

ISSN 2307-261X



ИЗВЕСТИЯ HTЦ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

№ 1 (88) 2023

Санкт-Петербург

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кощеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Беляев А. Н., д-р техн. наук, доцент;
Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор;
Васильев Ю. С., академик РАН;
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;
Евдокунин Г. А., д-р техн. наук, профессор;
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;
Новиков Н. Л., д-р техн. наук, ст. науч. сотр.;
Подковальников С. В., д-р техн. наук;
Попков Е. Н., д-р техн. наук, доцент;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Титков В. В., 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.

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 учёной степени кандидата наук, на соискание учёной степени доктора наук.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует научным специальностям:

- 2.4.1. Теоретическая и прикладная электротехника,
- 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы,
- 2.4.3. Электроэнергетика,
- 2.4.5. Энергетические системы и комплексы.

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

Подписной индекс в общероссийском каталоге «Почта России» – ПМ180.

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, К. А, АО «НТЦ ЕЭС».
Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 2620, 2623. E-mail: nto@ntcees.ru.

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ 1 (88)

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2023

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	4
-------------------	---

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ В НОРМАЛЬНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

<i>Брилинский А. С., Гришин Н. В., Кощеев Л. А., Смоловик С. В.</i>	
Определение условий возникновения опасных аварийных возмущений при эксплуатации генераторов большой единичной мощности.....	5
<i>Александров А. А., Машалов Е. В., Неуймин В. Г., Снегирев Д. А.</i>	
Повышение быстродействия программного модуля определения допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости в системе мониторинга запасов устойчивости	11
<i>Есипович А. Х., Кабанов Д. А., Прохоров К. В., Смирнов А. Н.</i>	
Совершенствование алгоритма оценки корректности участия генерирующего оборудования в нормированном первичном регулировании частоты.....	28
<i>Герасимов А. С., Герасимов Д. А., Гуриков О. В., Кабанов Д. А., Сацук Е. И., Смирнов А. Н.</i>	
Исследование систем автоматического управления гидроагрегатами Серебрянских ГЭС.....	35
<i>Бердин А. С., Кабанов Д. А., Мойсейченков А. Н., Сенюк М. Д.</i>	
Определение угловой скорости вращения и ускорения ротора синхронного генератора в переходных процессах по измерениям его электрических параметров.....	51
<i>Меньшиков Н. Н., Попков Е. Н., Фешин А. О.</i>	
Современная версия программного вычислительного комплекса «РИТМ» для моделирования процессов в электроэнергетических системах.....	59

ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

<i>Алтухова М. К., Чилибьев А. Г.</i>	
Методы расчета предельных установившихся режимов и выделения слабых звеньев электроэнергетических систем.....	75
<i>Виноградов А. Ю., Козлов А. В.</i>	
О регламентировании количества ответвлений от ЛЭП 110–220 кВ с двухсторонним питанием.....	84
<i>Выборных И. Г., Петрушин Д. Е., Попов М. Г.</i>	
Способы увеличения передаваемой мощности в транзитных энергосистемах на примере электропередачи Кола – Карелия.....	90

ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ И ТЕХНИКИ ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

<i>Брилинский А. С., Евдокунин Г. А., Попов И. В.</i>	
Современные методы расчета электродинамических усилий в обмотках силовых трансформаторов	101

Коровкин Н. В., Миневич Т. Г.

Наведенные напряжения на скрещенных и заглубленных коммуникациях 106

Лapidус А. А., Соловьева С. Н., Перфильев А. П.

Расчет температуры нагрева кабелей электродвигателей собственных нужд
с учетом токораспределения в параллельных ветвях 114

ОТКЛИКИ И КОММЕНТАРИИ

Беляев А. Н.

Отклик на статью «Об обобщении критерия достижения предела
по апериодической устойчивости простейшей энергосистемы на случай
сложных ЭЭС» 127

ИМЕНА И ДАТЫ

Коцеев Л. А.

История создания ЦСПА 129

CONTENT, ABSTRACTS, KEY WORDS 138

Технический редактор *М. В. Леонтьева*

Компьютерная верстка *Н. И. Егерева, А. Г. Курбатов*

Подписано в печать 24.05.2023

Формат 70×108/16

Тираж 300 экз.

Заказ 2716

Печ. л. 9,5

Отпечатано с готового оригинал-макета

в Издательско-полиграфическом центре Политехнического университета.

195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

Предисловие

Уважаемый читатель!

В данном номере журнала Вы, как обычно, найдете материалы по различным вопросам электроэнергетики.

Первый раздел посвящен вопросам управления энергосистемой в стационарных и переходных режимах, а также совершенствованию систем контроля, автоматики, регулирования и управления.

Во втором разделе представлены статьи, посвященные вопросам формирования электрической сети, в том числе с учетом требований устойчивости и надежности работы энергосистемы.

Статьи третьего раздела обращены в основном к разработке и совершенствованию расчетных методик, в том числе в задачах из области техники высоких напряжений, обычно решаемых на основе анализа экспериментальных данных.

В данном номере публикуется также отклик на статью «Об обобщении критерия достижения предела по апериодической устойчивости простейшей энергосистемы на случай сложных ЭЭС», предложенную для обсуждения в предыдущем номере журнала.

В разделе «Имена и даты» приведена статья об истории создания и внедрения в ОЭС Урала в 80-е годы прошлого века централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА). В последующие годы ЦСПА существенно модернизировалась как в части алгоритма, так и используемых технических средств, и в настоящее время является важнейшим элементом системы противоаварийного управления во всех ОЭС Единой энергосистемы.

Как обычно, ряд статей данного номера журнала содержат материалы, относящиеся к диссертационным работам на соискание ученой степени кандидата и доктора технических наук.

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

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ В НОРМАЛЬНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

УДК 621.314

А. С. Брилинский, Н. В. Гришин, Л. А. Коцеев, С. В. Смоловик

Определение условий возникновения опасных аварийных возмущений при эксплуатации генераторов большой единичной мощности

Генераторы ТЗВ-1200-2 отличаются значительной сложностью конструкции и большими электромагнитными и механическими нагрузками. Для снижения номинальных токов и токов коротких замыканий обмотка статора выполнена шестифазной расщепленной на две трехфазные системы со сдвигом 30° эл., при этом они образуют в воздушном зазоре машины совпадающие по фазе первые гармоники индукции магнитного поля. Наличие взаимной индуктивности трехфазных систем по магнитным потокам рассеяния статора и взаимному магнитному потоку обуславливает специфику протекания переходных процессов при аварийных возмущениях. Важной задачей является исследование процессов при коротких замыканиях на выводах обмоток, что необходимо в том числе для оценки требований к генераторным выключателям и устройствам управления ими. Целью статьи является определение наиболее опасных аварийных воздействий при коротких замыканиях на стороне генераторного напряжения. Показано, что наиболее опасными являются неодновременные короткие замыкания.

Ключевые слова: синхронный генератор, расщепленная обмотка статора, трехфазное короткое замыкание, неодновременное короткое замыкание.

Статья посвящена анализу токов короткого замыкания (КЗ) турбогенератора большой единичной мощности с расщепленной обмоткой статора. Данное техническое решение является одной из возможностей для реализации энергоблоков большой мощности при сохранении частоты вращения турбоагрегата 3 000 оборотов в минуту [1] и привело к созданию АО «Силовые машины» линейки турбогенераторов с шестифазной обмоткой статора. Генераторы такой конструкции установлены на Нововоронежской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2, Белорусской АЭС и предполагаются к установке на ряде других АЭС.

Для снижения величин рабочих и, особенно аварийных, токов статора обмотка статора выполнена расщепленной из двух трехфазных систем со сдвигом напряжений по фазе на 30° эл. Конструктивно обмотки статора выполнены таким образом, что образуют в воздушном зазоре машины совпадающие по фазе первые гармоники индукции магнитного поля. Ротор генератора с расщепленной обмоткой статора подобен ротору обычной трехфазной машины, и электромагнитные процессы роторных контуров описываются обычным набором параметров. Наиболее существенным отличием является наличие взаимоиндуктивности между двумя трехфазными системами по магнитным потокам рассеяния статора и основному магнитному потоку. Параметры рассматриваемого генератора ТЗВ-1200-2, примененного в проекте АЭС-2006 [2], приведены в табл. 1. За базисные величины приняты номинальная мощность генератора ($1\,333\text{ МВ}\cdot\text{А}$) и амплитуда номинального напряжения статора (19,54 кВ).

Таблица 1

**Параметры турбогенератора для расчета токов КЗ
и электромеханических переходных процессов**

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Значение
1	Полная мощность	S_n	1 333 МВ·А
2	Номинальное напряжение	U_n	24 кВ
3	Соединение статорных обмоток		Две звезды со сдвигом на 30° эл.
4	Синхронное индуктивное сопротивление в продольной оси	x_d	2,275 о.е.
5	Синхронное индуктивное сопротивление в поперечной оси	x_q	2,275 о.е.
6	Индуктивное сопротивление взаимоиндукции в продольной оси	x_{ad}	2,043 о.е.
7	Индуктивное сопротивление взаимоиндукции в поперечной оси	x_{aq}	2,043 о.е.
8	Индуктивное сопротивление рассеяния статорной обмотки	x_s	0,232 о.е.
9	Индуктивное сопротивление взаимоиндукции между двумя трехфазными системами по потокам рассеяния	x_{12}	0,137 о.е.
10	Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки возбуждения	x_{sr}	0,123 о.е.
11	Индуктивное сопротивление рассеяния продольного демпферного контура	x_{srd}	0,08 о.е.
12	Индуктивное сопротивление рассеяния поперечного демпферного контура	x_{srq}	0,08 о.е.
13	Активное сопротивление обмотки статора	r_a	0,0032 о.е.
14	Активное сопротивление обмотки возбуждения	r_r	0,001 о.е.
15	Активное сопротивление эквивалентного продольного демпферного контура	r_{rd}	0,002 о.е.
16	Активное сопротивление эквивалентного поперечного демпферного контура	r_{rq}	0,002 о.е.
17	Моменты инерции, кГм ² : – генератора – турбины	J	20 100 кГ·м2 110 200 кГ·м2

Индуктивные сопротивления генератора повышены, а величина собственной механической инерционной постоянной ротора агрегата снижена и составляет $T_J = 1,49$ с. За счет значительной механической инерции паровой турбины результирующее значение T_J составляет 9,64 с.

Для генераторов большой единичной мощности важной задачей является исследование процессов при коротких замыканиях на выводах обмоток, что необходимо

для оценки требований к генераторным выключателям (рис. 1). Расщепленные обмотки присоединены к повышающему групповому трансформатору из трех однофазных трансформаторов ОРДЦ-533000/330-У1. Параметры, приведенные к мощности блока, приняты следующими: $X_{ВН} = 0$, $X_{НН1} = X_{НН2} = 0,25$ о.е. Связи трехфазных систем через расщепленные обмотки повышающего трансформатора усложняют протекание переходных процессов. Индуктивное сопротивление связи с приемной системой, исходя из мощности КЗ, принято равным $X_{ВН} = 0,07$ о.е. Расчеты выполнялись по методике, приведенной в [3].

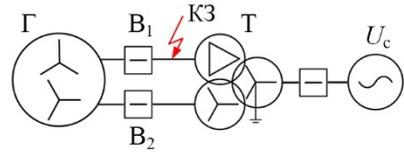


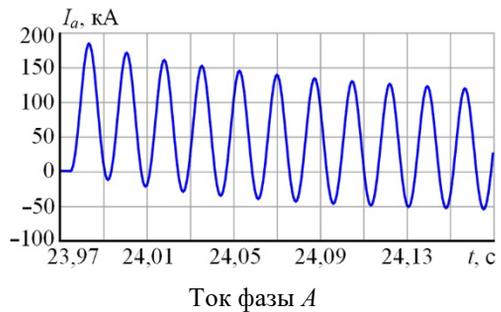
Рис. 1. Схема подключения генератора ТЗВ-1200-2 к сети

Рассмотрены результаты расчетов процессов при коротких замыканиях на выводах турбогенератора ТЗВ-1200-2.

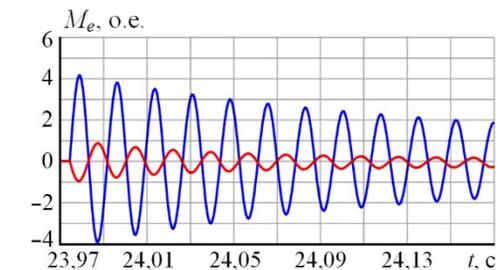
Короткие замыкания в режиме холостого хода с номинальным напряжением

В качестве одного из расчетных доаварийных режимов рассмотрен режим холостого хода. Базисный ток статора (амплитудное значение) составляет $I_б = 22,56$ кА.

На рис. 2 приведено изменение тока фазы с наибольшим значением ударного тока при трехфазном КЗ на выводах одной из трехфазных систем с холостого хода с номинальным напряжением статора.



При работе в энергосистеме короткое замыкание одной трехфазной обмотки сопровождается подпиткой со стороны энергосистемы, присоединенной через повышающий трансформатор, и со стороны свободной от замыкания обмотки; величины токов приведены в табл. 2.



Электромагнитные моменты, создаваемые токами в обмотках, иллюстрируются рис. 2. В соответствии с характером изменения токов трехфазных систем, они изменяются противофазно.

Изменение электромагнитных моментов, создаваемых трехфазными системами (синяя кривая – аварийная обмотка, красная – свободная от замыкания обмотка)

Одновременное КЗ обеих трехфазных систем характеризуется несколько меньшими значениями ударных токов (максимальное значение достигается при сдвиге по времени замыкания на второй системе обмоток на 150° эл. (8,33 мс, табл. 2).

Рис. 2. Трехфазное КЗ в режиме холостого хода, $I_{уд} = 172,6$ кА

Максимальное значение ударного тока КЗ достигается при двухфазном коротком замыкании, переходящем в трехфазное в наиболее неблагоприятный момент времени (со сдвигом на 90° эл.).

Следует отметить, что величина тока в месте КЗ, обусловленная сложением тока генератора и подпиткой со стороны энергосистемы, превышает ток обмотки генератора на 68 %. Соответствующие значения приведены в табл. 2 (все величины токов соответствуют амплитудным значениям).

Таблица 2

Величины переменных, характеризующих короткое замыкание из режима холостого хода

Вид аварии	$I_{уд}, \text{кА}$	$I_{кз}/I_{сист}, \text{кА}$	$I_{обмотки2}, \text{кА}$	$M_{e1}, \text{о.е.}$	$M_{e2}, \text{о.е.}$
Трехфазное КЗ на одной из трехфазных систем	183,6	309,5/125,9	38,8	4,165	-0,97
Шестифазное КЗ	96,1* 177,1**	205,3/109,2* 301,8/124,7**	96,1* 115**	2,17* 4,17**	2,17* -1,37**
Двухфазное КЗ	157,9	268,7/110,8	34,3	5,36	-1,28
Двухфазное КЗ, переходящее в трехфазное	216,1	363,6/147,5	45,1	5,88	-1,35

* Одновременное замыкание.

** КЗ на второй трехфазной системе со сдвигом 150° эл.

Короткие замыкания в режиме номинальной нагрузки

Короткие замыкания в режиме номинальной нагрузки отличаются большими значениями аварийных токов и электромагнитных моментов. Наиболее опасное аварийное возмущение возникает именно в данном режиме работы генератора.

Ток при трехфазном коротком замыкании в режиме номинальной нагрузки приблизительно равен току КЗ, возникающему при замыкании в режиме холостого хода.

Трехфазное КЗ, возникающее одновременно на выводах обеих трехфазных систем, характеризуется величинами токов и моментов, близкими к величинам, соответствующим аварии в режиме холостого хода. Существенное увеличение тока КЗ происходит в случае запаздывания возникновения КЗ на второй трехфазной системе (наибольшая величина тока получается при сдвиге на 150° эл. (табл. 3, третья строка).

Таблица 3

Величины переменных, характеризующих короткое замыкание из режима номинальной нагрузки

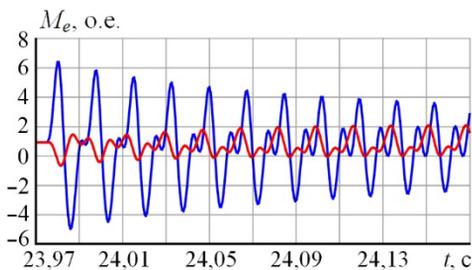
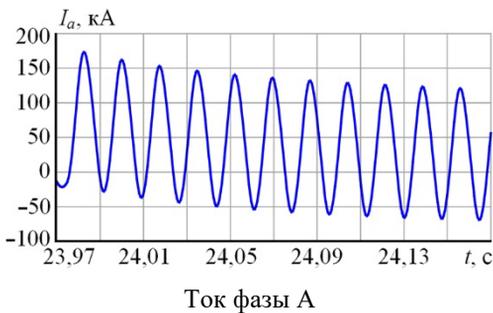
Вид аварии	$I_{уд}, \text{кА}$	$I_{кз}/I_{сист}, \text{кА}$	$I_{обмотки2}, \text{кА}$	$M_{e1}, \text{о.е.}$	$M_{e2}, \text{о.е.}$
Трехфазное КЗ на одной из трехфазных систем	188,8	308,6/119,8	43,3	4,7	-0,52
Шестифазное КЗ	101,9* 187,1**	202,7/100,8* 303,2/116,1**	108,6* 124,8**	2,64* 4,7**	2,64* -1,33**
Двухфазное КЗ	174,48	268,4/93,92	29,3	6,37	-0,7
Двухфазное КЗ, переходящее в трехфазное	223,3	365,5/142,2	49,8	6,73	-0,91

* Одновременное замыкание.

** КЗ на второй трехфазной системе со сдвигом 150° эл.

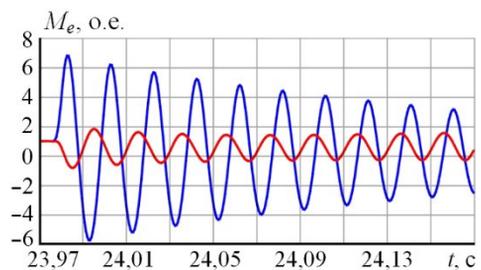
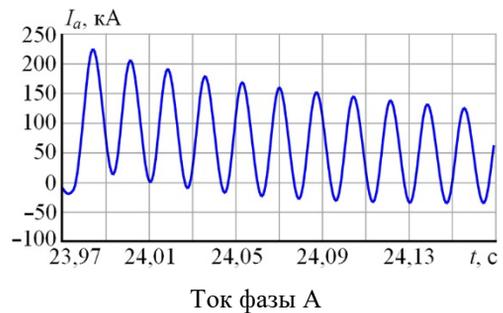
Двухфазное КЗ характеризуется значительной величиной ударного тока КЗ (рис. 3, табл. 3); кривые, иллюстрирующие изменение воздействующих на ротор электромагнитных моментов, имеют составляющие двойной частоты (рис. 3).

Наиболее опасным является двухфазное КЗ, происходящее в неблагоприятный момент времени (при нуле междуфазного напряжения) и переходящее в трехфазное замыкание спустя 90° эл. Ударный ток КЗ при этом максимален (9,9 о.е. или 223,3 кА), также весьма велик приложенный к валу электромагнитный момент (рис. 4).



Электромагнитные моменты, создаваемые токами трехфазных систем

Рис. 3. Двухфазное КЗ на одной из трехфазных систем



Электромагнитные моменты, создаваемые токами трехфазных систем

Рис. 4. Двухфазное КЗ, переходящее в трехфазное

Зависимость ударного значения тока двухфазного КЗ, переходящего в трехфазное, от времени запаздывания перехода (ν° эл.), приведена на рис. 5.

Выводы

1. Выполнены расчеты внезапных коротких замыканий на выводах генератора ТЗВ-1200-2А с целью определения наиболее неблагоприятных аварийных воздействий, что необходимо в том числе для оценки требований к генераторным выключателям и устройствам управления ими.

2. Показано, что наиболее опасной аварией с точки зрения возникновения экстремальных значений токов и моментов является двухфазное КЗ в режиме номинальной нагрузки, переходящее в трехфазное замыкание в пределах четверти периода

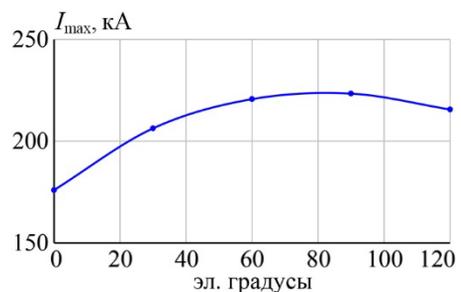


Рис. 5. Зависимость ударного значения тока двухфазного КЗ, переходящего в трехфазное, от времени запаздывания перехода

переменного тока. Ударный ток при данном возмущении превосходит соответствующую величину при трехфазном коротком замыкании на 18 %. Это соотношение сохраняется при коротком замыкании из режима холостого хода и режима номинальной нагрузки.

Список литературы

1. Андреев Д. А., Назарычев А. Н., Фольварчук А. С. Способы снижения токов короткого замыкания в цепи генератора при проектировании блоков большой мощности атомных электростанций // *Электрические станции*, 2022, № 7. – С. 17–24.
2. Носанкова Л. В., Бурчева А. В. Особенности и отличия компоновки здания турбины АЭС-2006 с турбинами ОАО «Силовые Машины» и ООО «Альстом Атомэнергомаш» на примере БТАЭС // *Материалы 14-й научно-техн. конф. молодых специалистов ОКБ «ГИДРОПРЕСС»*, 21–22 марта 2012. [<https://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/kms2012/documents/kms2012-032.pdf>]
4. Лямов А. С., Смоловик С. В., Тупицина А. Л. Исследование токов короткого замыкания турбогенератора с расщепленной обмоткой статора // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*, 2019, № 2 (81). – С. 101–106.

