторов с учетом их надежности и стоимостных показателей. Большое внимание он уделял вопросу надежности стеклянных изоляторов и расцепления гирлянд ВЛ из-за пробоя остатков этих изоляторов, рациональной стратегией замены поврежденных стеклянных изоляторов, при этом периодичность ремонтных работ по замене изоляторов Николай Николаевич предложил определять при помощи статистического расчетного метода. В первые годы нового века он предложил внедрять в России длинностержневые фарфоровые изоляторы повышенной надежности и активно занимался продвижением этой идеи. В последние годы активно поднимал вопрос повышения надежности линейных полимерных изоляторов.

Выбор изоляции конкретных, особенно ответственных электроустановок СВН и УВН. В качестве наиболее известных примеров можно привести ВЛ 500 кВ Асуан–Каир, ВЛ 1150 кВ Казахстан–Урал, ВЛ ± 750 кВ Экибастуз–Центр, распределительное устройство 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС. Государственную премию СССР Н. Н. Тиходев получил в 1980 г. за участие в разработке и освоении ВЛ 750 кВ переменного тока.

Сокращение габаритов ОРУ и ЗРУ за счет глубокого ограничения коммутационных перенапряжений. Работа основана на определении разрядных характеристик внешней подстанционной изоляции на коммутационных импульсах. С учетом результатов исследований и расчетов коммутационных перенапряжений при их ограничении с помощью ОПН для ряда конкретных ответственных ЗРУ 110–220 кВ и ОРУ 110–500 кВ даны рекомендации, позволившие существенно сократить габариты компактных распределительных устройств. Отметим статью «Научно-техническое обоснование нормативов для воздушных изоляционных расстояний распределительных устройств 110–550 кВ, защищенных ограничителями перенапряжений», опубликованную в сборнике трудов НИИПТ, 1981 г.

Вопросы безопасности (здоровья) людей и животных и охрана окружающей среды вблизи электроустановок СВН и УВН. На эту тему выпущен тематический сборник трудов НИИПТ «Исследования электрического поля линий и подстанций сверхвысокого напряжения переменного и постоянного тока», 1985 г.

Электрические и магнитные поля вблизи ВЛ УВН переменного тока. Н. Н. Тиходев этой проблемой всегда очень интересовался, и выпустил в соавторстве монографию по расчету электростатических полей ([11], его первая книга).

Ограничение коммутационных перенапряжений в электроустановках, разработка комплекса технических требований к ограничителям перенапряжений. На эту тему выпущены тематические сборники трудов НИИПТ: «Исследования и области применения ограничителей перенапряжений», 1981 г. и «Эффективность и надежность нелинейных ограничителей перенапряжений», 1987 г.

Перспективы развития электрических сетей России, в особенности дальних электропередач СВН и УВН переменного и постоянного тока. По этому направлению Н. Н. Тиходев выпустил две монографии [7, 10] и написал немало статей. Как правило, в этом направлении он работал без помощников. Этот вопрос волновал его до конца жизни, он предвидел застой в этом направлении. В разные годы он активно интересовался развитием нетрадиционных способов передачи электроэнергии, строительством ВЛ в высокогорных условиях, сокращением просек с вырубкой леса, криогенными электропередачами, возобновляемыми (солнечными, ветровыми) источниками электроэнергии. В этом направлении Н. Н. Тиходев активно сотрудничал с профессором Д. Е. Кадомским.

Требования к проводам ВЛ и разработка новых эффективных их конструкций. Этот вопрос, тесно связанный с высоковольтной короной, живо интересовал Николая Николаевича. В одной из самых последних его работ (Тиходев Н. Н., Филиппов А. А. Новые конструкции проводов воздушных линий и грозозащитных тросов к ним для предотвращения отложений гололеда // Известия НИИ постоянного тока, № 62, 2007) предложены новые провода ВЛ, эффективно препятствующие отложениям на них гололеда.