Брилинский Андрей Станиславович, канд. техн. наук, доцент, начальник отдела развития энергосистем в г. Санкт-Петербурге Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: brilinskiy_a@ntcees.ru

Гришин Николай Васильевич, канд. техн. наук, заместитель главного конструктора турбогенераторов завода «Электросила» АО «Силовые машины».

E-mail: Grishin_NV@power-m.ru

Коцеев Лев Ананьевич, д-р техн. наук, профессор, научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

Смоловик Сергей Владимирович, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник научно-технического отдела Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smolovik@ntcees.ru

УДК 621.311

А. А. Александров, Е. В. Машалов, В. Г. Неуймин, Д. А. Снегирев

Повышение быстродействия программного модуля определения допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости в системе мониторинга запасов устойчивости

Предложен ряд способов повышения быстродействия модуля определения допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости в системе мониторинга запасов устойчивости, в частности: эквивалентирование модели электроэнергетической системы, использование неявного метода интегрирования при выполнении расчетов электромеханических переходных процессов (ЭМПП), выполнение параллельных расчетов ЭМПП для различных исходных режимов и сценариев аварийных процессов, а также оптимизация подготовки исходных данных для расчетов ЭМПП. Приведена оценка эффективности каждого из способов, а также их совместного использования.

Ключевые слова: предельный режим, максимально допустимый переток, электромеханические переходные процессы, динамическая устойчивость, эквивалентирование, неявные методы интегрирования, параллельные вычисления.

Введение

Обеспечение надежного и качественного электроснабжения в больших энергосистемах, таких как ЕЭС России, невозможно без управления электроэнергетическими режимами. Одной из задач управления является поддержание параметров режима в заданных технологических пределах, в том числе поддержание перетоков мощности по сетевым элементам и контролируемым сечениям в пределах максимально допустимых перетоков (МДП).

Чаще всего для определения величины МДП используются характерные режимы, полученные в том числе по данным контрольных замеров. При этом ставится задача обеспечения максимального уровня надежности, в связи с чем рассматриваются наиболее неблагоприятные схемно-режимные условия. Однако, уровень развития своевременных систем автоматизированного диспетчерского управления (АСДУ), в том числе оперативно-информационных комплексов (ОИК), а также достаточно высокий уровень наблюдаемости электроэнергетической сети, позволяют выполнять расчеты МДП по данным текущих телеизмерений и телесигналов. Данную задачу решает система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). В результате рассмотрения текущей схемно-режимной ситуации вместо наиболее неблагоприятной обеспечивается рост величины МДП (а значит и экономической выгоды от более полного использования пропускной способности сетевых элементов) при сохранении такого же уровня надежности.

Программно-аппаратный комплекс СМЗУ, разработанный АО «НТЦ ЕЭС» [1], обеспечивает возможность выполнения расчетов допустимых перетоков (ДП) по критериям отсутствия нарушения статической апериодической устойчивости, допустимой токовой нагрузки, допустимых напряжений, а также динамической устойчивости.

Одним из основных свойств, характеризующих СМЗУ, является длительность расчетного цикла. Это время, за которое определяется величина МДП. Чем больше

это время, тем больше вероятность, что текущая величина МДП, рассчитанная на предыдущем цикле, окажется не соответствующей текущему режиму. Несоответствие между величиной МДП и текущим режимом может привести к некорректным действиям как со стороны диспетчера, так и автоматизированной системы управления, например, АВРЧМ. Чем меньше длительность расчетного цикла, тем меньше такая вероятность, и тем больше СМЗУ будет приближена к системе реального времени.

В последнее время заметна тенденция к увеличению длительности расчетного цикла СМЗУ. Данная величина может варьироваться в широких пределах в зависимости от:

- вычислительной мощности сервера;
- «тяжести» исходного текущего режима;
- объема расчетной модели (количество узлов, ветвей, генераторов и т. д.);
- количества сечений, рассчитываемых внутри одного цикла;
- количества и сложности аварийных процессов (АП), т. е. нормативных возмущений, проверяемых для каждого сечения;
- количества и сложности моделируемых автоматик.

Особенно заметно увеличение длительности цикла расчета МДП по сечениям, для которых учитывается критерий динамической устойчивости. Основной причиной данного факта является различие в методах анализа. Для динамической устойчивости используются расчеты электромеханических переходных процессов (ЭМПП), для всех остальных критериев – расчеты установившихся режимов (УР).

С увеличением объема расчетной модели время расчета ЭМПП растет значительно больше, чем время расчета УР. Также более серьезное влияние оказывает увеличение сложности аварийных процессов, приводящее к увеличению длительности самого ЭМПП, например, при моделировании возмущений с автоматическим повторным включением (АПВ) линий электропередачи (ЛЭП) в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем [2]. Количество же аварийных процессов, также в соответствии с требованиями [2], может оказаться порядка 10–15 штук.

В результате, при моделировании всех динамических аварийных процессов длительность расчетного цикла СМЗУ при определении МДП на расчетной модели размерностью порядка 2 тыс. узлов может достигать 10 минут и более. Принимая во внимание возросший интерес к использованию РМ, сформированных на основе информационной СИМ-модели, можно судить о том, что объемы РМ СМЗУ в скором времени будут достигать 7–8 тысяч узлов. Соответственно длительность расчетного цикла возрастет еще больше. В связи с этим крайне актуальной становится задача повышения быстродействия СМЗУ, а особенно модуля определения допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости.

Целью данной работы является определение способов повышения быстродействия модуля определения допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости, а также оценка эффективности предложенных способов.

Система мониторинга запасов устойчивости

Программно-аппаратный комплекс СМЗУ состоит из двух основных частей: сервисной и технологической.

Сервисная часть включает в себя следующие основные элементы:

1. Сервис получения телеметрии (ТМ) из ОИК.
2. База данных (БД).
3. Пользовательские программы для настройки, внесения данных в БД, в том числе о РМ, и отображения результатов расчетов.
4. Сервис передачи результатов расчета в ОИК.

Технологическая часть включает в себя:

1. Оценивание состояния энергосистемы на основе полученной телеметрии, выполняется ПК *RastrOC* [3].
2. Определение МДП без учета и с учетом действия противоаварийной автоматики выполняется ПК *RastrMDP* [4]:
 - 2.1. Анализ УР при определении допустимых перетоков (ДП) по критериям отсутствия нарушения статической аperiodической устойчивости, допустимой токовой нагрузки, допустимых напряжений, выполняется ПК *RastrWin3* [5].
 - 2.2. Анализ ЭМПП при определении допустимых перетоков (ДП) по критерию динамической устойчивости, может выполняться ПК *RUSTab* [6] и ПК *Raiden* [7].

На рис. 1 представлена диаграмма, описывающая расчетный цикл СМЗУ.

Как правило, данный цикл выполняется непрерывно на сервере СМЗУ. Длительность расчетного цикла СМЗУ определяется временем выполнения всех задач, входящих в данный цикл.

Определение величины МДП без учета и с учетом действия противоаварийной автоматики в СМЗУ осуществляется в соответствии с [2]. Весь расчет можно разделить на несколько этапов [8].

1. Определение предельного по условию обеспечения статической аperiodической устойчивости перетока активной мощности в заданном контролируемом сечении. Для этого выполняется утяжеление исходного режима, полученного по результатам ОС, с использованием заранее заданных векторов изменения режима (ВИР). Критерием нарушения статической аperiodической устойчивости является расходимость итерационного процесса расчета установившегося утяжеленного режима.

По результатам утяжеления процесс изменения режима от исходного до предельного нормируется к единице. Таким образом формируется модуль ВИР. Изменение

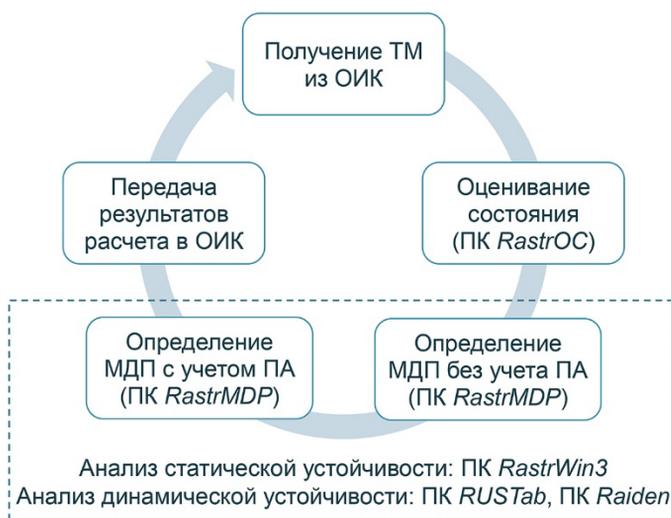


Рис. 1. Цикл системы мониторинга запасов устойчивости

режима в дальнейшем выполняется путем изменения параметров режима по модулю ВИР в диапазоне от исходного режима (нулевая точка 0,0) до предельного режима (максимальное значение 1,0).

2. Определение величины аварийно допустимого перетока (АДП) с использованием полученного значения предельного по статической аperiodической устойчивости перетока активной мощности.

3. Определение перетока в контролируемом сечении, допустимого по критериям отсутствия нарушения статической аperiodической устойчивости, допустимой токовой нагрузки и допустимых напряжений для заданного списка АП. Статические аварийные процессы, как правило, включают в себя изменения состояния элементов РМ (ветвей, узлов, генераторов, реакторов) и изменение величины нагрузки.

Алгоритм поиска ДП по данным критериям включает следующие шаги:

- 3.1. Переход по модулю ВИР к режиму, соответствующему выполнению рассматриваемых критериев в доаварийном режиме (20 %-ный запас по статической устойчивости от предельного перетока).
- 3.2. Применение аварийного процесса и проверка существования установившегося режима в полученном послеаварийном режиме. В случае, если режим существует, проверяемая авария исключается из дальнейшего рассмотрения. Если же режим расходится, то происходит переход по модулю ВИР на 0,1 шага и выполняется повторная проверка АП.
- 3.3. Повторение предыдущего шага до тех пор, пока все аварии не будут допустимы.
- 3.4. Повторение двух предыдущих шагов с уменьшенным размером шага 0,01.
- 3.5. Переток в сечении, соответствующий последнему проверяемому режиму, с учетом нормативных запасов, является допустимым перетоком по рассматриваемым критериям.

4. Определение ДП по критерию динамической устойчивости в контролируемом сечении. Алгоритм определения допустимого перетока по критерию динамической устойчивости аналогичен описанному в п. 3 за следующими исключениями:

- 4.1. Исходный режим, для которого выполняются проверки аварий, соответствует режиму, для которого был получен ДП по критериям статической устойчивости, допустимому току и напряжению.
- 4.2. Поскольку для анализа динамической устойчивости используются расчеты ЭМПП, критерием нарушения устойчивости является превышение величины 180° эл. у взаимного угла по одной из ветвей или угла одного из генераторов. Расчеты ЭМПП ведутся в EMS-режиме, при котором, если в процессе расчета ЭМПП возникает нарушение ДУ, расчет прерывается.

На рис. 2 изображена функциональная схема, описывающая алгоритм определения допустимых перетоков в СМЗУ.

Способы повышения быстродействия модуля определения допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости

В данной работе рассматриваются способы, позволяющие обеспечить повышение быстродействия модуля определения допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости без увеличения вычислительной мощности серверов.

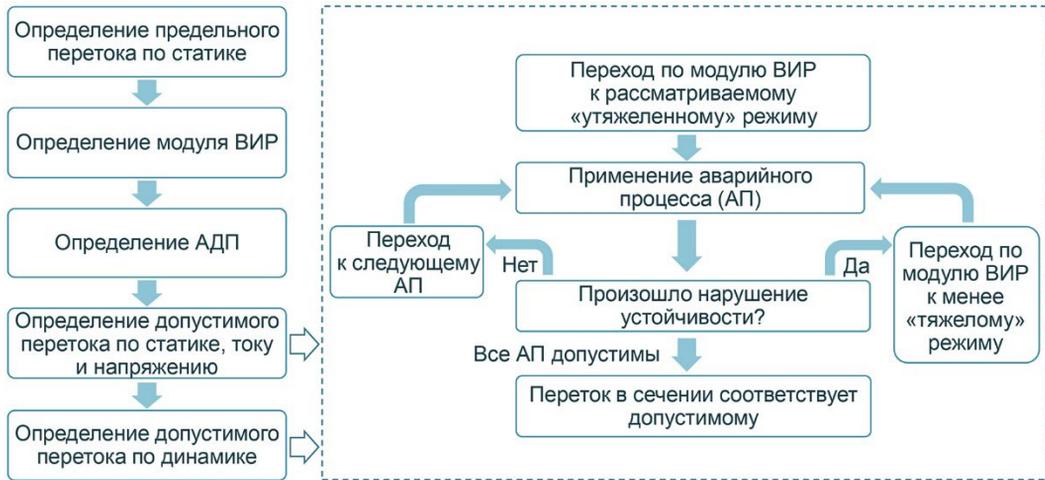


Рис. 2. Алгоритм определения допустимых перетоков в СМЗУ

1. Эквивалентирование модели электроэнергетической системы

Сокращение размерности расчетной модели электроэнергетической системы является наиболее очевидным способом снизить затраты времени на расчеты ЭМПП и ускорить процесс определения ДП по критерию динамической устойчивости.

При выполнении эквивалентирования важно сохранять баланс между точностью результатов расчета и снижением затрат времени. Искажение результатов расчета чаще всего сопряжено с некорректным выбором элементов, подлежащих эквивалентированию, либо метода эквивалентирования. Поскольку СМЗУ является автоматической системой, то и элементы, подлежащих эквивалентированию, также предлагается выбирать автоматически.

Автоматически выбранные элементы, подлежащие эквивалентированию, не должны включать узлы, ветви и генераторы, входящие в сценарии аварийных процессов. Кроме того, эквивалентирование не применимо к генераторам, заданными подробными моделями, такими как «Парк-3к» и «Мустанг-3к». Тем не менее генераторы, моделируемые уравнением движения, могут быть агрегированы в соответствии с выражениями:

$$\left. \begin{aligned}
 P_{\text{ном}\{a\}} &= \sum_i P_{\text{ном}\{i\}}, \\
 T_{j\{a\}} &= \frac{\sum_i T_{j\{i\}} P_{\text{ном}\{i\}}}{P_{\text{ном}\{a\}}}, \\
 P_{t\{a\}} &= \frac{\sum_i P_{t\{i\}} P_{\text{ном}\{i\}}}{P_{\text{ном}\{a\}}}, \\
 D_{\{a\}} &= \frac{\sum_i D_{\{i\}} P_{\text{ном}\{i\}}}{P_{\text{ном}\{a\}}},
 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность;

T_j – инерционная постоянная;

P_t – механическая мощность на валу турбины;

D – постоянная демпфирования;

$\{a\}$ – индекс эквивалентного генератора;

$\{i\}$ – индекс эквивалентизируемых генераторов.

Различные методы эквивалентирования и их эффективность были достаточно подробно рассмотрены в [9], также эффективность этих методов применительно к задаче определения ДП по критерию ДУ рассматривалась в [8]. Для эквивалентирования методом Гаусса требуется просто выбрать исключаемые узлы, в то время как для методов Димо и Жукова требуется задание групп агрегации. Автоматический выбор узлов можно осуществлять исходя из ранга, т. е. количества примыкающих к узлу связей, и при эквивалентировании исключать узлы с небольшим рангом. Алгоритмизация же автоматического задания групп агрегации более сложна в реализации и в рамках данной работы не рассматривается.

2. Использование неявного метода интегрирования для расчетов ЭМПП

Модуль расчета ЭМПП, использующий неявный метод интегрирования, реализован в ПК *Raiden* и подробно описан в [10]. Данный модуль может использоваться при анализе динамической устойчивости при определении МДП в СМЗУ.

При выполнении расчетов ЭМПП метод интегрирования должен обеспечивать численное решение системы дифференциально-алгебраических уравнений (СДАУ) вида:

$$\left. \begin{aligned} \dot{y}(t) &= f(x(t), y(t), t), \\ 0 &= g(x(t), y(t), t), \\ x(t_0) &= x_0, y(t_0) = y_0, \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где $y(t)$ – дифференциальные переменные;

$x(t)$ – алгебраические переменные;

t – время;

x_0, y_0 – начальные условия.

Решение (2) сводится к последовательному численному интегрированию с помощью выбранного метода в моменты времени t_n . Таким образом, непрерывное время t заменяется на последовательность моментов времени $t_0, t_1, \dots, t_{n-1}, t_n, t_{n+1}, \dots, t_N$, где t_N – конец временного интервала, заданного для расчета ЭМПП, n – номер шага интегрирования.

Для явного метода, используемого в ПК *RUSTab*, функция метода интегрирования F_E может быть задана в следующем виде:

$$y_n = F_E(y_{n-1}, h_n). \quad (3)$$

При этом шаг интегрирования h_n должен быть ограничен сверху в течение всего процесса интегрирования для сохранения устойчивости метода. Данное ограничение будет пропорционально минимальной постоянной времени, используемой в задаче $\dot{y}(t)$ (например, постоянной времени в системах возбуждения генераторов при расчете ЭМПП).

Для неявного метода, используемого в ПК *Raiden*, функция метода интегрирования F_I может быть задана в следующем виде:

$$y_n = F_I(y_n, y_{n-1}, h_n). \quad (4)$$

Расчет y_n в отличие от (3) требует решения нелинейной системы уравнений. Однако неявные методы обладают значительно большей областью устойчивости, что позволяет выбирать h_n кратно превышающий шаг явных методов. В результате, по мере затухания изменений параметров при расчете шаг интегрирования может быть значительно увеличен, обеспечивая сокращение количества требуемых для расчета шагов n без потери устойчивости процесса интегрирования.

Данное свойство неявного метода позволяет значительно сократить время расчетов устойчивых ЭМПП, т. е. допустимых аварийных процессов. При определении МДП по критерию динамической устойчивости проверка таких АП может занимать больше половины суммарного времени расчета. В зависимости от скорости затухания параметров режима, время расчета ЭМПП при использовании неявного метода может уменьшиться в 3–5 раз по сравнению с явным методом.

Важнейшими характеристиками, определяющими корректность и скорость численного решения системы (2), являются точность решения алгебраических и дифференциальных уравнений.

При выполнении расчетов неявными методами в ПК *Raiden* точность решения алгебраических и дифференциальных уравнений определяется параметрами «Относительная точность интегрирования» и «Абсолютная точность интегрирования». Для инженерных расчетов рекомендуемыми значениями данных параметров является 10^{-4} , для расчетов в СМЗУ приемлемо 10^{-3} . Возможность изменения минимального шага интегрирования отсутствует. Он зафиксирован на значении 10^{-8} с и задается, в основном, для обработки дискретных событий.

При выполнении расчетов явными методами в ПК *RUSTab* точность решения алгебраических и дифференциальных уравнений задается отдельно. Для алгебраических уравнений предусмотрены параметры «Точность балансировки ЭДС при учете явноточности» и «Допустимый небаланс СХН». Рекомендуемые значения для инженерных расчетов и для СМЗУ принято выбирать равными точности решения дифференциальных уравнений, которая в свою очередь, выбирается для всех видов расчетов в пределах 10^{-5} , для обеспечения численной устойчивости метода интегрирования. Данный параметр, по сути, представляет собой абсолютную точность интегрирования. Величина «Минимальный шаг интегрирования» также оказывает существенное влияние на скорость и корректность расчетов. Для инженерных расчетов с использованием многостадийных методов интегрирования рекомендуемым значением является 10^{-4} с. Для расчетов в составе СМЗУ выбор данной величины желательно осуществлять исходя из минимальной постоянной времени в системе уравнений ЭМПП. Минимальный шаг должен составлять около 1/3 от минимальной постоянной времени. Порядок величины на практике будет составлять $10^{-2} - 10^{-3}$ с. Хорошие результаты дает выбор минимального шага по степени приближения результатов с высоким минимальным шагом к результатам, получаемым с инженерной точностью.

3. Параллельные расчеты ЭМПП

Параллельные вычисления представляют собой способ организации компьютерных вычислений, при котором решаемая задача разбивается на подзадачи, распределяемые между взаимодействующими вычислительными процессами и работающими параллельно (одновременно) [11]. Применение такого подхода для решения задач,

выполнение которых осуществляется с помощью большого количества повторяющихся друг за другом расчетов, позволяет значительно снизить время решения задачи, при правильной организации вычислений. В качестве такой задачи можно рассматривать определение допустимого перетока по критерию динамической устойчивости, а в качестве подзадач – расчет ЭМПП для некоторого утяжеленного режима.

Вычислительный алгоритм моделирования ЭМПП *RUSTab*, используемый в ПК СЗМУ, уже поддерживает параллельные вычисления и векторизацию, но для расчета *одного* заданного ЭМПП. Эффективность параллельных вычислений может быть увеличена при выполнении одновременных расчетов ЭМПП. Данный подход должен обеспечить агрегирование вычислительной нагрузки для расчета каждого заданного ЭМПП в отдельном параллельном процессе. В результате будут снижены накладные расходы на синхронизацию параллельных задач по сравнению с параллельным расчетом и векторизацией одного ЭМПП.

На рис. 3 представлена схема существующей организации расчета ЭМПП (слева) и предлагаемая схема (справа).



Рис. 3. Существующая и целевая схема организации параллельных расчетов ЭМПП

В существующей организации расчета полная загрузка вычислительных потоков практически недостижима и составляет на практике 50–60 % ввиду того, что алгоритмы расчета ЭМПП не дают возможности разделить задачу на пространственные или временные кластеры для параллельной обработки. С ростом числа доступных вычислительных потоков эффективность их загрузки снижается.

В целевой организации расчета алгоритм определения МДП готовит несколько вариантов исходных данных (ИД) для параллельных расчетов. В данных вариантах основные отличия сводятся к характеристикам возмущений и начальным условиям (загрузка генераторов), в соответствии с заданными ВИР. Каждый из подготовленных вариантов ИД представляет собой отдельную задачу и может рассчитываться в отдельном потоке. Результатом расчета является факт фиксации сохранения или потери ДУ для каждого набора исходных данных ЭМПП.

При этом необходимо предусмотреть ограничение максимального количества используемых вычислительных потоков, обусловленное лимитом доступной памяти, необходимой для одновременного хранения и обработки множества вариантов исходных данных ЭМПП. Значение данной настройки по умолчанию выбирается автоматически исходя из количества доступных потоков системы и при необходимости настройка может корректироваться.

Предлагаемый алгоритм параллельных расчетов ЭМПП при определении ДП по критерию динамической устойчивости включает следующие шаги.

1. Формирование срезов ВИР. Выполняется формирование ИД для расчета ЭМПП в виде установившихся режимов, сформированных в рамках модуля ВИР при движении по нему с шагом 0,1. Всего формируется M срезов ВИР.

2. Выполняется подготовка задач на расчет. Каждая задача представляет собой комбинацию i -го среза ВИР и j -го аварийного процесса (сценария расчета ЭМПП). Всего формируется M на K задач, которые распределяются между N вычислительными потоками.

3. Каждый вычислительный поток начинает проверку заданных комбинаций среза ВИР и АП. Проверка включает в себя следующие шаги:

3.1. Расчет ЭМПП для i -го среза ВИР и j -го аварийного процесса.

3.2. Передача результатов расчета для последующей агрегации.

3.3. В случае, если аварийный процесс допустим для данного среза ВИР, завершаются все задачи, в которых выполняется расчет ЭМПП для менее «тяжелого» режима (с меньшим модулем ВИР).

4. Поток продолжает проверку комбинаций до тех пор, пока они все не окажутся проверены или завершены досрочно.

5. Результаты расчетов для всех задач, сформированных по срезам ВИР с шагом 0,1, агрегируются. Выбирается комбинация АП и среза ВИР с наименьшим значением модуля ВИР K_1 .

6. Формирование срезов ВИР с шагом 0,01 от K_1 до $K_1 + 0,1$.

7. Повторение п. 2–4 для вновь сформированных срезов ВИР.

8. Результаты расчетов для всех задач, сформированных по срезам ВИР с шагом 0,01, также агрегируются. Выбирается комбинация АП и среза ВИР с наименьшим значением модуля ВИР K_2 . Полученный АП будет определяющим и значение перетока в сечении в данном срезе ВИР является допустимым.

На рис. 4 изображена функциональная схема, иллюстрирующая данный алгоритм.

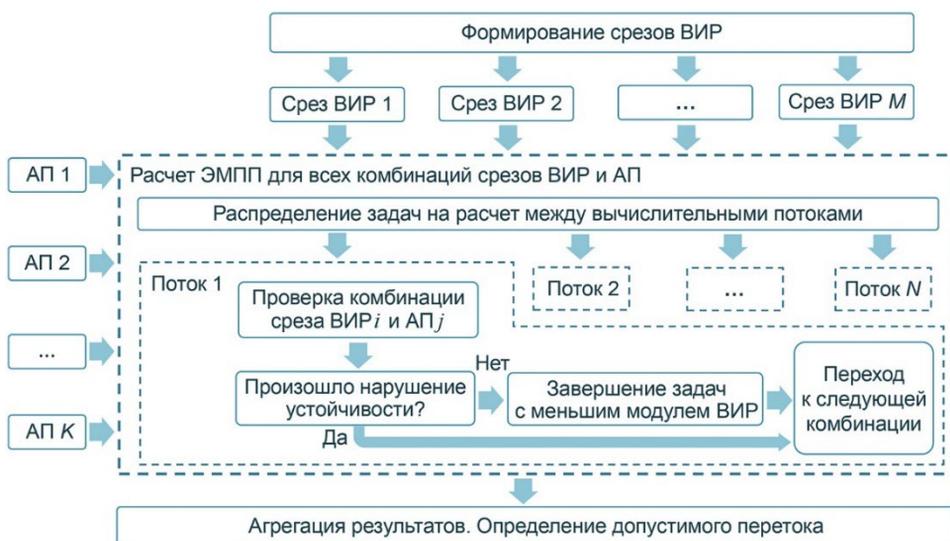


Рис. 4. Алгоритм параллельных расчетов ЭМПП при определении ДП по критерию ДУ в СМЗУ

4. Оптимизация подготовки исходных данных для расчетов ЭМПП

При определении МДП по критерию динамической устойчивости при расчете ЭМПП с использованием явных методов интегрирования используется алгоритм ПК *RUSTab*. Данный алгоритм был разработан для использования в составе АРМ технолога и предусматривает средства для упрощения ввода исходных данных расчетной модели. К данным средствам относятся:

- возможность автоматического выбора типа модели оборудования по заданным параметрам;
- автоматическая верификация и коррекция параметров моделей оборудования;
- алгоритм поиска корректных связей между моделями оборудования.

Данные средства представляют собой набор алгоритмов, которые выполняются после получения команды на выполнение расчета перед инициализацией начальных условий СДАУ. Так как модель для расчета ЭМПП имеет размерность, значительно превышающую размерность модели для расчета УР за счет необходимости учета множества динамических моделей оборудования, выполнение алгоритмов автоматизации подготовки исходных данных может занимать до 5–10% от общего времени расчета ЭМПП. Наибольшие затраты времени приходятся на алгоритмы автоматического выбора типа модели оборудования и верификации данных. Данные алгоритмы выполняются рекурсивно, для того чтобы определить тип модели оборудования, соответствующий заданным исходным данным, и предполагают комбинаторные сопоставления типов моделей. Для однократного расчета затраты времени приемлемы, но для множества расчетов, требуемых в технологическом алгоритме СМЗУ, затраты времени суммируются.

Поскольку стандартным сценарием расчета ЭМПП в СМЗУ является анализ ДУ множества вариантов модели ЭЭС с незначительными отличиями исходных данных, возникающими при движении по модулю ВИР, процедура подготовки и инициализации расчетной модели должна быть оптимизирована за счет исключения ее полного повтора для каждого расчета ЭМПП. С учетом того, что ПК СМЗУ не выполняет полного обновления модели ЭМПП, а вносит необходимые локальные изменения, по типам данных изменений определяется возможность оптимизированной подготовки и инициализации модели. Повторный расчет ЭМПП после ввода изменений в РМ должен осуществляться с оптимизированной подготовкой и инициализацией в случае, если изменились только режимные параметры ЭЭС и сценарий расчета ЭМПП. В процессе оптимизированной подготовки и инициализации выполняется расчет УР, инициализация начальных условий СДАУ ЭМПП и подготовка обновленного сценария. При этом подготовка структуры модели ЭМПП, верификация исходных данных, определение возможных связей моделей оборудования и их типов не производятся.

Оценка эффективности способов повышения быстродействия

1. Исследуемый объект

В качестве объекта исследования для оценки эффективности способов повышения быстродействия при расчете допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости рассматривается расчетная модель, состоящая из:

- 1 829 узлов;

- 2 966 ветвей;
- 438 генераторов, из них: 1 генератор – ШБМ, 371 генератор – модель «Зк-Мустанг» с системами возбуждения (возбудитель, АРВ и форсировка, соответствующие моделям «Мустанг»), 66 генераторов – модель «уравнение движения»;
- 269 реакторов, моделируемых постоянной проводимостью на землю.

Расчет допустимых перетоков выполняется для трех сечений типа «Выдача мощности электростанции».

В рамках тестовых расчетов МДП рассматриваются аварийные процессы, включающие:

- однофазные, двухфазные на землю и трехфазные короткие замыкания и последующее отключение поврежденной ветви с успешным и неуспешным автоматическим повторным включением (АПВ);
- однофазные и трехфазные короткие замыкания с последующим отключением поврежденной ветви и срабатыванием устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Сечение 1 состоит из 5 ветвей, при определении ДП по данному сечению рассматривается 15 аварийных процессов.

Сечение 2 состоит из 4 ветвей, при определении ДП по данному сечению рассматривается 7 аварийных процессов.

Сечение 3 состоит из 6 ветвей, при определении ДП по данному сечению рассматривается 12 аварийных процессов.

2. Результаты по каждому из способов

Для оценки эффективности предложенных способов выполняется проверка повышения быстродействия модуля определения допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения динамической устойчивости в контролируемых сечениях после нормативных возмущений при сохранении корректности данных расчетов.

Критериями повышения быстродействия модуля являются:

- снижение времени расчета электромеханических переходных процессов (т. е. проверки одного динамического АП);
- снижение суммарного времени определения допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения динамической устойчивости.

Критериями корректности расчетов модуля являются:

- схожесть характера изменения режимных параметров при расчете электромеханических переходных процессов;
- отсутствие значительных (более 5 %) отклонений между допустимыми перетоками активной мощности по критерию обеспечения динамической устойчивости до и после модификации ПК СМЗУ.

Для определения наиболее эффективных способов повышения быстродействия при расчете допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости проводится ряд вычислительных экспериментов (ВЭ). При их выполнении используются следующие аббревиатуры для идентификации способов:

- БР – базовый расчет, без использования предложенных способов, используется в качестве референсного;

- ЭН – эквивалентирование методом Гаусса с исключением узлов ранга не менее N ;
- НМ – использование неявного метода интегрирования;
- ПР – параллельные расчеты ЭМПП;
- ОД – оптимизация подготовки исходных данных для расчета ЭМПП.

В расчетах ЭМПП длительность одного переходного процесса составляет 15 с, минимальный шаг интегрирования для явного метода 0,005 с, для неявного – 10^{-8} с.

2.1. Эквивалентирование модели электроэнергетической системы

При выполнении эквивалентирования получены следующие результаты.

1. Эквивалентирование методом Гаусса, исключение узлов ранга 1. Эквивалентировано 165 узлов, 332 ветви; добавлено 74 ветви. Эквивалентная РМ состоит из 1 664 узлов и 2 688 ветвей.

2. Эквивалентирование методом Гаусса, исключение узлов с рангом не менее 2. Эквивалентировано 711 узлов, 1 629 ветвей; добавлено 612 ветвей; исключено 5 ветвей с большим сопротивлением. Эквивалентная РМ состоит из 1 118 узлов и 1 944 ветвей.

3. Эквивалентирование методом Гаусса, исключение узлов с рангом не менее 3. Эквивалентирован 901 узел, 2 152 ветви; добавлено 257 ветвей; исключено 56 ветвей с большим сопротивлением. Эквивалентная РМ состоит из 928 узлов и 2 015 ветвей.

Эквивалентирование с исключением узлов рангом не менее 4 и далее не приводит к значительному изменению размерности данной расчетной модели.

Результаты расчетов допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости для рассматриваемых сечений при выполнении эквивалентирования РМ представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты расчетов ДП по критерию ДУ при эквивалентировании модели ЭЭС

ВЭ	ДП, МВт	T , с	Δ ДП, МВт	ΔT , с	Δ ДП, %	ΔT , %
для сечения 1						
БР	2 316,3	586,2	–	–	–	–
Э1	2 314,0	582,3	–2,3	–3,9	–0,1	–0,7
Э2	2 314,0	454,8	–2,3	–131,3	–0,1	–22,4
Э3	2 111,3	415,1	–205,0	–171,1	–9,7	–29,2
для сечения 2						
БР	1 952,3	276,6	–	–	–	–
Э1	1 935,6	276,4	–16,8	–0,2	–0,9	–0,1
Э2	1 940,2	208,5	–12,1	–68,0	–0,6	–24,6
Э3	1 765,2	188,3	–187,1	–88,3	–10,6	–31,9
для сечения 3						
БР	2 017,2	427,9	–	–	–	–
Э1	2 006,1	421,8	–11,1	–6,1	–0,6	–1,4
Э2	2 012,1	333,6	–5,1	–94,4	–0,3	–22,1
Э3	1 902,4	306,7	–114,8	–121,2	–6,0	–28,3

По результатам анализа табл. 1 можно сделать вывод, что наибольшую эффективность при эквивалентировании модели ЭЭС с целью сокращения размерности вычислительных задач обеспечивает исключение узлов с рангом не менее 2. Для этого случая обеспечивается снижение времени расчета ДП на 22–24 %, при этом разница в величине ДП по критерию динамической устойчивости составляет менее 1%. При эквивалентировании узлов ранга 1 увеличение быстродействия практически не наблюдается. Наибольшее снижение времени расчета (28–30%) обеспечивается при эквивалентировании узлов с рангом не менее 3. При этом разница в величине ДП достигает уже 6–9%, что можно считать неприемлемым.

На рис. 5 представлены графики изменения угла ротора одного из генераторов, находящихся вблизи сечения 1, при расчете ЭМПП для исходной РМ и для эквивалентированной методом Гаусса в случае исключения узлов с рангом не менее 2 для режима с нарушением устойчивости и для предельного по динамической устойчивости режима.

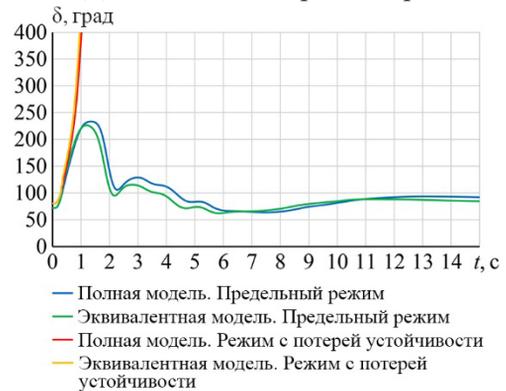


Рис. 5. Графики изменения угла ротора одного из генераторов

2.2. Использование неявного метода интегрирования

Результаты расчетов допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости для рассматриваемых сечений при использовании неявного метода интегрирования при расчете ЭМПП представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчетов ДП по критерию ДУ при использовании неявного метода интегрирования

ВЭ	ДП, МВт	T, с	ΔДП, МВт	ΔT, с	ΔДП, %	ΔT, %
для сечения 1						
БР	2 316,3	586,2	–	–	–	–
НМ	2 333,9	135,9	17,7	–450,3	0,8	–76,8
для сечения 2						
БР	1 952,3	276,6	–	–	–	–
НМ	1 911,0	145,9	–41,3	–130,7	–2,1	–47,3
для сечения 3						
БР	2 017,2	427,9	–	–	–	–
НМ	2 017,2	134,3	0,0	–293,6	0,0	–68,6

По результатам анализа табл. 2 можно сделать вывод, что использование неявного метода интегрирования для решения СДАУ при расчете ЭМПП обеспечивает значительное снижение времени расчета ДП по критерию динамической устойчивости, которое может достигать 45–75 %, даже при значительно меньшем минимальном шаге интегрирования. Наибольшее ускорение наблюдается для сечений с большим

количеством АП, поскольку в таком случае растет количество расчетов ЭМПП с сохранением устойчивости. Разница в результатах определения величины ДП по критерию динамической устойчивости при использовании неявного метода не превышает 3 %.

На рис. 6 представлены графики изменения угла ротора одного из генераторов, находящихся вблизи сечения 1, при расчете ЭМПП с использованием явного и неявного методов интегрирования.

2.3. Параллельные расчеты ЭМПП

Результаты расчетов допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости для рассматриваемых сечений при использовании параллельных расчетов ЭМПП в соответствии с алгоритмом, представленном на рис. 3, приведены в табл. 3.

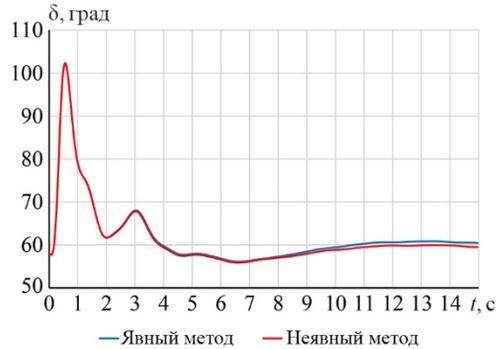


Рис. 6. Графики изменения угла ротора одного из генераторов

Таблица 3

Результаты расчетов ДП по критерию ДУ при выполнении параллельных расчетов ЭМПП

ВЭ	ДП, МВт	T, с	ΔДП, МВт	ΔT, с	ΔДП, %	ΔT, %
для сечения 1						
БР	2 316,3	586,2	–	–	–	–
ПР	2 316,3	213,9	0,0	–372,3	0,0	–63,5
для сечения 2						
БР	1 952,3	276,6	–	–	–	–
ПР	1 952,3	146,6	0,0	–130,0	0	–47,0
для сечения 3						
БР	2 017,2	427,9	–	–	–	–
ПР	2 017,2	187,8	0,0	–240,1	0	–56,1

По результатам анализа табл. 3 можно сделать вывод, что использование параллельных расчетов ЭМПП обеспечивает снижение времени расчета ДП по критерию динамической устойчивости на 45–60 % при отсутствии разницы в результатах определения величины допустимого перетока. Чем больше проверяется аварийных процессов при расчете ДП для сечения и чем дальше предельный режим по динамической устойчивости оказывается от предельного режима по статической устойчивости, тем более заметно становится снижение времени при использовании параллельных расчетов.

2.4. Оптимизация подготовки исходных данных для расчета ЭМПП

Результаты расчетов допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости для рассматриваемых сечений при выполнении оптимизации подготовки исходных данных для расчетов ЭМПП представлены в табл. 4.

Таблица 4

**Результаты расчетов ДП по критерию ДУ
при оптимизации подготовки исходных данных**

ВЭ	ДП, МВт	T, с	ΔДП, МВт	ΔT, с	ΔДП, %	ΔT, %
для сечения 1						
БР	2 316,3	586,2	–	–	–	–
ОД	2 316,3	563,7	0	–22,4	0	–3,8
для сечения 2						
БР	1 952,3	276,6	–	–	–	–
ОД	1 952,3	259,6	0,0	–17,0	0	–6,1
для сечения 3						
БР	2 017,2	427,9	–	–	–	–
ОД	2 017,2	407,9	0	–20,2	0	–4,7

По результатам анализа табл. 4 можно сделать вывод, что оптимизация подготовки исходных данных для расчета ЭМПП обеспечивает снижение времени расчета ДП по критерию динамической устойчивости на 3–6 % при отсутствии разницы в результатах определения величины допустимого перетока. Чем больше выполняется расчетов ЭМПП при определении ДП по ДУ, тем более заметно становится повышение быстродействия.

3. Результаты совместного применения предложенных способов

Результаты расчетов допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости для рассматриваемых сечений при совместном использовании сразу нескольких способов повышения быстродействия представлены в табл. 5.

Таблица 5

**Результаты расчетов ДП по критерию ДУ
при совместном использовании предложенных способов**

ВЭ	ДП, МВт	T, с	ΔДП, МВт	ΔT, с	ΔДП, %	ΔT, %
для сечения 1						
БР	2 316,3	586,2	–	–	–	–
Э2+ОД	2 314,0	430,4	–2,3	–155,8	–0,1	–26,6
Э2+НМ	2 330,4	96,2	14,2	–490,0	0,6	–83,6
Э2+ОД+ПР	2 314,0	172,0	–2,3	–414,2	–0,1	–70,7
Э2+НМ+ПР	2 330,4	56,7	14,2	–529,5	0,6	–90,3
для сечения 2						
БР	1 952,3	276,6	–	–	–	–
Э2 +ОД	1 940,2	189,7	–12,1	–86,8	–0,62	–31,4
Э2+НМ	1 919,5	100,0	–32,7	–176,5	–1,7	–63,8
Э2+ОД+ПР	1 940,2	155,0	–12,1	–121,6	–0,6	–44,0
Э2+НМ+ПР	1 919,5	94,6	–32,7	–182,0	–1,7	–65,8

Окончание табл. 5

ВЭ	ДП, МВт	T, с	ΔДП, МВт	ΔT, с	ΔДП, %	ΔT, %
для сечения 3						
БР	2 017,2	427,9	–	–	–	–
Э2+ОД	2 012,1	311,6	–5,1	–116,3	–0,3	–27,2
Э2+НМ	2 012,1	103,2	–5,1	–324,8	–0,3	–75,9
Э2+ОД+ПР	2 012,1	141,5	–5,1	–286,5	–0,3	–66,9
Э2+НМ+ПР	2 012,1	68,3	–5,12	–359,7	–0,3	–84,0

Как видно из табл. 5, наибольшая эффективность для всех рассмотренных сечений с точки зрения повышения быстродействия определения ДП ко критерию ДУ достигается при сочетании способов: эквивалентирования с исключением узлов ранга не менее 2, неявного метода интегрирования и параллельных расчетов ЭМПП. Данный подход позволяет снизить время расчета ДП для сечения 1 в 10 раз, для сечения 2 – в 3 раза, для сечения 3 – в 6 раз.

Заключение

В статье предложен ряд способов повышения быстродействия модуля определения допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости в СМЗУ. Выполнено сравнение данных способов при определении ДП для трех различных сечений с точки зрения корректности определения ДП и снижения времени расчета. Определено, что наибольшей эффективностью обладает комбинирование эквивалентирования с исключением узлов ранга не менее 2, неявного метода интегрирования и параллельных расчетов ЭМПП. Данный подход позволяет снизить время расчета ДП более чем в 3 раза, в некоторых случаях даже в 10 раз.