Разработка нормативных документов в области перенапряжений и защиты от них. В ЛТВН НИИПТ разработано, начиная с 1964 г., большое число отраслевых и государственных руководящих документов (стандарты, методические указания, инструкции и т.п.), посвященных различным проблемам работы электроустановок в части техники высоких напряжений. Николай Николаевич принимал самое активное ведущее участие в разработке документов по расчету потерь на корону, по защите электроустановок от воздействия грозových и коммутационных перенапряжений и по ряду других вопросов высоковольтной тематики. На эту тему выпущены тематический сборник трудов НИИПТ под редакцией Н. Н. Тиходеева «Руководящие указания по защите от внутренних и грозových перенапряжений сетей 3–750 кВ, № 21/22, 1977 г. и «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений», 1999 г. Составление большого количества нормативных документов по выбору внешней изоляции электроустановок Н. Н. Тиходеев полностью доверил своим коллегам по ЛТВН.

В библиографии к настоящему очерку приведены ссылки только на монографии и учебные пособия, написанные Н. Н. Тиходеевым лично или в соавторстве.

Для сохранения творческого наследия академика Н. Н. Тиходеева было бы весьма целесообразно выпустить однотомник с избранными его трудами. Он работал в основном в доинтернетовскую эпоху, главные его работы не оцифрованы, написанные им книги давно являются библиографической редкостью, а в Интернете можно найти только отдельные фрагменты его работ. Между тем работы Николая Николаевича не устарели, напротив они должны быть полезны и доступны новому поколению специалистов. Направления в электроэнергетической науке в области электроустановок УВН, которым он посвятил жизнь, по разным причинам в настоящее время, надо надеяться временно, не разворачиваются, достаточно упомянуть практически ликвидацию кафедры ТВН в СПбГТУ. На совещаниях и при рассмотрении нормативных документов часто можно видеть, как специалисты нового поколения изобретают велосипед или оспаривают правомерность давно доказанных решений. Им совершенно необходимо иметь доступ к трудам Н. Н. Тиходеева, Г. Н. Александрова и других выдающихся специалистов-высоковольтников недавнего прошлого. Кстати, о необходимости увековечивания трудов Г. Н. Александрова говорил при прощании с ним (за полгода до собственной кончины) сам его старый друг и коллега Николай Николаевич. Пока живы последние свидетели, необходимо написать хотя бы краткую историю кафедры ТВН ЛПИ.

В российской технике высоких напряжений Н. Н. Тиходеев был последним «энциклопедистом», специалистом широчайшего профиля. Он знал в ТВН все, был в подробностях в курсе всех деталей работы ЛТВН НИИПТ и других высоковольтных центров. Такого широкого спектра интересов и знаний в ТВН трудно припомнить.

Успехи и достижения академика Н. Н. Тиходеева предопределены высоким уровнем деятельности всей ЛТВН НИИПТ. Всего по грубым оценкам с момента образования ЛТВН НИИПТ здесь проработало около 450 сотрудников.

Отметим, что в последние годы своей работы в НИИПТ Н. Н. Тиходеев поощрял сотрудничество со специалистами последнего пришедшего в институт поколения. Под руководством Н. Н. Тиходеева десятки специалистов ЛТВН НИИПТ, а также

проектных и эксплуатационных организаций успешно защитили кандидатские диссертации.

В годы расцвета (1975–1990) коллектив ЛТВН НИИПТ вместе с ЭП СВН насчитывал до 150 сотрудников, в том числе в разное время среди них было до 5 докторов наук и около 20–25 кандидатов наук. Ближайшими творческими помощниками Н. Н. Тиходеева в разное время были руководители секторов ЛТВН Е. В. Калинин, А. В. Корсунцев, С. С. Шур, С. Д. Мерхалев, А. К. Манн, А. А. Филиппов, Л. С. Перельман, Ю. М. Гутман, Г. Э. Крастин, А. И. Скойбеда, Л. Л. Владимирский, Н. И. Тесов, А. Г. Левит, В. И. Попков, А. Н. Новикова, И. Н. Привалов.