Предложенные способы и их комбинации могут быть использованы для ускорения расчетов допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости в рамках промышленной эксплуатации СМЗУ в филиалах АО «СО ЕЭС».

В дальнейших исследованиях будет продолжен поиск возможностей для оптимизации алгоритма СМЗУ с целью сокращения длительности расчетного цикла. Кроме того, будет выполнена оценка универсальности полученных результатов в рамках тестирования предложенных способов на других сечениях и расчетных моделях.

Список литературы

1. Внедрение системы мониторинга запасов устойчивости при планировании и управлении электроэнергетическим режимом ОЭС Сибири / В. Г. Неуймин, А. Ю. Останин, А. А. Томалев // Энергия единой сети. – 2019. – № 6. – С. 32–36.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем (утв. приказом Минэнерго России от 03.08.2019 № 630). Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок. М., 2018.
3. Программный комплекс «RastrOC» : [сайт]. – URL: <https://www.rastrwin.ru/rastr/RastrOS.php>
4. Программный комплекс «RastrMDP» : [сайт]. – URL: <https://www.rastrwin.ru/rastr/RastrMDP.php>

5. Программный комплекс «RastrWin» : [сайт]. – URL: <https://www.rastrwin.ru>
6. Программный комплекс «RUSTab» : [сайт]. – URL: <https://www.rastrwin.ru/rustab>
7. Программный комплекс «Raiden» : [сайт]. – URL: <https://inoxl.com/raidен>
8. Неуймин В. Г., Снегирев Д. А. Сравнение методов эквивалентирования расчетной модели при определении допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости / В. Г. Неуймин, Д. А. Снегирев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Материалы 94-го заседания Международного научного семинара, Алушта, 19–23 сентября 2022 г. Выпуск 73. – Иркутск: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2022. – С. 427–434.
9. Сравнение эффективности и точности алгоритмов эквивалентирования сети для системы мониторинга запасов устойчивости / А. Ф. Михайленко, В. Г. Неуймин, Е. И. Сацук, Д. А. Снегирев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. – № 2 (85). – С. 5–16.
10. Машалов Е. В. Прототип программного комплекса для моделирования электро-механических переходных процессов на базе неявных методов интегрирования / Е. В. Машалов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. – № 2 (85). – С. 17–35.
11. Almasi G. S., and Gottlieb A. Highly Parallel Computing, 2nd ed. Redwood City, CA: Benjamin/Cummings, 1994.

Александров Александр Сергеевич, канд. техн. наук, начальник отдела разработки ПО установившихся режимов и оптимизации Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ustas@niipt-ems.ru

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

E-mail: mashalov@niipt-ems.ru

Неуймин Владимир Геннадьевич, канд. техн. наук, доцент, начальник центра моделирования и автоматизации управления энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: vlad@niipt-ems.ru

Снегирев Денис Алексеевич, инженер кафедры автоматизированных электрических систем Уральского энергетического института ФГАОУ ВО Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина (УрФУ).

E-mail: snegirev@niipt-ems.ru

УДК 621.311

А. Х. Есипович, Д. А. Кабанов, К. В. Прохоров, А. Н. Смирнов

Совершенствование алгоритма оценки корректности участия генерирующего оборудования в нормированном первичном регулировании частоты

С использованием натуральных осциллограмм выполнен анализ функционирования алгоритма, реализующего критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции при изменении частоты» и применяемого, в частности, при мониторинге корректности участия генерирующего оборудования в нормированном первичном регулировании частоты. Выявлен недостаток алгоритма, приводящий к его ложному срабатыванию. Предложен и реализован подход, обеспечивающий устранение недостатка алгоритма.

Ключевые слова: система мониторинга, алгоритм, критерий, энергосистема, регулирование частоты, генерирующее оборудование.

Введение

Одним из способов повышения надежности и эффективности работы генерирующего оборудования электростанций является внедрение систем мониторинга функционирования устройств автоматического регулирования и управления агрегатного и станционного уровней. При этом повышение надежности достигается путем оперативного выявления системами мониторинга и последующего устранения причин некорректной работы устройств регулирования и управления, от правильного и эффективного функционирования которых во многом зависит устойчивая параллельная работа электростанций в составе энергосистемы.

В ЕЭС России успешно функционирует разработанная АО «НТЦ ЕЭС» по заказу АО «СО ЕЭС» система мониторинга системных регуляторов (СМСР), обеспечивающая контроль работы автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов [1–5]. В настоящее время АО «НТЦ ЕЭС» реализует по заказу ПАО «РусГидро» пилотный проект новой комплексной системы мониторинга системных регуляторов гидроагрегатов (СМСР ГА), которая должна обеспечить контроль функционирования устройств автоматического регулирования агрегатного и станционного уровней: автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) синхронных генераторов, автоматических регуляторов частоты вращения (АРЧВ) гидротурбин, групповых регуляторов активной мощности (ГРАМ) и групповых регуляторов напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ) [6].

В программном обеспечении СМСР ГА реализован ряд критериев, которые являются регламентированными для контроля оказания генерирующим оборудованием системных услуг по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) и используются, в частности, в программно-аппаратном комплексе «Система мониторинга фактического действия систем первичного и вторичного автоматического регулирования частоты и активной мощности генераторов на объектах управления» (ПАК СМ) [7].

В настоящей статье приведен анализ функционирования одного из алгоритмов контроля правильности функционирования АРЧВ, используемого в ПАК СМ и реализованного в программном обеспечении СМСР ГА, выявлен недостаток, который может приводить к ложному срабатыванию данного алгоритма, предложено решение по его совершенствованию.

1. Принцип функционирования алгоритма

Способность участия генерирующего оборудования в НПРЧ не является обязательным условием для всего генерирующего оборудования, работающего в составе ЭЭС России. Участие в НПРЧ отдельно оплачивается субъектом диспетчерского управления и требует от АРЧВ генерирующего оборудования более быстрой и более точной реакции при отклонениях частоты в энергосистеме по сравнению с требуемым для всех генераторов участием в общем первичном регулировании частоты. Электростанции, которые планируют принять участие в НПРЧ, должны пройти сертификационные испытания на соответствие генерирующего оборудования нормативным требованиям и конкурентный отбор среди остальных субъектов рынка. При этом за отобранным для участия в НПРЧ генерирующим оборудованием осуществляется непрерывный контроль в автоматическом режиме для принятия субъектом диспетчерского управления решения об оплате оказанных системных услугах надлежащего качества за отчетный почасовой период с использованием нескольких характерных критериев, описание которых приведено в [7].

Одним из критериев контроля участия генерирующего оборудования в НПРЧ является критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции при изменении частоты». В основе этого критерия лежит условие повторения графиком фактической первичной мощности формы графика требуемой первичной мощности. Кратко алгоритм можно записать следующим образом:

- определение усредненных с окном $w1$ сигналов требуемой первичной мощности (\tilde{X}) и фактической первичной мощности (\tilde{Y}), которые приведены в % к номинальной мощности;
- определение усредненных с окном $w2$ производных \tilde{X}' и \tilde{Y}' сигналов \tilde{X} и \tilde{Y} , соответственно;
- вычисление меры нарушения:

$$M_i = \min_{j \in [i, i+\Delta]} |\tilde{X}'_i - \tilde{Y}'_j|; \quad (1)$$

- определение факта нарушения:

$$M_i > e1 \text{ и } |\tilde{X}'_i| > e2. \quad (2)$$

Принятые значения параметров настройки критерия: $\Delta=30$ с, $w1=30$ с, $w2 = 45$ с, $e1 = 0,016$ %/с, $e2 = 0,007$ %/с.

Подробное описание алгоритма, реализующего указанный критерий, приведено в [7], и он был в исходном виде воспроизведен в программном обеспечении СМСР ГА.

Ключевая идея алгоритма заключается в том, что для каждого момента времени зафиксированное значение производной сигнала требуемой первичной мощности должно быть достигнуто производной сигнала фактической первичной мощности в течение последующих 30 с.

2. Оценка корректности функционирования алгоритма

Для анализа функционирования этого алгоритма с целью его последующего применения в разрабатываемой СМСР ГА использованы натурные данные системы цифровой регистрации АРЧВ, полученные в течение одних суток на крупной гидроэлектростанции, несколько гидроагрегатов которой принимают участие в НПРЧ.

За указанный период на трех гидроагрегатах ПАК СМ было зафиксировано суммарно шесть нарушений (далее – срабатывания алгоритма) по критерию «Отсутствие адекватной/должной реакции при изменении частоты», что привело к неоплате этой гидроэлектростанции шести часов системных услуг участия в НПРЧ.

В ходе анализа натуральных осциллограмм и их обработки с использованием программного обеспечения, реализованного в СМСР ГА, было обнаружено, что срабатывания алгоритма происходили исключительно во время наложения двух событий: выхода частоты за мертвую полосу первичного регулирования АРЧВ и набора или снижения мощности гидроагрегата в результате изменения задания по мощности АРЧВ. На рис. 1 показан пример такого срабатывания алгоритма. На рис. 1, а приведены кривые: частоты (f), задания по мощности ($P_{\text{зад}}$), суммы задания по мощности и требуемой первичной мощности ($P_{\text{зад}} + P_{\text{пр}}$), фактическая мощность ($P_{\text{факт}}$), границы мертвой полосы (МП). На рис. 1, б и в показаны получаемые в процессе работы алгоритма промежуточные переменные \tilde{X} , \tilde{Y} , \tilde{X}' , \tilde{Y}' и параметр $e2$, а на рис. 1, г – мера нарушения M и параметр $e1$. На рис. 1, в и г красными отрезками обозначены участки регистрируемого параметра для моментов времени, в которые был зарегистрирован факт нарушения в соответствии с формулой (2). Из рис. 1 видно, что графики фактической мощности гидроагрегата и задания мощности с учетом частотной коррекции как по абсолютной величине, так и по характеру своего изменения практически совпадают. При этом характер изменения промежуточных переменных \tilde{X} и \tilde{Y} существенно отличается, что в итоге вызывает срабатывание алгоритма.

По результатам анализа осциллограмм и результатам работы исходного алгоритма были выявлены следующие замечания в части используемых входных данных:

- в качестве входного сигнала задания по мощности используется фиктивный сигнал с искусственным запаздыванием около 10 с, приводящий к тому, что в условиях изменения задания по мощности фактическая мощность агрегата опережает задание по мощности (см. рис. 1, а);
- фактические параметры объекта мониторинга ($МП_{\text{АРЧВ}} = 0,01$ Гц) не соответствуют заданным параметрам настройки алгоритма ($МП_{\text{алгоритма}} = 0,02$ Гц), в результате чего вычисляемая требуемая первичная мощность в алгоритме критерия отличается от требуемой первичной мощности, определяемой частотным корректором АРЧВ.

Графики, иллюстрирующие работу алгоритма при учете задания корректных входных данных, приведены на рис. 2. Из графиков видно, что после коррекции входных данных количество точек нарушений на рассматриваемом интервале времени на рис. 2, г по сравнению с рис. 1, г, т. е. количество срабатываний, фиксирующих нарушение критерия, увеличивается. Вместе с тем по результатам визуальной оценки осциллограмм можно сделать вывод о том, что график фактической активной мощности повторяет график задания по мощности с учетом частотной коррекции и временной задержки на отработку, т. е. в рассматриваемом случае реакция генерирующего оборудования при одновременном изменении частоты и изменении задания по мощности является адекватной, что свидетельствует о корректном предоставлении системной услуги. Также следует отметить, что изменение задания по мощности АРЧВ в условиях отклонения частоты за мертвую полосу первичного регулирования не является нарушением предоставления системных услуг с позиций существующих

требований к ее оказанию. Полученные результаты свидетельствуют о том, что приведенный в [7] алгоритм нуждается в существенной коррекции, исключающей его ложные срабатывания.

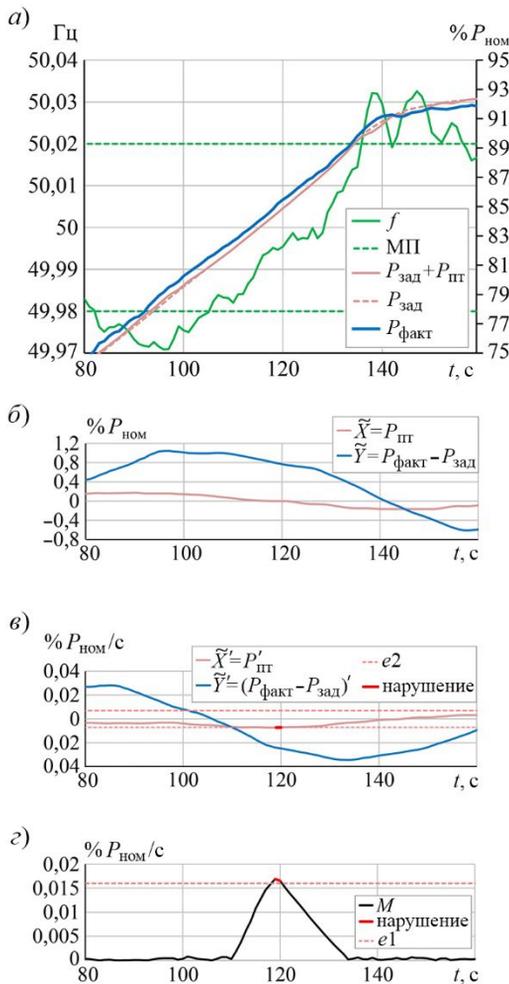


Рис. 1. Исходная работа алгоритма с некорректными входными данными.
 Фиктивный сигнал $P_{зад}$
 $МП_{алгоритма} = 0,02 \text{ Гц} \neq МП_{АРЧВ} = 0,01 \text{ Гц}$.
 Наличие срабатывания

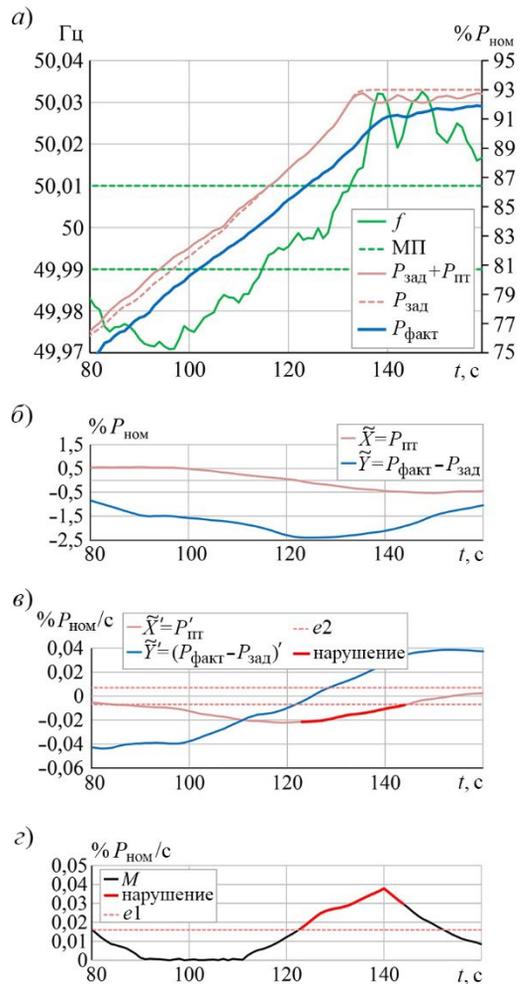


Рис. 2. Исходная работа алгоритма и коррекция входных данных.
 Истинный сигнал $P_{зад}$
 $МП_{алгоритма} = МП_{АРЧВ} = 0,01 \text{ Гц}$.
 Ухудшение условий срабатывания

3. Усовершенствование алгоритма

В исходном алгоритме, реализующем критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции при изменении частоты», в качестве входных сигналов используются *требуемая первичная мощность* и *разность между фактической мощностью и заданием по мощности* (предполагаемая *фактическая первичная мощность*). В условиях изменения задания по мощности, поступающего в АРЧВ по команде оперативного персонала или по команде от вышестоящей системы управления, фактическая мощность агрегата естественным образом (в силу наличия динамических свойств объекта управления) отличается от задания по мощности, что исходным алгоритмом

воспринимается как реализация первичной мощности. То есть по существу в алгоритме, реализующем критерий, не предусмотрена возможность учета отклонения фактической мощности в условиях изменения задания по мощности. Возможными способами исправления указанного недостатка алгоритма являются его блокировка при изменении задания по мощности, либо, что предпочтительнее, использование в качестве входных сигналов сигнала *суммы задания по мощности и требуемой первичной мощности* и сигнала *фактической активной мощности*.

На рис. 3 показаны графики, полученные в результате изменения упомянутых ранее параметров настройки и внесения описанной выше корректировки алгоритма. Из рис. 3 видно, что графики изменения промежуточных переменных \tilde{X} и \tilde{Y} (\tilde{X}' и \tilde{Y}') с учетом допустимого смещения по времени практически совпадают, а мера нарушения M находится в разрешенном диапазоне и не приводит к срабатыванию алгоритма при изменении задания по мощности агрегата.

В условиях отработки требуемой первичной мощности и отсутствия изменения задания по мощности, поступающего в АРЧВ, предложенная коррекция алгоритма не приводит к искажению получаемых результатов по сравнению с исходным алгоритмом, так как производная сигнала задания по мощности равна нулю, и эта коррекция не оказывает влияния на значение величин \tilde{X}' и \tilde{Y}' .

Данный вывод проиллюстрирован на рис. 4 и 5, на которых показаны результаты работы алгоритма соответственно до и после внесения изменений. Реализация скорректированного алгоритма в разрабатываемой СМСР ГА позволила исключить все шесть ранее зарегистрированных его ложных срабатываний и, соответственно, некорректную работу всей СМСР ГА в данных случаях.

Заключение

Анализ натуральных осциллограмм показывает, что алгоритм, применяющийся в ПАК СМ для реализации критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции при изменении частоты», в условиях совпадения событий выхода частоты за мертвую полосу и изменения задания по мощности, поступающего в АРЧВ, функционирует некорректно.

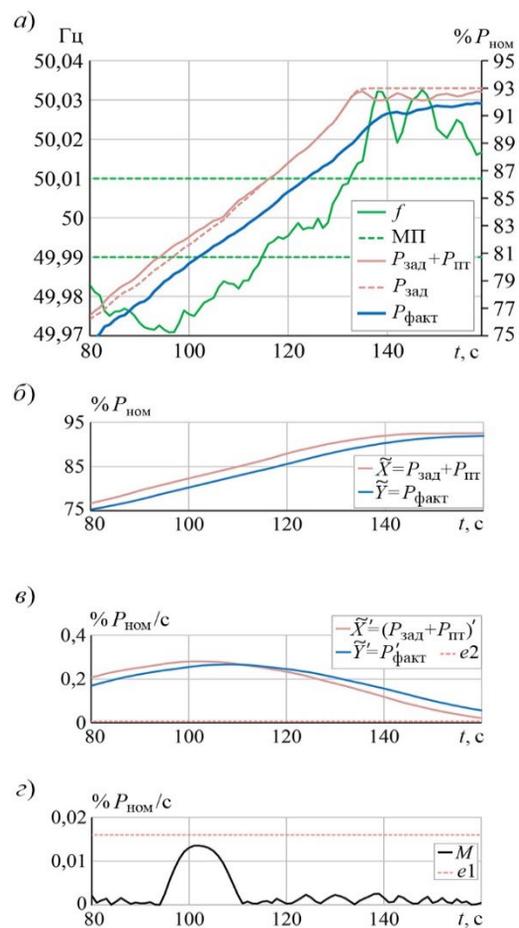


Рис. 3. Коррекция алгоритма и входных данных. Истинный сигнал $P_{зад}$, $МП_{алгоритма} = МП_{АРЧВ} = 0,01$ Гц. Отсутствие срабатывания

Причиной ложного срабатывания алгоритма является то, что в нем не предусмотрен учет возможного отклонения мощности от задания в результате изменения задания.

Показано, что использование фиктивного сигнала задания по мощности агрегата с запаздыванием около 10 с, не соответствующего реальному сигналу задания по мощности АРЧВ, а также задание параметров настройки алгоритма, не соответствующих параметрам объекта мониторинга, не позволяют устранить ложные срабатывания существующего алгоритма.

Разработанные и реализованные в программном обеспечении СМСР ГА решения по усовершенствованию алгоритма путем использования производных сигнала суммы задания по мощности и требуемой первичной мощности и сигнала фактической активной мощности обеспечивают корректное функционирование алгоритма в рассмотренных случаях.

Представляется, что алгоритм, реализующий критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции при изменении частоты» в действующем ПАК СМ, нуждается в коррекции, которая позволит обеспечить правильную оценку предоставления системных услуг участия генерирующего оборудования в НПРЧ.