Николай Николаевич имел близкие и успешные творческие контакты с ведущими специалистами других подразделений НИИПТ, особо следует отметить его тесное сотрудничество и дружбу с А. В. Поссе, Е. А. Марченко, В. И. Галановым, Л. А. Кощевым, Л. Л. Балыбердиным, В. А. Андреюком, Ю. С. Крайчиком и другими.

Также следует отметить значительное влияние на творческие успехи ЛТВН НИИПТ и ее лидера в годы «тиходеевского» расцвета тесных контактов Н. Н. Тиходеева с ведущими специалистами других организаций: М. Л. Фельдманом, А. И. Курносовым, К. П. Крюковым (СЗО ЭСП), Б. И. Смирновым, В. А. Горошкиной, Ю. А. Лысковым (ОДП ЭСП), М. Т. Неровным, В. Ф. Ласло (Гидропроект), М. В. Костенко, Г. С. Кучинским, Ф. Х. Халиловым (ЛПИ), академиком Я. Б. Данилевичем (СПб.), А. И. Таджибаевым, М. К. Ярмаркиным (ПЭИПК), А. Н. Шеренцисом, Н. Н. Беяковым (ВНИИЭ), академиком Ч. М. Джуварлы (Азербайджан), Е. И. Остапенко (ВЭИ), Ф. И. Синьчуговым, К. М. Антиповым, С. Г. Королевым, (Главтехуправление Минэнерго СССР) и многими другими.

Если подвести краткий итог, можно заключить, что Николай Николаевич был выдающимся организатором передовой школы ТВН, мудрым воспитателем научной молодежи и крупным ученым энциклопедического формата.

Список литературы

1. Соломоник Е. А., Владимирский Л. Л. Памяти академика Николая Николаевича Тиходеева // Известия НИИ постоянного тока, 2008, № 63.
2. Соломоник Е. А. Становление ЛТВН НИИПТ (1948–1960) // Известия НИИ постоянного тока, 2010, № 64.
3. Соломоник Е. А. Время творческого подъема ЛТВН НИИПТ (1960–1985) // Известия НИИ постоянного тока, 2011, № 65.
4. Владимирский Л. Л., Соломоник Е. А. К истории высоковольтного корпуса НИИПТ // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2016, № 1 (74).
5. Артемьев Д. Е., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Статистические основы выбора изоляции линий электропередачи. – М.-Л.: Энергия, 1965.
6. Артемьев Д. Е., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Координация изоляции линий электропередачи. – М.-Л.: Энергия, 1966.
7. Тиходеев Н. Н. Передача электрической энергии. – Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1984.
8. Повышение эффективности электросетевого строительства / Под ред. Н. Н. Тиходеева. – Л., Энергоатомиздат, 1991.

9. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Изоляция электрических сетей: методика выбора, статистическая координация и приведение к норме. – Л.: Энергия, 1979.
10. Тиходеев Н. Н. Передача электроэнергии сегодня и завтра. Л.: Энергия, 1975.
11. Миролюбов Н. Н., Костенко М. В., Левинштейн М. Л., Тиходеев Н. Н. Методы расчета электростатических полей. – М.: Высшая школа, 1963.
12. Тиходеев Н. Н. и коллектив авторов. Техника высоких напряжений / под ред. Г. С. Кучинского. – Учебное пособие для ВУЗов. – СПб.: издательство Санкт-Петербургского энергетического института повышения квалификации Минтопэнерго РФ, 1998.
13. Тиходеев Н. Н. и коллектив авторов. Техника высоких напряжений / под ред. Г. С. Кучинского. – СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 2003.
14. Костенко М. В., Кучинский Г. С., Тиходеев Н. Н., Халилов Ф. Х., Шнеерсон Г. А. Основные проблемы техники высоких напряжений в области электроэнергетики и электрофизики. – Л.: изд. ЛПИ, 1983.

Автор выражает благодарность Льву Львовичу Владимировскому за ценную помощь в подготовке статьи.

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

Об авторе

Соломоник Евгений Аронович работает в отделе техники высоких напряжений НИИПТ с октября 1961 г., куда был приглашен лично Н. Н. Тиходеевым для проведения исследований внешней высоковольтной изоляции в условиях загрязнения и увлажнения.