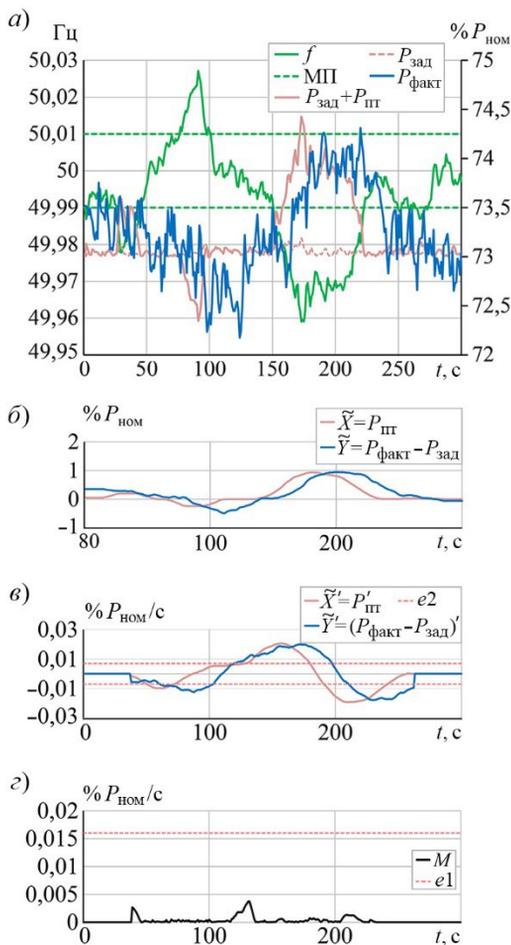


Рис. 4. Отсутствие изменения задания по мощности. Исходная работа алгоритма и коррекция входных данных

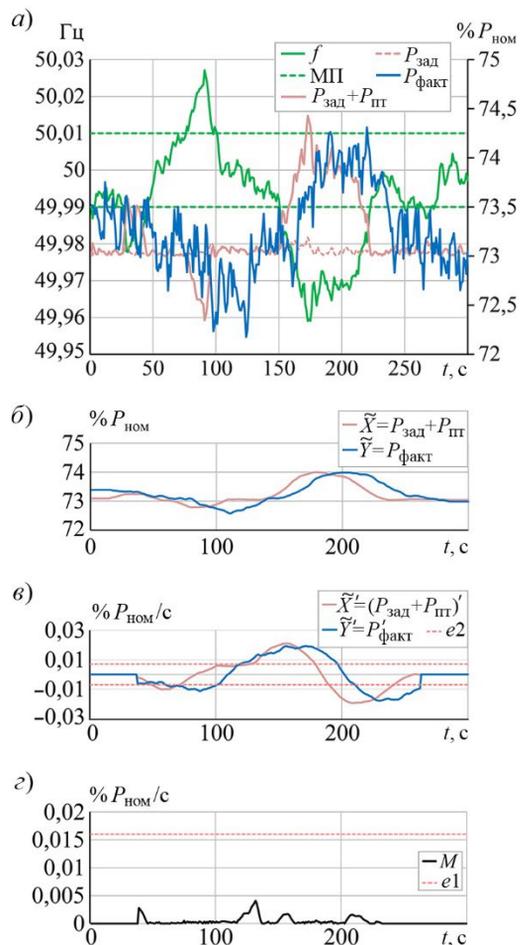


Рис. 5. Отсутствие изменения задания по мощности. Коррекция алгоритма и входных данных

Список литературы

1. Система мониторинга функционирования автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов ЕЭС России / А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, И. Б. Романов, Е. Б. Шескин, Й. Штефка, А. В. Жуков, А. Т. Демчук, А. П. Негреев // Материалы XI Международной научно-техн. конф. «Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование». – Москва, 2011.
2. Разработка пилотной системы мониторинга функционирования автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов в ОЭС Северо-Запада / А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, А. В. Жуков, Е. И. Сацук, А. П. Негреев, О. Л. Опалев // Материалы III Международной научно-техн. конф. «Энергетика глазами молодежи». – Екатеринбург, 2012.
3. Реализация пилотного проекта системы мониторинга функционирования систем возбуждения и АРВ на генераторах энергоблока №1 филиала ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» «Северо-Западная ТЭЦ» / А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, Й. Штефка, Е. Б. Шескин, А. П. Негреев // Материалы III Международной научно-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи». – Екатеринбург, 2012.
4. Результаты эксплуатации пилотной системы мониторинга системных регуляторов / А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, Д. А. Кабанов, Е. Б. Шескин, Й. Штефка // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2014. – № 1 (70). – С. 33–42.
5. Есипович А. Х., Кабанов Д. А., Штефка Й. Система мониторинга АРВ сильного действия синхронных генераторов с бесщеточными системами возбуждения / А. Х. Есипович, Д. А. Кабанов, Й. Штефка // Электрические станции. – 2015. – № 11 – С. 36–41.
6. Разработка и тестирование алгоритмов системы мониторинга устройств автоматического регулирования агрегатного и станционного уровней / О. В. Гуриков, А. С. Зеленин, Д. А. Кабанов, Д. О. Михайлов, К. В. Прохоров, Е. Б. Шескин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. – № 2 (85). – С. 97–108.
7. Описание критериев контроля участия генерирующего оборудования в нормированном первичном регулировании частоты // Системный оператор Единой Энергетической системы: [сайт]. – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/asm/2021/crit_nprch_240521.pdf

Есипович Аркадий Хаимович, канд. техн. наук, доцент, начальник лаборатории испытаний и моделирования электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: esipovich_a@ntcees.ru

Кабанов Дмитрий Анатольевич, начальник сектора испытаний систем управления и автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: kabanov_d@ntcees.ru

Прохоров Кирилл Владимирович, аспирант, научный сотрудник отдела системных исследований Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: prokhorov_k@ntcees.ru

Смирнов Андрей Николаевич, канд. техн. наук, начальник отдела системных исследований Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: smirnov_a@ntcees.ru

УДК 621.316

А. С. Герасимов, Д. А. Герасимов, О. В. Гуриков, Д. А. Кабанов,
Е. И. Сацук, А. Н. Смирнов

Исследование систем автоматического управления гидроагрегатами Серебрянских ГЭС

В октябре 2018 г. Серебрянская ГЭС-15 и Серебрянская ГЭС-16 отделились от ЕЭС России из-за аварийного отключения воздушных линий. Изолированная работа ГЭС сопровождалась незатухающими колебаниями частоты и мощности гидроагрегатов, вызванными работой систем автоматического управления гидроагрегатами. В статье приведено описание многолетних исследований систем автоматического управления гидроагрегатами Серебрянских ГЭС и меры, принятые для улучшения регулирования частоты, а также результаты натурных испытаний.

Ключевые слова: частота, регулирование частоты, регулятор скорости, система автоматического регулирования гидроагрегата, модель гидротурбины, гидротурбина.

Введение

В октябре 2018 г. в результате одновременного аварийного отключения нескольких ВЛ 150 кВ в ремонтной схеме электрической сети 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 и Серебрянская ГЭС-16 каскада Туломских и Серебрянских ГЭС филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» (далее – Серебрянские ГЭС) с прилегающим энергорайоном отделились на изолированную работу от ЕЭС России на продолжительное время. В сложившихся условиях работа Серебрянских ГЭС сопровождалась незатухающими колебаниями частоты и мощности гидроагрегатов (ГА) большой амплитуды, что привело к усугублению технологического нарушения.

Собственник генерирующего оборудования обеспечил проведение всесторонних исследований с целью выявления причин возникновения колебаний частоты и мощности гидроагрегатов Серебрянских ГЭС и предотвращения появления подобных колебаний в будущем. Исследования показали, что незатухающие колебания частоты и мощности были вызваны работой современных микропроцессорных систем автоматического управления гидроагрегатами (САУ ГА) одного из отечественных производителей (далее – производитель 1) при осуществлении ими первичного регулирования частоты в условиях изолированной работы от ЕЭС России.

Выполненные исследования и реализованные мероприятия по повышению качества регулирования частоты в условиях изолированной работы Серебрянских ГЭС состояли из множества этапов, включали в себя ряд натурных испытаний, в том числе с отделением Серебрянских ГЭС на работу в изолированном районе, а также учитывали планы по замене эксплуатируемых на части гидроагрегатов гидромеханических регуляторов частоты вращения типа ЭГРК-2М-100-40 производства Ленинградского механического завода на современные микропроцессорные САУ ГА также отечественного производителя (далее – производитель 2).

Целью настоящей статьи является изложение полученного АО «НТЦ ЕЭС» опыта в процессе выполнения исследований САУ ГА Серебрянских ГЭС. Весь объем работ охватывает несколько лет и укрупненно состоит из следующих мероприятий:

- первичный анализ и выявление причин возникновения колебаний частоты в ходе технологического нарушения 29.10.2018 (2019–2020 гг.);

- испытания САУ ГА Серебрянских ГЭС производителя 1 на математической модели энергосистемы реального времени (2020 г.);
- натурные испытания САУ ГА Серебрянских ГЭС производителя 1 (август 2020 г.) и коррекция параметров настроек и алгоритмов САУ ГА;
- повторные натурные испытания САУ ГА Серебрянских ГЭС производителя 1 (сентябрь 2020 г.);
- испытания САУ ГА Серебрянских ГЭС производителя 2 на математической модели энергосистемы реального времени (с августа по октябрь 2021 г.);
- испытания с проверкой корректности совместной работы САУ ГА Серебрянских ГЭС производителей 1 и 2 на математической модели энергосистемы реального времени (июль 2022 г.);
- натурные испытания с проверкой корректности совместной работы САУ ГА Серебрянских ГЭС производителей 1 и 2 (октябрь 2022 г.).

1. Технологическое нарушение 29.10.2018

29 октября 2018 г. в результате аварийного отключения ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 2 с отпайками и автотрансформатора на ПС 150 кВ Североморск произошло отделение на изолированную работу от ЕЭС России Серебрянских ГЭС с прилегающим энергорайоном мощностью порядка 96 МВт (рис. 1).

Отделение энергорайона с избытком мощности привело к быстрому росту частоты и последующему срабатыванию автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ), в результате действия которой в энергорайоне остался

в работе один гидроагрегат (ГА-1 на Серебрянской ГЭС-16 с САУ ГА производителя 1), и возник дефицит активной мощности, вследствие чего произошло быстрое снижение частоты с последующим срабатыванием автоматической частотной разгрузки (АЧР) и действием частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ). После реализации команд указанной автоматики в отделившемся энергорайоне наблюдались незатухающие колебания частоты (с периодом 25–30 с), достигавшие амплитуды более 1,5 Гц, что неоднократно приводило к действию АЧР и затрудняло синхронизацию отделившегося энергорайона с ЕЭС России. График изменения частоты напряжения при возникновении технологического нарушения 29 октября 2018 г. приведен на рис. 2.

2. Первичный анализ технологического нарушения 29.10.2018 и разработка рекомендаций

Для разработки мероприятий по исключению незатухающих периодических колебаний частоты и мощности большой амплитуды генерирующего оборудования Серебрянских ГЭС при отделении на изолированную работу к расследованию произошедшего

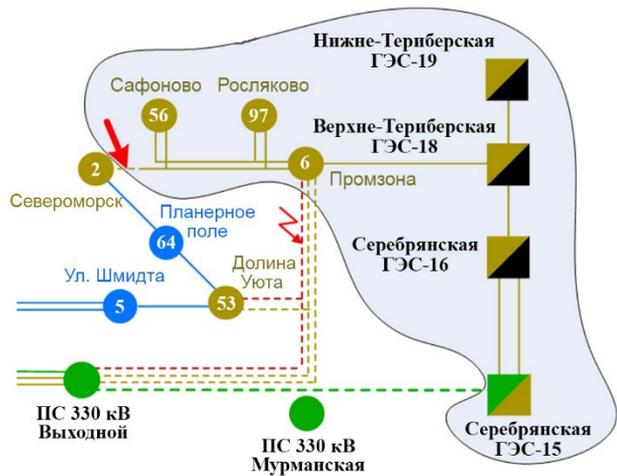


Рис. 1. Схема электрической сети Мурманской области на момент возникновения технологического нарушения 29 октября 2018 г.

аварийного события в течение 2019–2020 гг. было привлечено АО «НТЦ ЕЭС». В ходе расследования перед АО «НТЦ ЕЭС» ставились задачи по анализу работы САУ ГА и систем возбуждения (СВ) гидрогенераторов Серебрянских ГЭС, а также по определению причин возникновения незатухающих периодических колебаний частоты. Реализация поставленных задач выполнялась в два этапа.

В ходе первого этапа были выполнены:

- разработка модели части энергосистемы Мурманской области, включающей подробные модели гидроагрегатов Серебрянских ГЭС: гидротурбины, САУ ГА, гидрогенераторы, СВ гидрогенераторов и их автоматические регуляторы возбуждения (АРВ);
- верификация созданной цифровой модели путем воспроизведения на ней аварийного процесса;
- анализ работы САУ ГА и СВ гидрогенераторов Серебрянских ГЭС и определение причин возникновения незатухающих периодических колебаний частоты и мощности в ходе технологического нарушения.

Для проведения исследований в рамках первого этапа в среде ПВК *Eurostag*, предназначенного для расчета электромеханических переходных процессов в энергосистеме, была разработана цифровая модель части энергосистемы Мурманской области, отделившейся на изолированную работу в ходе технологического нарушения. На основе информации о работе АЧР и ЧАПВ цифровая модель была скорректирована в части определения отдельных фидеров с нагрузкой, моделирование отключения которых обеспечивало достоверное изменение баланса мощности вследствие работы автоматики.

В цифровой модели была учтена упрощенная модель САУ ГА на основе информации, полученной от производителя 1.

Исходя из результатов анализа осциллограммы изменения частоты в энергосистеме стало ясно, что для решения поставленных задач наличие корректной и подробной цифровой модели гидротурбин Серебрянских ГЭС является определяющим фактором.

АО «НТЦ ЕЭС» на момент начала выполнения работы имело опыт разработки цифровых моделей гидротурбин радиально-осевого типа. Однако, поскольку в состав гидроагрегатов Серебрянских ГЭС входит высоконапорная поворотной-лопастная гидротурбина, необходимо было решить новую задачу – разработать достоверную и подробную модель гидротурбины этого типа, процесс создания которой описан в [1, 2].

Адекватность моделирования гидроагрегатов Серебрянских ГЭС проверялась путем сравнения переходных процессов, зафиксированных при возникновении технологического нарушения и полученных в цифровой модели энергосистемы с использованием разработанной модели поворотной-лопастной гидротурбины (рис. 2).

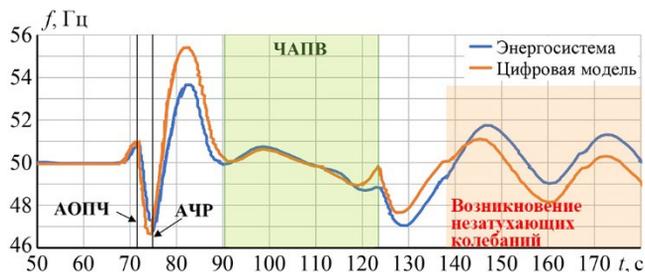


Рис. 2. Характер изменения частоты напряжения, зафиксированный в ходе технологического нарушения, имевшего место в энергосистеме Мурманской области 29.10.2018, в сравнении с результатами расчета

Из рассмотрения рис. 2 видно, что колебания режимных параметров, полученные в цифровой модели после моделирования отделения части энергосистемы Мурманской области на изолированную работу, не только качественно, но и достаточно точно количественно повторяют колебания, зафиксированные в реальной энергосистеме.

Из этого можно сделать вывод, что разработанная цифровая модель являлась достоверной и могла быть использована для анализа причин возникновения и развития технологического нарушения. Более подробно результаты верификации модели поворотной-лопастной гидротурбины описаны в [2].

В ходе технологического нарушения на гидроагрегатах Серебрянских ГЭС функционировали две системы регулирования: АРВ гидрогенераторов и САУ ГА. Поэтому было решено выполнить расчеты в цифровой модели, в которых поочередно исключалось бы влияние этих систем регулирования на протекание переходного процесса. Исключение из процесса регулирования АРВ не оказывало существенного влияния на протекание переходного процесса – синхронные колебания параметров электроэнергетического режима сохранялись, в то время как исключение из процесса регулирования САУ ГА приводило к мгновенному затуханию колебаний параметров электроэнергетического режима.

Таким образом, проведенные на первом этапе исследования в цифровой модели показали, что причиной возникновения синхронных колебаний являлась работа САУ ГА Серебрянской ГЭС-16.

В ходе второго этапа работы были выполнены:

- создание математической модели части энергосистемы Мурманской области с использованием программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени (ПАК *RTDS*);
- разработка мероприятий, исключающих возникновение незатухающих периодических колебаний частоты большой амплитуды генерирующего оборудования Серебрянских ГЭС при отделении на изолированную работу;
- проверка разработанных мероприятий на ПАК *RTDS*.

Математическая модель части энергосистемы Мурманской области в соответствии со схемой, представленной на рис. 1, была разработана на основе цифровой модели энергосистемы, подготовленной на первом этапе работы. Серебрянские ГЭС в ПАК *RTDS* были представлены шестью гидрогенераторами, каждый из которых оснащен моделью гидротурбины, созданной в ходе первого этапа работы, и либо программно-аппаратными моделями (макетами) САУ ГА (ГА-1 Серебрянской ГЭС-16 и ГА-1 – ГА-3 Серебрянской ГЭС-15), разработанными производителем 1, либо регуляторами частоты вращения типа ЭГРК-2М-100-40 производства Ленинградского механического завода (ГА-2, ГА-3 Серебрянской ГЭС-16). В макетах САУ ГА производителем 1 были реализованы актуальные алгоритмы функционирования с использованием промышленных контроллеров той же серии, что на Серебрянских ГЭС. ЭГРК-2М-100-40 в ПАК *RTDS* были учтены упрощенно.

Для проведения испытаний на ПАК *RTDS* была подготовлена рабочая программа из 40 экспериментов, обеспечивавшая тщательную проверку работы САУ ГА Серебрянских ГЭС при их отделении на изолированную работу. Следует отметить, что нормативная документация, действовавшая на момент возникновения технологического нарушения, в явном виде не содержала детальных требований к функционированию

САУ ГА, соответствие которым обеспечивало бы корректное функционирование САУ ГА при отделении ГА или электростанции на изолированную работу. В связи с этим корректность функционирования САУ ГА производителя 1 оценивалась на основе дополнительных требований помимо установленных действующей нормативной документацией:

- отсутствие незатухающих колебаний частоты в отделившейся части энергосистемы амплитудой более ± 75 мГц;
- максимальное значение частоты в переходном процессе ($\Delta f_{\text{макс}}$) не превышает 75 Гц (фактор срабатывания II ступени защиты от разгона ГА);
- в момент времени достижения частотой уровня 57,5 Гц и более САУ ГА воздействует на закрытие направляющего аппарата с максимальной амплитудой (фактор срабатывания I ступени защиты от разгона ГА);
- соответствие САУ ГА требованиям к статическим и динамическим характеристикам, предъявляемым к общему первичному регулированию частоты (ОПРЧ), при параллельной работе ГА с ЕЭС России.

Проведенные исследования с программно-аппаратными моделями (макетами) САУ ГА производителя 1, в которых были заданы рабочие алгоритмы функционирования, показали, что:

- САУ ГА при функционировании в режиме «Мощность» с рабочими параметрами настройки обеспечивает высокий темп выдачи первичной мощности при параллельной работе Серебрянских ГЭС с ЕЭС России, но при отделении на изолированную не может обеспечить устойчивое регулирование частоты. Изменение параметров настроек режима «Мощность» в сторону замедления до предела нормативных требований по темпу выдачи требуемой первичной мощности (вся требуемая первичная мощность выдается ровно за 60 с) не позволяет обеспечить устойчивое поддержание частоты во всем регулировочном диапазоне работы ГА;
- САУ ГА при функционировании в режиме «Частота» с рабочими параметрами настройки обеспечивает устойчивое поддержание частоты в изолированных условиях только при малой нагрузке ГА по мощности. Изменение параметров настроек режима «Частота» в сторону замедления по условию обеспечения устойчивого поддержания частоты во всем регулировочном диапазоне работы ГА приводит к чрезмерно медленной реакции САУ ГА на изменение потребляемой мощности в изолированном энергорайоне;
- при задании параметров настроек САУ ГА в режимах «Мощность» и «Частота», обеспечивающих сравнимую скорость реализации первичной мощности, режим «Частота» обеспечивает заметно более высокий запас устойчивости регулирования частоты, однако обладает и заметно меньшей точностью реализации первичной мощности;
- при отделении ГА на изолированную работу возможно появление незатухающих колебаний частоты при работе САУ ГА в режиме «Мощность», при которых диапазон изменения частоты не будет приводить к достижению заданных уставок автоматического перевода из режима «Мощность» в режим «Частота». Таким образом возможно возникновение незатухающих колебаний частоты с появлением условий срабатывания АЧР и АОПЧ, поскольку диапазон заданных уставок автоматического перевода задан «шире» уставок указанной автоматики.

Полученные результаты испытания являются закономерными, так как из базовых принципов теории автоматического управления следует, что имеется противоречие между основными критериями качества работы любой САУ: повышение скорости и точности (уменьшение статической ошибки) регулирования приводит к снижению запасов устойчивости и наоборот. Таким образом, потребовался поиск компромисса между скоростью, точностью и устойчивостью регулирования. В качестве мероприятия, исключающего возникновение незатухающих периодических колебаний частоты большой амплитуды при отделении на изолированную работу, была рассмотрена коррекция параметров настройки и алгоритмов функционирования САУ ГА, которая выполнялась по ходу испытаний, и в общем виде может быть описана следующим образом:

- изменение параметров настройки, обеспечивающих выполнение требований к динамическим характеристикам ОПРЧ, в сторону замедления реакции для обеспечения более высоких запасов устойчивости в режиме «Мощность»;
- изменение параметров настройки САУ ГА в режиме «Частота» для снижения реакции САУ ГА на колебания с периодами 15–25 с;
- сигнал рассогласования по частоте, поступающий на вход ПИД-регулятора частотного корректора, дополнительно пропущен через два последовательно установленных фазосдвигающих фильтра, обеспечивающих опережение по фазе для колебаний с периодами 15–25 с;
- алгоритм перевода САУ ГА из режима «Мощность» в режим «Частота» расширен путем внесения дополнительных факторов выявления отделения электростанции на изолированную работу от ЕЭС России для уменьшения риска срабатывания АЧР и АОПЧ при отделении на изолированную работу.