Более 56 лет посвятил научной деятельности в области внешней изоляции линий электропередачи и распределительных устройств.

Принимал непосредственное участие в исследованиях, связанных с выбором внешней изоляции электроустановок высокого напряжения, в том числе СВН и УВН переменного и постоянного тока; занимался вопросами эксплуатации фарфоровых, стеклянных и полимерных изоляторов и электрооборудования.

Участвовал в работах по повышению надежности изоляции во многих энергосистемах страны и ближнего Зарубежья, в том числе в Ленэнерго, Мосэнерго, энергосистемах Украины, Белоруссии, Эстонии, Азербайджана, Узбекистана, Туркмении, Киргизии, Монголии и др.

Является основным разработчиком более 20 государственных и отраслевых нормативных документов, в том числе главы 1.9 ПУЭ седьмого издания (2002 г.).

Опубликовал лично и в соавторстве более 250 работ, в том числе две монографии и несколько учебных пособий.

Modeling and control of the power system

Berdin A. S., Gerasimov A. S., Kovalenko P. Y., Udin A. V.

Defining the power system frequency static response slope based on transient synchrophasor data.

The method for defining the power system load frequency static response based on synchrophasor measurements during transients accompanied by frequency deviations is proposed. The method was successfully validated involving four events resulting in frequency deviations of up to 0,06 Hz magnitude in the Northern part of Tyumen region and recorded by means of the System operator WAMS.

Keywords: load static response, slope factor, WAMS, electromechanical transient, Northern part of Tyumen region.

Berdin A. S., Bliznyuk D. I., Gerasimov A. S.

Defining the nodal equivalent parameters using synchrophasor measurements.

The method for defining the nodal equivalent parameters of grid elements based on synchrophasor measurements during transients in a power system is proposed. It allows to define the topology and parameters of nodal equivalents and makes it possible to implement adaptive models for problems of power system control.

Keywords: nodal equivalent, adaptive model, synchrophasor measurements.

Shakirov M. A.

Principle of the autotransformer theory.

It is confirmed that to understand the physical foundations of autotransformer principle and operation the theory is necessary, which is based on the model which clearly displays its distinctive properties – to transport energy along two parallel paths: electrical and electromagnetic. The idea is implemented as a generic two-transformer equivalent circuit. Universalism manifests itself in the diagram (simultaneously with the power fluxes) of all the magnetic fluxes in the sites window (i. e., in the thickness of the windings and in the gap between them) and in parts of the magnetic circuit and in fields between it and the tank in the event of saturation of the steel. Vector diagram of the operating mode of the autotransformer is characterized by the same completeness. Using this diagram it is easy to explain the overexcitation of individual parts of the magnetic circuit in a short-circuited autotransformer and derive formulas for determining super- and antisuperations (in comparison with flows in no-load mode). Presented equivalent circuit is applicable both for step-up and step-down autotransformers and for the study both steady-state and transient processes.

Keywords: autotransformer, primary and secondary windings, magnetic flux, short circuited, equivalent circuit, idling.

Vazhnov S. A., Kalimov A. G., Shimansky S. A.

Application of vector finite elements for calculation of eddy currents in conducting nonmagnetic shells.

The application of integro-differential equations for calculating variable electromagnetic fields and eddy currents in thin-walled conductive shells is considered. Approximation of the current density distribution in the shell is performed using vector finite elements. The choice of a basis of independent variables is carried out in such a way that the solution obtained automatically satisfies one of the necessary conditions – the divergence of the current density is equal to zero. The reliability of the obtained numerical results, as well as the comparison of the accuracy of the results obtained with the use of various algorithms, are verified by the solution of a test task for which an analytical solution is obtained.

Keywords: electromagnetic field, eddy currents, integro-differential equation, finite element method, vector finite elements.

Fishov A. G., Frolov M. Yu.

Electric parameter identification of synchronous machine in disturbed mode.