Реализованные в ходе испытаний на ПАК *RTDS* корректировки параметров настройки и алгоритмов функционирования САУ ГА обеспечили его корректное функционирование во всех опытах программы испытаний. В качестве примера на рис. 3 приведены графики переходных процессов, полученные при проведении одного из экспериментов с отделением единственного ГА Серебрянских ГЭС на изолированную работу до и после корректировок.

Анализ причин возникновения технологического нарушения, а также результаты испытаний САУ ГА производителя 1 в ПАК *RTDS* позволили сделать следующие промежуточные выводы:

- нормативная документация, действовавшая на момент возникновения технологического нарушения, в явном виде не содержала детальных требований к функционированию САУ ГА, которые бы обеспечивали корректное функционирование САУ ГА при отделении ГА или электростанции на изолированную работу;

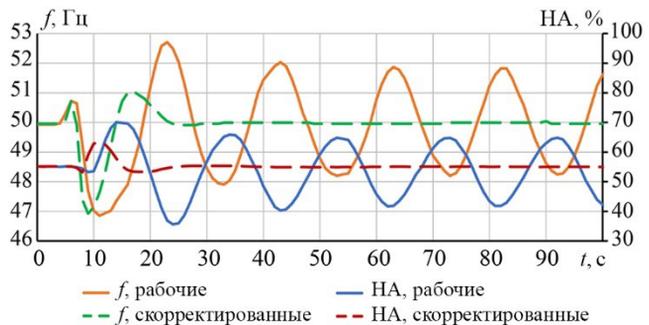


Рис. 3. Отключение ВЛ 150 кВ Сафоново – Североморск, отделение Серебрянской ГЭС-15 на изолированную работу от ЕЭС России с избытком активной мощности на уровне 11 МВт. ПАК *RTDS*. НА – положение штока сервомотора направляющего аппарата

- некорректная работа САУ ГА Серебрянских ГЭС связана с тем, что типовые алгоритмы функционирования, реализованные в САУ ГА, и параметры ее настройки, выбранные в процессе пусконаладочных работ, не позволяют обеспечить устойчивое регулирование частоты и мощности ГА при их отделении на изолированную от энергосистемы работу при загрузке ГА по активной мощности, близкой к номинальной;
- исходные и скорректированные параметры настройки и алгоритмы функционирования САУ ГА обеспечивают корректное функционирование САУ ГА в аварийных режимах, не связанных с отделением энергорайона на изолированную работу;
- рекомендовано предложенные параметры настройки и алгоритмы функционирования САУ ГА проверить в ходе натуральных испытаний.

3. Натурные испытания САУ ГА Серебрянских ГЭС производителя 1 и повторная коррекция алгоритмов

Для проверки рекомендованных корректировок была проведена серия натуральных испытаний, которая включала в себя опыты на холостом ходу гидротурбины, опыты с отделением одного ГА на изолированную работу на малый район, с нагрузкой порядка 4 МВт, и опыты с отделением Серебрянских ГЭС на изолированную работу в энергорайоне аналогичном аварийной ситуации.

Реализованные в САУ ГА корректировки привели к возникновению на холостом ходу гидротурбины (с отключенным генераторным выключателем) и работе САУ ГА в режиме «Частота» незатухающих колебаний частоты с периодом порядка 60 с, амплитудой порядка $\pm 0,4-0,6$ Гц (в зависимости от рассматриваемого гидроагрегата), как показано на рис. 4.

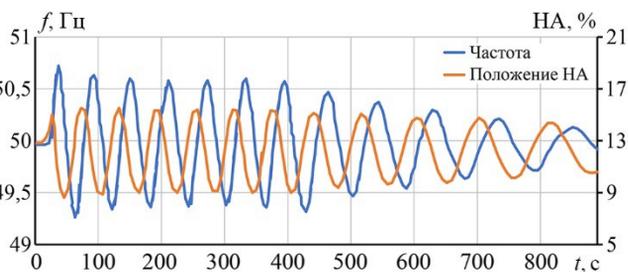


Рис. 4. Изменение частоты ГА-1 Серебрянской ГЭС-15, зафиксированное при работе САУ ГА в режиме «Частота» и при отключенном генераторном выключателе с реализованными рекомендациями. Скорректированные алгоритмы и параметры настройки

Анализ полученных результатов выявил наличие дополнительной задержки регулирования в работе САУ ГА Серебрянских ГЭС, которая ранее не была учтена в математической модели. Исследования показали, что указанная дополнительная задержка регулирования возникает за счет времени прохождения регулирующими органами гидротурбины зоны нечувствительности. Данная зона нечувствительности наиболее вероятно вызвана наличием люфта значительной величины между штоком сервомотора направляющего аппарата и лопатками направляющего аппарата, и штоком сервомотора рабочего колеса и лопастями рабочего колеса.

В связи с отсутствием технической возможности измерения фактического положения лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса на реальной гидротурбине определение величины указанных люфтов выполнено путем проведения специальных экспериментов. Промежуточные результаты обработки одного такого эксперимента, заключающегося в медленном однонаправленном изменении

положения штока сервомотора направляющего аппарата с установкой лопастей рабочего колеса по комбинаторной зависимости и измерении выдаваемой мощности гидрогенератора, приведены на рис. 5. Из рисунка видно наличие зоны нечувствительности регулирующих органов гидротурбины эквивалентной ширины от 2 до 10% номинальной мощности, т. е. при одинаковой величине измеренного значения положения штока сервомоторов значение выдаваемой мощности может принимать любое значение в данном диапазоне в зависимости от предыдущего направления управляющего воздействия.

С целью доработки рекомендаций, учитывающих новую информацию, цифровые модели гидротурбин были дополнены моделью люфтов, что позволило качественно воспроизвести незатухающие колебания частоты при работе ГА на холостом ходу. На основе выполненных расчетов параметры регулирования САУ ГА были повторно скорректированы:

- значение статизма в режиме «Частота» изменено с 1% на 6%;
- значение постоянной времени демпфирования в режиме «Частота» изменено со значения 7,5 с на 12 с.

Указанные корректировки позволили в ходе натурных испытаний обеспечить удовлетворительное качество регулирования частоты на холостом ходу гидротурбины и в последующих опытах с работой одного ГА на изолированную работу с малой нагрузкой порядка 4 МВт.

Однако в опытах с отделением Серебрянских ГЭС на изолированную работу был получен неудовлетворительный результат. Один из таких опытов заключался в отделении Серебрянских ГЭС на изолированную работу со сбалансированной нагрузкой энергорайона порядка 100 МВт с исходной работой САУ двух ГА Серебрянских ГЭС в режиме «Мощность», результат которого приведен на рис. 6.

На данном и последующих рисунках для значений частоты использованы следующие цветовые обозначения: *желтая область* – условная область величиной ± 200 мГц, в которой частота должна удерживаться в продолжительном режиме; *оранжевая область* – условная область



Рис. 5. Зависимость мощности одного из ГА (P) Серебрянских ГЭС от положения штока сервомотора направляющего аппарата (НА) при его медленном однонаправленном изменении



Рис. 6. Характер изменения частоты в опыте со сбалансированным отделением двух ГА Серебрянских ГЭС на работу в изолированном районе при исходной работе САУ ГА в режиме «Мощность». Повторно скорректированные алгоритмы и параметры настройки

величиной ± 400 мГц, в которой допускается кратковременное нахождение частоты; *красная область* – условная область за диапазоном ± 400 мГц, вход в которую признается неуспешным результатом эксперимента.

Сразу после сбалансированного по активной мощности отделения на изолированную работу произошло снижение частоты до величины порядка 49,4 Гц с дальнейшим восстановлением под действием САУ ГА. Снижение частоты произошло вследствие изменения электрической нагрузки района из-за скачкообразного изменения напряжения, которое, в свою очередь, произошло по причине ненулевого перетока реактивной мощности по отключаемой линии электропередачи. Ввиду невозможности обеспечения устойчивого регулирования частоты в изолированном районе при работе САУ ГА в режиме «Мощность» далее произошло стремительное увеличение амплитуды колебаний частоты, и уже на третьем полупериоде колебаний отклонение частоты от номинального значения привело к срабатыванию АЧР еще до автоматического перехода САУ в режим «Частота».

В следующем опыте в тех же условиях, но при предварительном переводе САУ ГА в режим «Частота» произошло кратковременное снижение частоты с развитием незатухающих периодических колебаний частоты в диапазоне $\pm 0,4$ Гц, как показано на рис. 7.

Изменение в ходе испытаний коэффициента передачи пропорционального канала по частоте и изменение заданной «мертвой полосы» по частоте при работе САУ ГА в режиме «Частота» существенно не повлияло на уровень колебаний частоты, в связи с чем испытания были досрочно завершены. Результаты данных натурных испытаний показали необходимость дальнейшей коррекции параметров настройки и алгоритмов функционирования САУ ГА Серебрянских ГЭС. Эта коррекция была выполнена на основе расчетов в цифровой модели энергосистемы и анализа результатов испытаний и включала в себя следующий перечень мероприятий:

- в режиме «Частота» была добавлена дополнительная фильтрация измеренного сигнала по частоте в соответствии со специально разработанной передаточной функцией, параметры которой зависят от загрузки ГА по мощности;
- условие перехода САУ ГА в режим «Частота» по счетчику колебаний было выведено из работы;
- было увеличено количество фиксируемых колебаний в условии автоматического перехода САУ ГА в режим «Частота» при выявлении колебаний с нарастающей амплитудой;
- была осуществлена очередная коррекция параметров настройки режимов «Мощность» и «Частота» САУ ГА.

После указанной коррекции были повторно выполнены натурные испытания, в ходе которых рассмотрены отделения на изолированную работу Серебрянских ГЭС

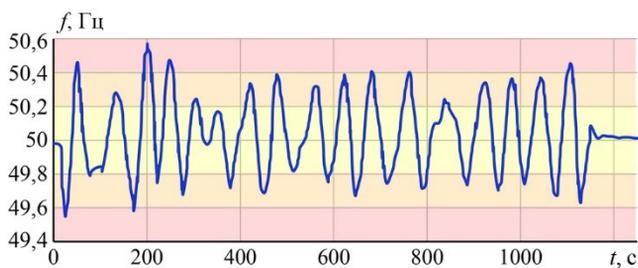


Рис. 7. Характер изменения частоты в опыте со сбалансированным отделением двух ГА Серебрянских ГЭС на работу в изолированном районе при исходной работе САУ ГА в режиме «Частота». Повторно скорректированные алгоритмы и параметры настройки

с различной величиной небаланса мощности, изменение состава включенного генерирующего оборудования и проверка устойчивости работы при переводе части САУ ГА в режим «Мощность» в условиях изолированной работы. Все эксперименты данных натурных испытаний были выполнены успешно, и САУ ГА производителя 1 обеспечивали устойчивое поддержание частоты в изолированном энергорайоне с колебаниями нерегулярного характера в диапазоне 49,75–50,25 Гц. В качестве примера на рис. 8 приведены результаты эксперимента с отделением одного ГА на изолированную работу с избытком мощности порядка 5 МВт.

Результаты натурных испытаний САУ ГА производителя 1 позволяют сделать следующие выводы:

- в математической модели ГА необходим учет существенного фактора – зоны нечувствительности системы регулирования ГА, достигающей эквивалентной ширины до 10 % номинальной мощности;
- окончательно скорректированные параметры и алгоритмы САУ ГА при отделении на изолированный энергорайон обеспечивают отклонение частоты в процессе регулирования не более $\pm 0,25$ Гц и не приводят к срабатыванию противоаварийной автоматики с действием на отключение потребителей;
- включение на параллельную работу с ГА, оснащенными САУ ГА производителя 1, ГА с гидромеханическим РЧВ типа ЭГРК-2М-100-40 оказывает положительное влияние на характер регулирования частоты и позволяет снизить отклонения частоты в процессе регулирования до $\pm 0,1$ Гц;
- в изолированном энергорайоне перевод САУ даже одного ГА из режима «Частота» в режим «Мощность» существенно ухудшает качество регулирования частоты и может приводить к «раскачиванию»;
- при отделении на работу в изолированном районе происходит автоматический перевод САУ ГА из режима «Мощность» в режим «Частота», в том числе при отсутствии небаланса активной мощности в момент отключения;
- при ручном переводе САУ ГА в режим «Мощность» в условиях изолированной работы возникают и развиваются колебания частоты, после чего происходит срабатывание алгоритма автоматического перевода САУ ГА из режима «Мощность» в режим «Частота» по дополнительному фактору («выявитель качаний»);
- предложенные окончательные параметры настройки и алгоритмы функционирования САУ ГА производителя 1 установлены в качестве рабочих;
- после завершения конкурсных процедур по модернизации систем регулирования ГА Серебрянских ГЭС, оснащенных гидромеханическими РЧВ типа ЭГРК-2М-100-40, целесообразно проверить работу САУ модернизируемых ГА на ПАК RTDS с дальнейшей проверкой в ходе натурных испытаний.

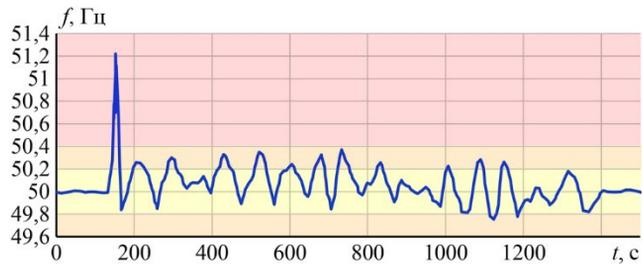


Рис. 8. Характер изменения частоты в опыте с отделением одного ГА Серебрянской ГЭС-15 на работу в изолированном районе с небалансом активной мощности порядка 5 МВт при исходной работе САУ ГА в режиме «Мощность». Окончательно скорректированные алгоритмы и параметры настройки

4. Испытания САУ ГА Серебрянских ГЭС производителя 2 на математической модели энергосистемы реального времени

В соответствии с планами по модернизации гидромеханические РЧВ типа ЭГРК-2М-100-40 заменялись на САУ ГА производителя 2, в связи с чем работа данных САУ ГА также проверялась на ПАК *RTDS* с дальнейшей проверкой в ходе натуральных испытаний.

Испытания САУ ГА Серебрянских ГЭС производителя 2 на ПАК *RTDS* выполнены в той же схеме, в которой проводились испытания САУ ГА производителя 1. К моделям ГА-2, ГА-3 Серебрянской ГЭС-16 были подключены программно-аппаратные модели (макеты) САУ ГА производителя 2, остальные ГА Серебрянских ГЭС управлялись упрощенными моделями САУ ГА производителя 1.

В моделях ГА Серебрянских ГЭС были учтены люфты, а также для проведения испытаний на ПАК *RTDS* были скорректированы и уточнены критерии успешности выполнения опытов:

- отсутствие незатухающих колебаний частоты в отделившейся части энергосистемы амплитудой более ± 200 мГц;
- при наличии периодических незатухающих колебаний частоты в отделившейся части энергосистемы амплитудой ± 200 мГц и менее их период колебаний составляет более 15 с;
- отсутствие факторов срабатывания I и II степени защиты от разгона ГА;
- в установившемся послеаварийном режиме САУ ГА должна обеспечивать реализацию требуемой первичной мощности с точностью в 1 % при установившихся значениях отклонения частоты 0,8 Гц и менее;
- при имитации ступенчатого изменения частоты на 0,8 Гц 100 % первичной мощности должно реализовываться за 60 секунд с учетом погрешности по мощности в 1 %.

В ходе проведения испытаний на ПАК *RTDS* была выявлена некорректная работа САУ ГА производителя 2:

- при отклонении частоты от 50 Гц на большую величину (порядка ± 1 Гц) САУ ГА переходил в режим астатического регулирования частоты;
- после отделения на изолированную работу наблюдалось перерегулирование существенной величины. Так, например, в одном из опытов при отключении с избытком мощности после первого «заброса» частоты САУ ГА обеспечивал ее восстановление, однако далее приводил к временному снижению частоты до величины порядка 43 Гц, что в условиях работы реального генерирующего оборудования привело бы к его аварийному останову и погашению энергосистемы;
- в условиях изолированной работы наблюдались колебания частоты с размахом до 2,5 Гц и периодом порядка 150 с.

Несмотря на неоднократные корректировки алгоритмов функционирования и параметров настройки САУ ГА, выполняемые производителем 2, за отведенное время испытаний не удалось обеспечить работу САУ ГА в полном соответствии с обозначенными критериями:

- после отделения ГА на изолированную работу и перехода САУ ГА в режим «Частота» в ряде экспериментов величина выданной ГА первичной мощности не соответствовала требуемой;
- при отделении ГА на изолированную работу совместно с ГА, оснащенным упрощенной моделью САУ производителя 1, в начале переходного процесса ГА под управлением САУ производителя 2 регулировал в противоположную сторону от требуемой на значительную величину (далее – несогласованная работа САУ ГА). В частности, в одном из экспериментов (рис. 9) при повышении частоты САУ ГА оказывал воздействие на открытие направляющего аппарата ГА вплоть до наступления и удержания ограничения максимальной мощности в течение порядка 60 с;
- при работе ГА в сети и возникновении условий, которые не удалось четко выявить за время испытаний, САУ ГА мог переходить в режимы функционирования, которые не предусмотрены для работы ГА в энергосистеме.

В связи с тем, что была выявлена несогласованная работа САУ различных производителей при параллельной работе ГА под их управлением, было принято решение продолжить испытания на ПАК *RTDS* в два этапа:

- проверка и корректировка алгоритмов работы и параметров настройки САУ производителя 2 с упрощенным моделированием работы САУ производителя 1 до получения положительного результата в соответствии с ранее принятыми критериями;
- проверка и корректировка алгоритмов работы и параметров настройки САУ производителей 1 и 2 при оснащении модели реального времени макетами САУ ГА обоих производителей до получения положительного результата в соответствии с критериями, учитывающими новые требования (пояснения ниже).

Производителю 2 потребовалось проведение еще двух испытаний на ПАК *RTDS*, чтобы обеспечить работу своей САУ ГА в соответствии со всеми ранее принятыми критериями.

В период подготовки к проведению совместных испытаний макетов САУ ГА обоих производителей на ПАК *RTDS* началась подготовка к выпуску новых требований, регламентирующих работу САУ ГА при отделении на изолированную работу [3]. Планируемые к вводу требования [3] на момент проведения совместных испытаний макетов САУ ГА обоих производителей существовали в виде проекта и содержали детальные требования к работе САУ при отделении ГА на изолированную работу.

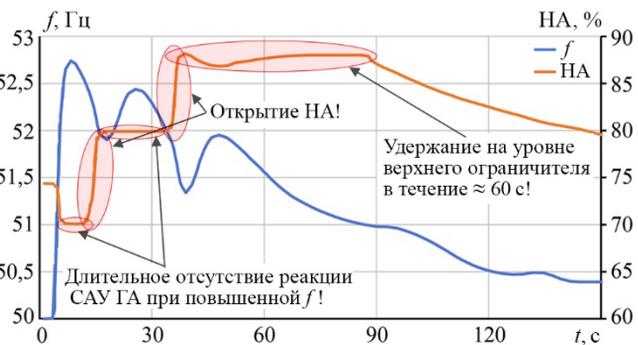


Рис. 9. Частота (f) и положение штока сервомотора направляющего аппарата (НА) ГА под управлением САУ производителя 2 при отделении Серебрянских ГЭС на изолированную работу с избытком активной мощности с параллельной работой двух ГА под управлением САУ производителя 2 и одного ГА под управлением САУ производителя 1. ПАК *RTDS*

Данные требования отличаются по своему составу и количественным показателям от тех, которые использовались ранее при проверке корректности работы САУ ГА обоих производителей, в связи с чем производителями была выполнена заблаговременная адаптация алгоритмов функционирования своих макетов САУ ГА.

В ходе проведения совместных испытаний макетов САУ ГА обоих производителей на ПАК *RTDS* с проверкой по проекту требований [3] была выявлена некорректная работа САУ ГА, заключающаяся в:

- недостаточной точности выдачи первичной мощности ГА под управлением САУ производителя 1 в условиях изолированной работы Серебрянских ГЭС;
- появлении незатухающих колебаний частоты с размахом порядка 1 Гц и периодом порядка 20 с при изолированной работе ГА под управлением САУ производителя 2.

После корректировки алгоритмов работы и параметров настройки макетов САУ ГА обоих производителей были проведены повторные испытания, которые показали корректную работу во всех проведенных экспериментах. По результатам испытаний было рекомендовано проверить работу ГА Серебрянских ГЭС с обновленной версией программного обеспечения САУ обоих производителей в ходе натуральных испытаний.

5. Натурные испытания САУ ГА Серебрянских ГЭС производителей 1 и 2

Для проверки работы САУ ГА Серебрянских ГЭС обоих производителей была проведена серия натуральных испытаний, которая включала в себя отделение ГА на изолированную работу с малой нагрузкой порядка 7 МВт с нулевым небалансом мощности и различным сочетанием включенных в работу ГА. В процессе испытаний при работе ГА в изолированных условиях проводилась проверка их функционирования в режимах работы САУ «Мощность» и «Частота».

В качестве примера на рис. 10 приведены результаты одного из экспериментов, которые показали возможность работы ГА Серебрянских ГЭС на малую нагрузку района при любом сочетании режимов работы, кроме работы САУ производителя 1 в режиме «Мощность» и производителя 2 в режиме «Частота» (зарегистрированы интенсивные периодические колебания частоты с выходом за диапазон ± 400 мГц).