A method for the identification of the parameters of a synchronous machine on the basis of the Park–Gorev equations by processing the register transients is proposed. Proposed method was tested with use of Matlab Simulink. The method is applicable for the wide range of disturbing effects, it allows to solve the problem of identifying machine parameters without interfering with its operational modes. The method can be used in electrical networks with distributed generation with automatic control and open network architecture.

Keywords: synchronous machine, parameter identification, Park–Gorev equations, distributed generation.

Valiev R. T., Oboskalov V. P.

Methodical aspects of load shedding distribution in generation adequacy assessment problem.

The power deficiency distribution model influence on generation adequacy indices is considered. It is shown that a mathematical model used for power deficiency distribution (PDD) and the set of accepted constraints affect to the calculation error. As a rule, the calculation errors are caused by simplification of an accepted mathematical model. The accuracy of the calculations can be improved by including additional factors such as power transfer costs or by considering additional optimization criteria (e.g. Proportional Load Shedding Strategy). The importance of strategies (local, collective) of mutual assistance of the Power systems in the PDD problem is shown.

Keywords: adequacy, Monte Carlo simulation, load shedding strategy.

Sedoykin D. N., Yurganov A. A.

Method for calculating the frequency from instantaneous voltage values in three-phase networks.

An exact and fast-acting method for calculating the frequency from instantaneous voltage values is proposed.

Keywords: voltage frequency measurement, control system for electric motors and generators.

Development of software package for the study of power system modes

Abakumov S. A., Vishtibeev A. V., Gayazov S. Ye., Savvin D. N.

CAD-platform for the software and computer complex for the automated calculation of short-circuit currents, settings of relay protection and control devices and electrical equipment testing – «ARU RZA».

The CAD platform, created for the domestic software and computer complex (IRC) of the new generation «ARU RZA», developed by JSC «STC UPS» is described. The main components of the CAD platform are described: a framework for data model based on hypergraphs, a framework with vector graphics, a framework for creating subject-oriented languages and a library for generating the resulting documentation.

Keywords: CAD platform, automated calculation of short-circuit currents, settings of relay protection and control devices, hypergraph, framework, vector graphics, documentation generation library, object-oriented language.

Belov E. I., Latmanizova Yu. N., Sorokin E. V.

Application of visualization of the inverse Jacobi matrix and singular analysis for the determination of sensor nodes in electric power systems.

Three methods for searching sensor nodes in the power system are considered: the experimental method (in RastrWin PC), the visualization of the inverse Jacobi matrix and the singular analysis. A conclusion is drawn about the most effective experiments to determine the sensitive nodes of electric power systems (EPS). The results obtained with use of three methods are compared.

Keywords: Jacobi matrix, visualization, singular analysis, sensory nodes.

Mashalov E. V.

Method of data compression of the results of the calculation of electromechanical transients.

To perform a qualitative analysis of the results of the calculation of electromechanical transient processes a sufficient amount of results is needed, free from errors not directly related to the calculation algorithm. With a significant dimension of the model, a long duration of calculations and high requirements for their accuracy, the volume of results can reach values many times greater than the amount of initial data. Since transient calculations are usually carried out for a variety of model variants, storage of results due to large volumes can be difficult even with the capabilities of modern computer systems.

A method of compressing calculation results is proposed, which allows to fully preserve initial data characteristics with a reduction in volume to 40% of the original with minimal computational costs.

Keywords: electromechanical transients, dynamic stability, lossless data compression algorithm, predictive data compression, compression of double-precision number arrays.

The use of renewable generation in power systems

Kokin S. E., Safaraliev M. Kh., Sultonov Sh. M.

Features of the management of hydroelectric power in the power system of the Republic of Tajikistan.

A significant share of the generation in the power system of Tajikistan is made by the hydropower plants. The article shows the peculiarity of Tajikistan's energy system. The features of cascade control are presented. A technique for estimating the additional depth of the Nurek HPP reservoir operation, taking into account the requirements for filling in conditions of different water content by the criterion for increasing the generation of electricity is proposed. The economic efficiency of reducing the electricity deficit in the power system for long-term optimization is estimated.

Keywords: hydropower resources, Vakhsh cascade, Nurek hydropower station, power system of Tajikistan, power generation.

Popkov E. N., Seit R. I.

Operating experience of solar power plants with regard to parallel operation with the UES of Russia.

The practical experience of switch over to island mode with a hydroelectric power station of commensurate power is considered. Based on the results of consideration the relevant conclusions were drawn.

Keywords: solar power station, voltage inverter, short circuit, frequency of mains voltage.

Automatic emergency and relay protection

Isaev E. V.

Optimum choice algorithm for control stages of III generation of Centralized emergency control system.

The algorithm of control actions' choosing to ensure the stability of the power system and allowable current loading based on dynamic programming methods is proposed.

Keywords: static stability, control action, centralized emergency control system, Dijkstra's algorithm.

Dmitriev S. A., Kokin S. E., Kokorin E. L.

The substation secondary circuits control degree.

The purpose of this paper is a comprehensive analysis of existing technical and mathematical solutions concerning condition control of RP&A devices in general, as well as for individual sections of secondary circuits. Another goal is to classify RP&A parameters, and to form the set of parameters, which is necessary to control the complete observability of the secondary circuits. Key

publications about the reliability of secondary connections and microprocessor devices are reviewed. Also, malfunctions determining methods of current and voltage circuits, control circuits, logical part of devices, power supply, signaling and communication, description of the operation logic and reduction of the electric circuit are classified. As well the situation at real technical objects is described on an example of Ekaterinburg power system.

Keywords: relay protection, technical maintenance, self-testing, microprocessor terminals, SCADA systems.

Abou Nakira Sh.S., Gorchakov S. V., Popov M. G.

Correction dynamic properties of differential protection of long transmission lines.

The purpose of the article is to investigate the dynamic properties of longitudinal differential protection of the power line with compensation of the charging power and to develop recommendations for increasing the sensitivity of protection.

As a result of the research it was established that in order to ensure selective operation, the minimum tripping current of the protection is inadmissible due to the condition of sensitivity when OHL is switched over to non-load mode. Therefore, in order to achieve the required sensitivity and speed, an increase in the main braking signal is necessary.

The article presents the results of an evaluation of the effectiveness of the methods proposed earlier for improving the efficiency of protection. The use of additional braking due to compensation of unbalance currents due to distributed capacitance, OL allows to significantly increase the sensitivity of protection.

Keywords: electric transmission line, current transformer, dynamic properties, differential protection, restricted signal, correction of sensitivity.

High-voltage engineering

Vladimirsky L. L.

Choice of the main structural elements of DC overhead lines.

The modern scientific approach and features of a choice of the basic technical decisions taking into account specificity DC overhead lines are considered. The following issues are considered:

- corona discharge on wires at a DC voltage;
- ecological influence of DC overhead lines;
- selection of the main structural elements of DC overhead lines (wires, pole design, intermediate supports, air gaps, insulators, lightning protection);
- method for selecting external insulation.

Keywords: overhead line, DC voltage, crown loss, ecology, pole construction, intermediate tower, lightning protection, external insulation, method of mathematical statistics.

Names and dates

Solomonik E. A.

The key areas of scientific activities of Academician RAS Nikolai N. Tikhodeev (on the occasion of his 90th birthday).

Content, Abstracts, Keywords

Instruction for manuscript submission



Научно-технический центр Единой энергетической системы является многопрофильным электроэнергетическим научным и инженеринговым 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, надежность, 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, надежности 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.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Аттестация цифровых автоматических регуляторов возбуждения, 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 надежности.
- 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 расчету токов короткого замыкания и автоматизированному расчету 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 распределенных 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 распределенной 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 распределенных 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 автоматической частотной разгрузки (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».

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.



АО «НТЦ ЕЭС» является Ведущим научно-техническим партнером РНК СИГРЭ. На базе НТЦ ЕЭС работает подкомитет В4 «Электропередачи постоянным током высокого напряжения и силовая электроника».

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 си-
стемы», я передаю редакции право на ее опубликование и дальнейшее распро-
странение 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 _____