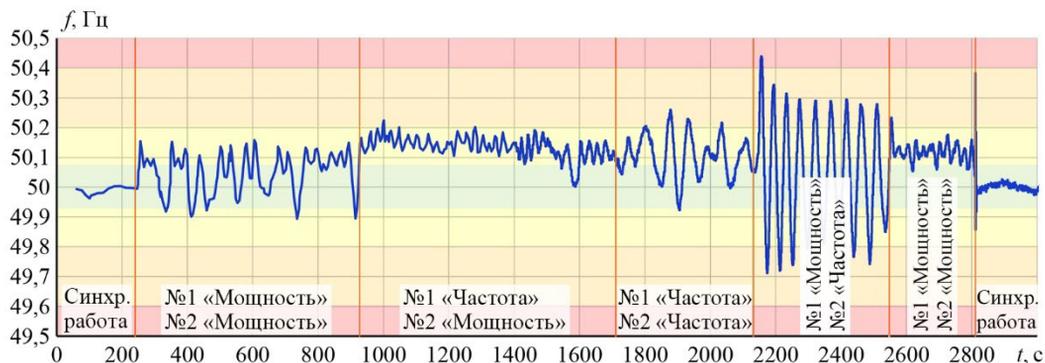


Рис. 10. Характер изменения частоты при работе двух ГА Серебрянских ГЭС в изолированных условиях на нагрузку порядка 7 МВт под управлением САУ производителей 1 и 2 (№ 1 и № 2 – на рисунке) при различном сочетании режимов работы САУ ГА.

Зеленая область – заданная «мертвая полоса» по частоте в режиме «Мощность» величиной ± 75 мГц

По итогам проведенных натурных испытаний САУ ГА Серебрянских ГЭС производителей 1 и 2 сделаны следующие выводы:

- и при работе в ЕЭС России, и в изолированных условиях обеспечивается требуемая величина первичной мощности;
- в условиях изолированной работы амплитуда колебаний не превышала величины ± 400 мГц относительно среднего значения;
- при возникновении колебаний частоты нарастающей амплитуды и работе САУ ГА производителя 1 в режиме «Мощность» происходит его автоматический перевод в режим «Частота». Уставки перевода САУ ГА производителя 2 из режима «Мощность» в режим «Частота» в ходе испытаний не достигались;
- работа САУ ГА производителя 1 в режиме «Мощность» может приводить к появлению незатухающих колебаний частоты или колебаний частоты с нарастающей амплитудой, однако это не приводило к негативным последствиям, поскольку в алгоритмах САУ обоих производителей предусмотрен автоматический перевод в режим «Частота» при выявлении незатухающих колебаний частоты высокой интенсивности;
- одновременная работа нескольких гидроагрегатов при работе их САУ в режиме «Мощность» может обеспечивать лучшее качество регулирования частоты, чем при работе этих САУ в режиме «Частота». В то же время следует отметить, что в изолированных условиях работы Серебрянских ГЭС период колебаний частоты при работе САУ в режиме «Мощность» составляет порядка 15–30 с и является «опасным» с точки зрения устойчивости регулирования. Так, во время различных испытаний и по результатам расследования технологического нарушения 29.10.2018 было выявлено, что при нарушении устойчивости регулирования частоты в изолированных условиях работы Серебрянских ГЭС наблюдаются колебания частоты с определенными характеристиками: период составляет порядка 20–40 с, характер близок к синусоидальному. Кроме того, запасы устойчивости регулирования существенно снижаются при увеличении загрузки ГА по мощности;
- работа САУ ГА обоих производителей соответствует принятым критериям качества, и натурные испытания признаются успешными.

Заключение

Аварийная ситуация, произошедшая в октябре 2018 с отделением Серебрянских ГЭС на длительную изолированную работу, привела к тяжелым экономическим последствиям. Функционирование гидроагрегатов Серебрянских ГЭС в изолированных условиях сопровождалось колебаниями частоты большой амплитуды, что приводило к многократному срабатыванию устройств локальной противоаварийной автоматики, нарушало нормальное электроснабжение потребителей, осложняло ликвидацию последствий аварии, тем самым такое функционирование послужило развитию самой аварийной ситуации. Причиной появления колебаний частоты являлась работа систем автоматического управления гидроагрегатами Серебрянских ГЭС.

Опыт показал, что для корректного моделирования процесса изменения частоты при отделении гидроагрегата или небольшого энергорайона с несколькими ГЭС на изолированную работу требуется подробное моделирование гидротурбин и их

систем автоматического управления, а также устройств локальной противоаварийной автоматики.

Имеющиеся в настоящее время широко используемые модели гидротурбин не подходят для проведения такого рода исследований, в связи с чем в АО «НТЦ ЕЭС» была разработана подробная модель гидротурбины, позволяющая воспроизвести поведение поворотной-лопастной гидротурбины в изолированных условиях работы и при изменении режимных параметров в широком диапазоне. Была выявлена особенность гидротурбин Серебрянских ГЭС, заключающаяся в аномально высокой зоне нечувствительности регулирующих органов гидротурбины. Величина данной зоны нечувствительности получена путем выполнения специальных натуральных экспериментов.

Взаимодействие с производителями систем автоматического управления гидроагрегатами Серебрянских ГЭС выявило отсутствие методик выбора параметров настройки, обеспечивающих устойчивое регулирование частоты во всем регулируемом диапазоне гидроагрегата при отделении на изолированную работу. По существующим методикам выполняется настройка систем автоматического управления и натурные испытания по определению устойчивости только вблизи нагрузки собственных нужд гидроагрегатов, и уставки автоматического перевода из режима «Мощность» в режим «Частота» задаются заводскими только с проверкой корректности реализованной программной логики. Настройка с дальнейшей проверкой устойчивости при загрузке гидроагрегата по мощности вплоть до уровня номинального значения не выполняется по причине как отсутствия соответствующих моделей гидроагрегатов у производителей систем автоматического регулирования, так и чрезвычайно сложной (и во многих случаях – невозможной) процедурой проведения натуральных испытаний с отделением ГЭС на «большой» район. Проверка и согласование уставок автоматического перевода из режима «Мощность» в режим «Частота» с уставками устройств АЧР и АОПЧ не выполняется ввиду полного отсутствия такой практики.

Также опыт показал, что стандартно применяемые алгоритмы регулирования частоты и мощности гидроагрегатов не могут обеспечить высокое качество регулирования частоты во всех схемно-режимных условиях работы Серебрянских ГЭС. Для получения положительного результата производителям потребовалась существенная переработка алгоритмов регулирования частоты и мощности, а также их адаптация под особенность гидротурбин Серебрянских ГЭС, заключающуюся в аномально высокой зоне нечувствительности регулирующих органов гидротурбины.

Выполненные в АО «НТЦ ЕЭС» исследования показали, что задача корректировки алгоритмов регулирования частоты и мощности гидроагрегатов и выбора их параметров настройки может быть успешно решена путем проведения испытаний с подключением промышленных образцов систем регулирования (или их макетов) к модели гидроагрегатов и энергосистемы, функционирующим в режиме реального времени (*Hardware-in-the-Loop testing*).

Полученный в результате данных исследований опыт может быть использован для исследования работы систем регулирования любой ГЭС, оснащенной поворотной-лопастными или радиально-осевыми гидротурбинами, что позволит повысить надежность работы гидроагрегатов данной ГЭС как в нормальных режимах работы, так и в аварийных с разделением энергосистемы на несинхронно работающие части.

Список литературы

1. Гуриков О. В., Кабанов Д. А. Разработка математических моделей гидротурбин для исследования переходных процессов с изменением частоты в энергосистеме / О. В. Гуриков, Д. А. Кабанов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 82(1). – С. 73–94.
2. Моделирование поворотно-лопастной гидротурбины в задачах анализа электро-механических переходных процессов / А. С. Герасимов, О. В. Гуриков, Д. А. Кабанов, Е. И. Сацук, А. Н. Смирнов // Известия НТЦ Единой Энергетической Системы. – 2022. – № 86. – С. 5–16.
3. ГОСТ Р 70661-2023 Устройства автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций. Нормы и требования : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2023-04-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2023.

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, директор по системным исследованиям Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov_a@ntcees.ru

Герасимов Дмитрий Александрович, аспирант Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov_d@ntcees.ru

Гуриков Олег Викторович, канд. техн. наук, старший научный сотрудник отдела системных исследований Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Кабанов Дмитрий Анатольевич, заведующий сектором испытаний систем управления и автоматики отдела системных исследований Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kabanov_d@ntcees.ru

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

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

Смирнов Андрей Николаевич, канд. техн. наук, заведующий отделом системных исследований Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smirnov_a@ntcees.ru

УДК 621.314

А. С. Бердин, Д. А. Кабанов, А. Н. Мойсейченко, М. Д. Сенюк

Определение угловой скорости вращения и ускорения ротора синхронного генератора в переходных процессах по измерениям его электрических параметров

Работа посвящена разработке способа косвенного определения угловой скорости и ускорения вращения ротора синхронной машины с частотой более 50 Гц по результатам измерений напряжения и тока обмотки якоря и тока обмотки возбуждения и известным электрическим и механическим параметрам синхронной машины. Апробация способа выполнена на данных, полученных в ходе испытаний на электродинамической модели АО «НТЦ ЕЭС». Разработанный способ может применяться для целей противоаварийного управления режимами энергосистем, а также проведения испытаний систем регулирования энергоблоков.

Ключевые слова: синхронная машина, угловая скорость вращения ротора, цифровая обработка сигналов.

Введение

Одним из средств противоаварийной автоматики, направленных на повышение устойчивости энергосистем, является аварийная разгрузка паровых турбин [1], представляющая собой быстрое уменьшение мощности турбины за счет прикрытия регулирующих клапанов, обеспечивающее компенсацию избыточной кинетической энергии роторов агрегатов на начальной стадии переходного процесса, вызванного аварийным возмущением. Интенсивность кратковременной (импульсной) разгрузки турбины (ИРТ) характеризуется глубиной и скоростью разгрузки [1], зависящими от параметров подаваемого в систему управления турбины импульса: амплитуды и длительности, выбор которых должен производиться с учетом экспериментальных зависимостей (импульсных диаграмм) [1–4], определяемых по результатам натурных испытаний.

При проведении таких испытаний должно производиться измерение мощности синхронного генератора (СГ) и частоты вращения турбины [5, 6].

Измерительные преобразователи прямого измерения частоты вращения ротора в составе систем управления и/или защиты выполняют усреднение измеряемой величины и/или используют недостаточно высокую частоту дискретизации встроенных в измерительный преобразователь АЦП и/или не предоставляют доступ к результатам измерений чувствительного элемента до выполнения аналого-цифрового преобразования, что не позволяет получать значения частоты вращения / угловой скорости вращения ротора СГ с частотой более 50 Гц.

В статье приведено краткое описание способа косвенного определения значений частоты вращения / угловой скорости вращения ротора синхронных машин (СМ) с частотой дискретизации более 50 Гц по результатам измерений напряжения и тока обмотки якоря и тока обмотки возбуждения и известным параметрам синхронной машины и апробация ее на физической модели.

Расчет механической частоты вращения / угловой скорости вращения ротора СГ возможен по результатам измерений мгновенных значений токов и напряжений

обмотки статора, мгновенных значений напряжения и силы тока возбуждения СГ или напряжения и силы тока возбуждения подвозбудителя [7], расчетным параметрам СГ, обмоточным данным и/или результатам испытаний [8–11].

Очевидно, что при наличии векторных измерений частоты электрической системы f_c , а также указанных выше мгновенных значений токов и напряжений, позволяющих выполнить расчет первой производной по времени угла нагрузки СМ θ , косвенное определение угловой скорости вращения ротора возможно с использованием следующего соотношения:

$$\omega = 2\pi f_c + \frac{d(\theta)}{dt}, \quad (1)$$

где f_c – частота электрической системы, Гц;

$\frac{d(\theta)}{dt}$ – первая производная по времени угла нагрузки СМ θ .

Величину угла нагрузки СМ возможно косвенно определить по уравнениям равновесия для электрических напряжений и ЭДС и/или МДС, соответствующих:

- векторной диаграмме [8] для известного индуктивного сопротивления X_q в режиме симметричной нагрузки СМ:

$$\theta = \psi - \varphi = \arg(\dot{U} + i \cdot r_a + j \cdot i \cdot X_q) - \varphi, \quad (2)$$

где ψ – угол между вектором тока \dot{I} и вектором ЭДС \dot{E} ;

φ – угол между вектором тока \dot{I} и вектором напряжения \dot{U} ;

$\arg(x)$ – функция, определяет аргумент комплексного числа x ; $j = \sqrt{-1}$;

\dot{U} – вектор напряжения обмотки статора СМ;

\dot{I} – вектор тока обмотки статора СМ;

r_a – активное сопротивление обмотки статора СМ;

X_q – индуктивное сопротивление по оси q .

Результаты определения угла нагрузки неявнополюсной СМ для известного индуктивного сопротивления X_q при малых отклонениях угла нагрузки были приведены в [9].

Погрешность определения угла θ будет определяться величиной изменения сопротивления СМ по поперечной оси при изменении режима работы СМ [9];

- векторной диаграмме Потье [8, 10, 11] для известного значения расчетного индуктивного сопротивления Потье X_p в режиме симметричной нагрузки СМ. Значение расчетного индуктивного сопротивления Потье X_p может быть рассчитано при проектировании СМ, определено экспериментально при проведении испытаний СМ [10, 11]. Для текущего режима СМ величина расчетного индуктивного сопротивления Потье X_p может быть определена при наличии измерения тока обмотки возбуждения СМ I_f по результатам измерений при решении уравнений равновесия для векторной диаграммы Потье (рис. 1). Угол θ между вектором ЭДС и вектором напряжения обмотки статора \dot{U} (рис. 1) определяется с учетом насыщения магнитной цепи СМ в результате расчета векторных величин диаграммы Потье при наличии измерения тока обмотки возбуждения I_f и рассчитанной или экспериментальной характеристики холостого хода. Погрешность определения угла θ с применением диаграммы Потье не превышает 10 %.

Способ определения угла нагрузки СМ θ с использованием диаграммы Потье применяется в АРВ для косвенного определения тока ротора I_f при отсутствии его прямого измерения.

Для других способов косвенного определения угла нагрузки СМ потребуется большее количество заранее определенных параметров СМ и/или большие затраты вычислительных ресурсов измерительно-вычислительного комплекса.

Оценка качества косвенного определения угловой скорости вращения ротора с применением значений синхронной частоты f_c и диаграммы Потье выполнена путем сравнения значений, рассчитываемых по формуле (1), с измеренными значениями угловой скорости вращения ротора на экспериментальной установке электродинамической модели (ЭДМ) НТЦ ЕЭС.

Для расчета частоты вращения/угловой скорости вращения ротора СМ возможно применение рассчитанного значения угла нагрузки как с применением X_q , так и с применением X_p .

Количественную оценку влияния изменения сопротивления по поперечной оси, приводящего к погрешности определения угловой скорости первичного двигателя (турбины), можно будет выполнить по результатам более полных экспериментальных исследований путем сравнения с точными прямыми измерениями угловой скорости турбины. В качестве примера для использованных экспериментальных данных СГ-4 в опыте сброса и наброса симметричной нагрузки одного СГ группы из 4 СГ с подключением к ШБМ (описание опыта ниже) диапазон изменения X_d 13,5 %...-4,9 %, от начального значения, X_q -10,8 % ... 21,6 % от начального значения.

1. Апробация предложенного способа

Для модельных синхронных генераторов СГ-1, СГ-4 неявнополюсного исполнения полной мощностью $S_{ном} = 5$ кВ·А, $2p = 4$ с первичным двигателем постоянного тока выполнена оценка возможности определения частоты вращения ротора по результатам измерений электрических параметров при изменении величины нагрузки в опытах сброса и наброса симметричной нагрузки модельного генератора СГ-1 (сброс активной мощности на 0,266 о.е. с 0,386 о.е. до 0,12 о.е. уменьшением мощности приводного двигателя):

- при параллельной работе группы из 4 модельных СГ на общую нагрузку с подключением к ШБМ. Величина изменения нагрузки индивидуальна для каждого модельного СГ. СГ-4 до начала переходного процесса был нагружен активной мощностью 1,05 о.е. и реактивной мощностью 0,39 о.е. При возникновении возмущений в момент времени 1,5 с реактивная мощность СГ-4 снижается на

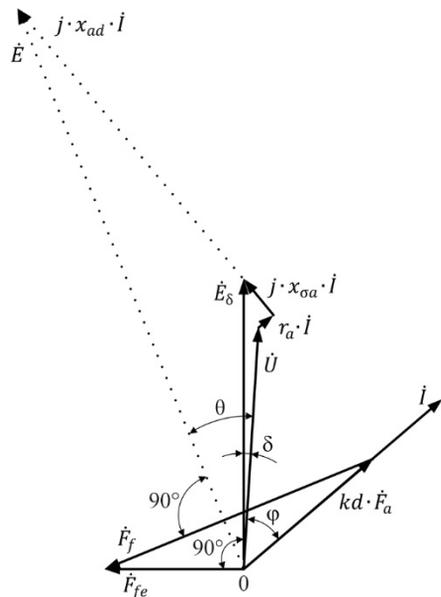


Рис. 1. Диаграмма Потье неявнополюсного СГ ($X_{ad} \approx X_{aq}$)

0,79 о.е. достигая значения 0,26 о.е., после 7 с – увеличивается достигая 0,39 о.е. в момент времени 10 с. Переходный процесс сопровождается колебаниями активной мощности СГ-4 относительно значения 1,0 о.е.;

- при параллельной работе группы из 4 модельных СГ на общую нагрузку без подключения к ШБМ. Величина изменения нагрузки индивидуальна для каждого модельного СГ. СГ-4 до начала переходного процесса был нагружен активной мощностью 1,04 о.е. и реактивной мощностью 0,42 о.е. В момент времени 0,88 с происходит увеличение, затем постепенное снижение активной мощности СГ-4. Реактивная мощность СГ-4 снижается до 0,28 о.е. После 8 с восстановление уровня реактивной мощности сопровождается медленно затухающими колебаниями. СГ-1 до начала переходного процесса был нагружен активной мощностью 0,386 о.е. и реактивной мощностью 0,152 о.е. В момент времени 0,88 с происходит сброс активной мощности на 0,266 о.е. до значения 0,12 о.е. уменьшением мощности приводного двигателя. После 8 с – наброс активной мощности на 0,266 о.е. до 0,386 о.е.

На рис. 2 приведены графики электрической угловой скорости вращения поля статора ω_1 и вращения ротора измеренной ω_{mes} для СГ-1 при параллельной работе группы из 4 СГ на общую нагрузку без подключения к ШБМ в опыте сброса и наброса симметричной нагрузки.

Соответствующее изменение величины скольжения при работе модельного СГ-1 при параллельной работе группы из 4 СГ на общую нагрузку без подключения к ШБМ в опыте сброса и наброса симметричной нагрузки приведено на рис. 3.

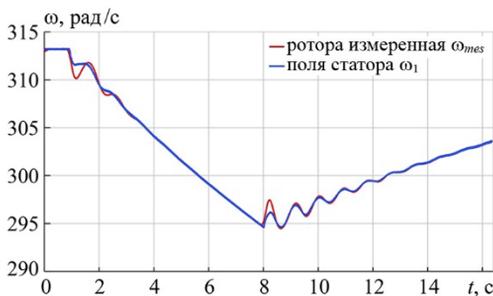


Рис. 2

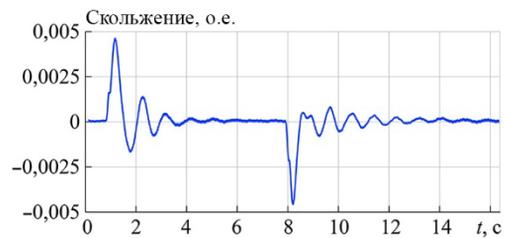


Рис. 3

Выполнен расчет угловой скорости вращения ротора модельного СГ-1 по формуле (1) с применением измеренного значения угла нагрузки СМ. На рис. 4 для сравнения приведены графики значения электрической угловой скорости вращения ротора для СГ-1 при параллельной работе группы из 4 СГ на общую нагрузку без подключения к ШБМ в опыте сброса и наброса симметричной нагрузки:

- измеренного ω_{mes} ;
- рассчитанного по формуле (1) с применением измеряемого угла нагрузки СМ (контрольный расчет с целью проверки программной реализации алгоритма расчета с применением формулы (1), далее по тексту — контрольный расчет).

На рис. 5 приведен график относительной погрешности контрольного расчета угловой скорости вращения ротора для СГ-1 при параллельной работе группы из 4 СГ на общую нагрузку без подключения к ШБМ в опыте сброса и наброса симметричной нагрузки.

Как видно из графиков на рис. 4, 5, графики измеренной ω_{mes} и рассчитанной угловой скорости ротора СМ практически совпадают, и величина отклонения рассчитанного контрольного значения угловой скорости вращения ротора от измеряемого значения не превышает $1,9 \cdot 10^{-3}$ о.е. (0,19 %).



Рис. 4

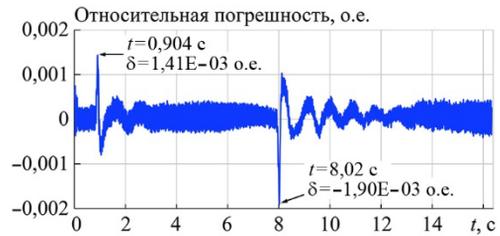


Рис. 5

На рис. 6 приведены графики значений электрической угловой скорости вращения ротора при работе модельного СГ-1 без подключения к ШБМ в опыте сброса и наброса симметричной нагрузки:

- рассчитанной по формуле (1) с применением диаграммы Потье по результатам электрических измерений ω_{calc} ;
- измеренной ω_{mes} ;
- угловой скорости вращения поля статора.

График относительной погрешности расчета угловой скорости ротора с применением диаграммы Потье по результатам электрических измерений для СГ-1 при параллельной работе группы из 4 СГ на общую нагрузку без подключения к ШБМ в опыте сброса и наброса симметричной нагрузки приведен на рис. 7. Величина относительной погрешности не превышает $4,49 \cdot 10^{-3}$ о.е. (0,449 %).



Рис. 6

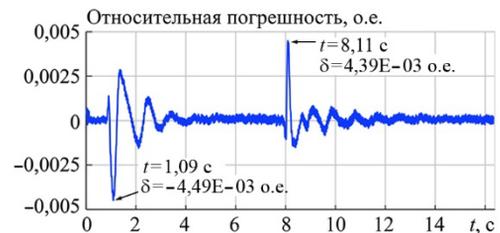


Рис. 7

Значения наибольшей величины относительной погрешности расчета угловой скорости вращения ротора генераторов СГ-4, СГ-3, СГ-1 в опытах представлены в табл. 1. Величина наибольшей относительной погрешности значения угловой скорости вращения ротора, рассчитанного с применением диаграммы Потье по результатам электрических измерений не превышает $4,49 \cdot 10^{-3}$ о.е. ($4,49 \cdot 10^{-1}$ %) для СГ-1 и $8,62 \cdot 10^{-4}$ о.е. ($8,62 \cdot 10^{-2}$ %) для СГ-3.

Практическое совпадение графиков (см. рис. 4) измеренных значений угловой скорости вращения ротора и рассчитанных значений по (1) для входных величин:

частота системы, измеренное значение угла нагрузки СМ, позволяет сделать вывод о том, что наибольшие отклонения рассчитываемой величины угловой скорости вращения ротора от измеряемого ее значения (см. рис. 6, 7, табл. 1), проявляются при появлении скольжения ротора вследствие погрешности определения угла нагрузки СМ по диаграмме Потье.

Таблица 1

Величина наибольшей относительной погрешности расчета угловой скорости вращения ротора

Генератор	Наличие в схеме опыта подключения к ШБМ	Величина наибольшей относительной погрешности расчета угловой скорости вращения ротора	
		о.е.	%
СГ-4	с ШБМ	$9,23 \cdot 10^{-4}$	$9,23 \cdot 10^{-2}$
СГ-4	без ШБМ	$1,6 \cdot 10^{-3}$	$1,6 \cdot 10^{-1}$
СГ-3	без ШБМ	$8,62 \cdot 10^{-4}$	$8,62 \cdot 10^{-2}$
СГ-1	без ШБМ	$4,49 \cdot 10^{-3}$	$4,49 \cdot 10^{-1}$

Для расчета механической мощности турбины по уравнению движения ротора необходимо вычисление углового ускорения α дифференцированием по времени угловой скорости вращения ротора ω . Выполнение дифференцирования угловой скорости вращения ротора ω приводит к необходимости применения сглаживающей фильтрации результатов дифференцирования. На рис. 8 приведены графики углового ускорения ротора α при параллельной работе группы из 4 СГ на общую нагрузку без подключения к ШБМ в опыте сброса и наброса симметричной нагрузки, рассчитанные для измеренной ω_{mes} (измерение) и для рассчитанной ω_{calc} (расчет) угловой скорости вращения ротора СГ-1 после сглаживания цифровым фильтром. На рис. 9 приведен график распределения значений абсолютной погрешности расчета углового ускорения вращения ротора СГ-1.

Величина абсолютной погрешности определения углового ускорения ротора, умноженная на величину момента инерции ротора войдет в состав абсолютной погрешности расчета момента турбины.

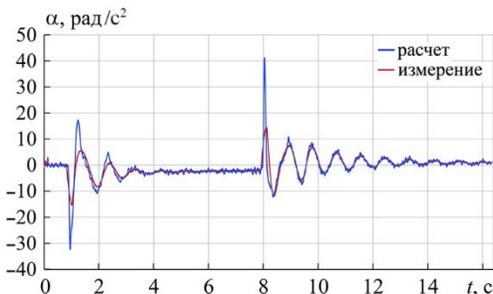


Рис. 8

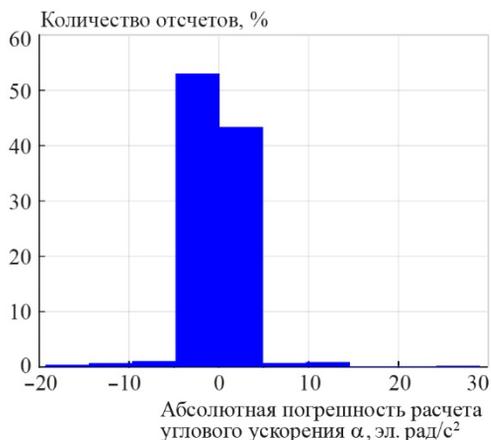


Рис. 9

Заключение

Для косвенного определения угловой скорости вращения ротора возможно применение формулы (1) и величины угла нагрузки СМ, определяемой с применением диаграммы Потье.

Контрольные расчеты с применением измерений угла нагрузки СМ подтверждают правильность реализации алгоритма расчета ω_{calc} по формуле (1).

Величина относительной погрешности значения угловой скорости вращения ротора ω_{calc} , рассчитанного по результатам электрических измерений с применением диаграммы Потье в рассмотренных опытах сброса и наброса симметричной нагрузки для модельного СГ не превысила $4,49 \cdot 10^{-3}$ о.е. ($4,49 \cdot 10^{-1}$ %).

Для уменьшения относительной погрешности необходимо дополнительно ввести обратную связь по изменению составляющих потокосцепления обмотки статора по осям d, q .

Расчет угла нагрузки СМ и угловой скорости вращения ротора позволит определять величины индуктивных сопротивлений СМ по осям d и q .

Целесообразно оценить величину погрешности для различных режимов работы большего количества СГ.

Количественно влияние режимов работы СМ на результат расчета частоты вращения / угловой скорости вращения ротора СМ перечисленными, а также и другими способами, возможно будет определить по результатам более полных экспериментальных исследований.

Список литературы

1. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения) / Министерство энергетики и электрификации СССР; Главное научно-техническое управление энергетики и электрификации. – Москва: СПО Союзтехэнерго, 1987.
2. Внедрение режима импульсной разгрузки турбогенератора на энергоблоке № 2 Ростовской атомной станции / Б. В. Доровских, В. П. Дерий, В. В. Люльчак и др. // Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: мат. конф. – Подольск, 2011.
3. Филипчик Ю. Д. Оценка эффективности импульсной разгрузки турбин энергоблоков АЭС для повышения динамической устойчивости / Ю. Д. Филипчик // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2012. – № 3. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-effektivnosti-impulsnoy-razgruzki-turbin-energoblokov-aes-dlya-povysheniya-dinamicheskoy-ustoychivosti>
4. Гармидер Д. Н., Фомин В. А. Характеристики парогазовых установок для противоаварийного управления энергосистемой / Д. Н. Гармидер, В. А. Фомин // Глобальная энергия. – 2013. – № 1 (166). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/harakteristiki-parogazovyh-ustanovok-dlya-protivoavariynogo-upravleniya-energositemy>
5. МУ 34-70-062-83 Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин : дата введения 1983-12-16 / ПО «Союзтехэнерго», «Южтехэнерго», ВТИ им. Ф. Э. Держинского. – 1984.
6. ГОСТ Р 70605-2022. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Импульсная и длительная разгрузка турбин.

- Общие требования и методика испытаний : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2023-02-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – изд. официальное. – Москва : Российский институт стандартизации, 2023.
7. ГОСТ Р 59365-2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2021-05-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2021.
 8. Вольдек А. И. Электрические машины / А. И. Вольдек. – 3-е изд., перераб. – Ленинград: Энергия, 1978. – 832 с.
 9. Сравнение методов определения синхронизирующей мощности синхронной машины по результатам экспериментальных исследований на электродинамической модели / Бердин А. С., Герасимов А. С., Коваленко П. Ю., Мойсейченков А. Н. // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2015. – № 2 (73). – С. 72–82.
 10. ГОСТ 10169-77. Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний. Взамен ГОСТ 10169-68 : дата введения 1978-01-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – изд. официальное. – Москва : Издательство Стандартов, 1984.
 11. ГОСТ Р МЭК 60034-4-2012. Машины электрические вращающиеся. Часть 4. Методы экспериментального определения параметров синхронных машин : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2014-06-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2014.

Бердин Александр Сергеевич, д-р техн. наук, профессор кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина (УрФУ).

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

Кабанов Дмитрий Анатольевич, заведующий сектором испытаний систем управления и автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kabanov_d@ntcees.ru

Мойсейченков Александр Николаевич, канд. техн. наук, доцент кафедры электротехники Уральского федерального университета им. Первого Президента России Б.Н. Ельцина (УрФУ).

E-mail: a.n.moiseichenkov@urfu.ru

Сеньюк Михаил Дмитриевич, канд. техн. наук, ведущий программист отдела противоаварийной автоматики АО «НТЦ ЕЭС», ведущий инженер кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина (УрФУ).

E-mail: senyuk@niipt-ems.ru

УДК 621.314

Н. Н. Меньшиков, Е. Н. Попков, А. О. Фешин

Современная версия программного вычислительного комплекса «РИТМ» для моделирования процессов в электроэнергетических системах

В доступной форме изложены основные положения теории имитационного моделирования электроэнергетических систем с высокой степенью идеальности расчетных схем. Дана общая характеристика программного вычислительного комплекса автоматизированного моделирования процессов в электроэнергетических системах. Выполнено моделирование переходного процесса включения под нагрузку автономной электроэнергетической системы с шестифазным генератором.

Ключевые слова: имитационное моделирование, математическая модель, макромодель, программный вычислительный комплекс, моделирование в электроэнергетических системах произвольной конфигурации.

Введение

Имитационное моделирование является практически единственным способом исследования больших электроэнергетических систем. Получение имитационной модели системы, последующее изучение и корректировка ее свойств позволяют обойтись без дорогостоящего физического моделирования.

Получение имитационной модели системы – весьма трудоемкий процесс, требующий высокой и всесторонней квалификации. В связи с этим заслуживают внимания работы, направленные на автоматизацию этого процесса [1].

Автоматизация имитационного моделирования электроэнергетических систем требует разработки таких программных средств, которые были бы способны по информации о системе получить ее имитационную модель и в соответствии с заданием выполнить расчет необходимых процессов.

Очевидно, что для успешного решения задачи получения имитационной модели необходима реализация принципа блочного построения имитационных моделей с использованием макромоделей типовых элементов электроэнергетических систем относительно внешних присоединений.

Основные положения теории имитационного моделирования

Создание универсального программного обеспечения требует принятия ряда принципиальных решений.

Первое решение касается способа описания расчетной схемы исследуемой электроэнергетической системы, поскольку именно он во многом определяет класс систем, для исследования которых может быть использовано программное обеспечение. Энергетические системы содержат хотя и обширный, но ограниченный набор типовых элементов, которые обеспечивают производство, преобразование, передачу, распределение электрической энергии и ее использование. В связи с этим целесообразно применить наиболее общий способ описания расчетной схемы исследуемой системы, суть которого состоит в представлении исходной системы в виде совокупности макромоделей типовых элементов вычислительного комплекса. При этом макромодели типовых элементов должны эквивалентировать не только силовые электрические, механические и другие элементы исследуемой электроэнергетической

системы, но и являться описанием систем регулирования, автоматики и управления, а также устройств регистрации и обработки результатов расчетов. В таком подходе принципиальная схема исследуемой электроэнергетической системы заменяется расчетной схемой имитационной модели. Очевидно, что представление исследуемой системы в виде совокупности макромоделей полностью снимает ограничения на вид расчетной схемы, а класс исследуемых систем ограничивается только объемом и полнотой библиотеки типовых элементов комплекса. В свою очередь, развитие этой библиотеки обеспечивает последовательное расширение класса систем, для исследования которых может быть использован вычислительный комплекс. Причем следует заметить, что развитие библиотеки может осуществляться как в направлении получения макромоделей новых типовых элементов, так и в направлении укрупнения существующих макромоделей. Последнее позволяет получать эквиваленты некоторых агрегатов типовых элементов и тем самым обеспечивать снижение трудоемкости подготовительной работы при описании исходной схемы исследуемой системы.

Второе принципиальное решение касается допускаемой степени идеализации имитационной модели исследуемой электроэнергетической системы, представляемой совокупностью макромоделей вычислительного комплекса. При разработке макромоделей того или иного элемента электроэнергетической системы учитывается, как правило, состав возможных допущений. Этот состав может определяться как исследуемой системой, так и задачей, решаемой с помощью имитационного моделирования. Например, модель электрической вращающейся машины может быть получена и на основе описания процессов в соответствии с полной системой уравнений Парка–Горева, и на основе более простых соотношений. Схемы преобразователей могут содержать только ключевые элементы, коммутации которых в должной мере отражают функциональное назначение преобразователя, а могут учитывать и паразитные элементы. Отсюда следует, что универсальный программный комплекс должен допускать различную степень идеализации расчетной схемы и в зависимости от пожеланий пользователя обеспечивать применение необходимых макромоделей.

Избранный способ представления расчетной схемы электроэнергетической системы и возможность использования макромоделей разумной степени идеализации позволяют сформулировать ряд требований как к методике макромоделирования типовых элементов, так и к вычислительному комплексу, обеспечивающему имитационное моделирование процессов.

В общем случае получение математического описания процессов расчетной схемы имитационной модели не ограничивается простым объединением математических описаний привлекаемых макромоделей. В дополнение к этому должна быть решена задача сопряжения описаний макромоделей. Так, математическое описание процессов в системе, содержащей электрическую вращающуюся машину, будет зависеть от внешней схемы, которая может задавать, например, режим холостого хода, короткого замыкания, нормальный или неполнофазный режим. Причем конфигурация внешней схемы в общем случае может изменяться в процессе выполнения расчета. Проблема сопряжения макромоделей может быть решена на основе структурного анализа расчетной схемы имитационной модели [1–3].

Отсюда следует, что при макромоделировании должна быть установлена и выделена та часть математического описания типового элемента электроэнергетической

системы, вид и содержание которой зависит от присоединяемых элементов. Для обеспечения возможности сопряжения с другими макромоделями эта часть математического описания должна представляться эквивалентной схемой замещения с необходимым набором внешних полюсов. Другими словами, макромоделю должна эквивалентировать типовой элемент электроэнергетической системы относительно назначенного набора внешних полюсов. В свою очередь, назначаемый набор внешних полюсов определяется особенностями, которыми предполагается наделить ту или иную макромоделю. Так, например, возбуждение электрических вращающихся машин может задаваться как математическим описанием регулятора, так и воспроизведением подключаемых устройств системы регулирования. В первом случае при макроmodellировании электрической машины нет необходимости в выделении внешних полюсов обмотки возбуждения. В этой ситуации учет текущего значения напряжения возбуждения может быть обеспечен организацией информационного обмена между макромоделью синхронной машины и макромоделью системы возбуждения. Во втором случае выделение внешних полюсов обмотки возбуждения является обязательным.

Наличие в составе электроэнергетических систем преобразовательных устройств определяет следующее важнейшее требование к методике макроmodellирования типовых элементов электроэнергетических систем. Поскольку воспроизведение работы преобразователей требует определения мгновенных значений токов и напряжений вентилей эквивалентной схемы замещения, то макроmodellирование должно быть выполнено в фазных координатах относительно мгновенных значений переменных процесса. Это означает, что при макроmodellировании электрических вращающихся машин использование традиционных $d, q, 0$ - координат не является целесообразным. Для обеспечения возможности подключения к внешним полюсам макромоделей электрических вращающихся машин макромоделей любых других элементов электроэнергетических систем при макроmodellировании электрических машин естественным является использование фазных координат.

Обсудим дополнительные требования к методике макроmodellирования электрических вращающихся машин, вытекающие из особенностей самих машин.

Известно, что как в нормальных, так и в аварийных режимах состояние магнитной системы электрических машин оказывает существенное влияние на протекание процессов [4, 5]. Насыщение магнитной системы вызывает изменение параметров машин. В некоторых случаях, например, при использовании асинхронных двигателей с глубоким пазом, изменение параметров вызывает эффект вытеснения тока [6]. В связи с этим имитационное моделирование процессов в электроэнергетических системах в необходимых случаях должно обеспечивать учет изменения параметров машин, которое обусловлено как насыщением стали, так и поверхностным эффектом, а макромоделю должны допускать учет этих явлений.

Моделирование процессов в электроэнергетических системах с вращающимися машинами не может претендовать на достоверность без учета характеристик присоединенных к валу механизмов [7, 8]. В то же время при решении ряда задач необходимо моделирование каскада машин и механических элементов, имеющих соединение по валу [9–12]. Причем валопровод может иметь значительные размеры, что требует обязательного учета его конечной жесткости [13, 14]. Пренебрежение

процессами в механической части может привести не только к количественным погрешностям, но и к погрешностям качественного характера [15]. Отсюда следует, что имитационное моделирование процессов в электроэнергетических системах с вращающимися машинами должно при необходимости проводиться с учетом процессов в механических подсистемах.

Если говорить о макромоделях трансформаторного оборудования электроэнергетических систем (повышающие и понижающие трансформаторы, трансформаторы с РПН, автотрансформаторы, управляемые шунтирующие реакторы различной конструкции и принципа действия, фазоповоротные трансформаторы и др.), то они также должны быть реализованы в фазных координатах относительно внешних полюсов и допускать, если необходимо, задание нужной схемы и группы соединения обмоток. Могут использоваться как макромодели трехфазных групп однофазных трансформаторов, так и трехфазных трансформаторов с магнитной связью между обмотками. Необходимость воспроизведения различных режимов работы трансформаторного оборудования, включая и режимы, связанные с учетом насыщения магнитной системы, требует подробного учета конфигурации и состояния магнитопровода. Один из возможных способов такого учета – совместное использование уравнений электрических цепей и электрических схем замещения магнитной системы [16].

Следует заметить, что магнитная система трансформаторного оборудования является внутренней составляющей типового блока. Однако подобно механической системе вращающихся электрических машин в общем случае должна допускаться возможность присоединения магнитных систем других элементов электроэнергетических систем.

Для моделирования участков линий электропередачи широко используются эквивалентные схемы замещения с сосредоточенными параметрами. Однако представляет интерес макромоделирование линий с использованием модальных преобразований, позволяющих представлять процессы в независимых модальных каналах [17]. Поскольку процессы в линиях электропередачи имеют волновой характер, то метод «бегущих» волн является наиболее предпочтительным для анализа процессов в них. Алгоритм оперирует падающими (прямыми) и отраженными (обратными) волнами тока и напряжения. Комбинация этих волн в каждом сечении линии определяет токи и напряжения, изменяющиеся во времени. Для граничных сечений токи и напряжения характеризуются взаимодействием приходящих волн с подключенными электроэнергетическими объектами. Отсюда следует, что процессы, протекающие в линиях электропередачи и подключенных в граничных сечениях электроэнергетических объектах, не могут рассматриваться независимо. Поскольку макромодели электроэнергетических объектов, как следует из сказанного выше, имеют схемы замещения с сосредоточенными параметрами, то для воспроизведения влияния линий электропередачи в граничных сечениях целесообразно также использовать специальные схемы замещения, следующие из метода бегущих волн [1]. Таким образом, макромодели линий электропередачи должны содержать схемы замещения для учета граничных сечений и алгоритмы, которые описывают движение волн.

Очевидно, что имитационное моделирование электроэнергетических систем требует учета работы систем управления и регулирования, регистрации и обработки значений переменных процесса. В одних случаях эти системы могут быть воспроизведены

включением в состав расчетной схемы имитационной модели макромоделей реальных устройств, в других – в результате использования макромоделей, которые реализуют необходимые алгоритмы или представляют эквивалентные цепи регулирования. В связи с этим вычислительный комплекс должен допускать моделирование цепей регулирования и обеспечивать необходимый информационный обмен между составляющими имитационной модели.

Таким образом, в общем случае макромодель типового элемента электроэнергетической системы может быть представлена:

- эквивалентной электрической схемой замещения и внешними полюсами силовой электрической подсистемы;
- эквивалентной электрической схемой замещения и внешними полюсами магнитной подсистемы;
- эквивалентной электрической схемой замещения и внешними полюсами механической подсистемы;
- описанием цепей регулирования и управления;
- набором внутренних переменных макромоделей, математическое описание или алгоритм определения величин которых не зависит от внешней схемы.

Отсюда следует, что объединение макромоделей типовых элементов с учетом схемы их соединения в соответствии с принципиальной исходной схемой электроэнергетической системы в общем случае может привести к образованию силовой электрической, магнитной, механической подсистем и подсистемы цепей регулирования и управления. В этих условиях имитационная модель должна обеспечивать совместный учет процессов в этих подсистемах.

Задачей программного вычислительного комплекса является генерация и сопровождение имитационной модели исследуемой системы. Под генерацией будем понимать получение математического описания процессов в подсистемах исследуемой электроэнергетической системы. Сопровождение предполагает решение уравнений описания процессов с целью получения мгновенных значений переменных имитационной модели, анализ состояния ключей и определение моментов их коммутации с целью установления границы применимости текущего описания.

Накопленный опыт разработки макромоделей основных элементов электроэнергетических систем [1] показывает, что эквивалентные схемы замещения, входящие в состав макромоделей, могут быть построены из замкнутых и разомкнутых ключей, источников ЭДС и тока, резисторов, конденсаторов, катушек индуктивности и двухобмоточных идеальных трансформаторов, которые образуют базовый набор элементов.

Формирование математического описания процессов в расчетных схемах подсистем имитационной модели произвольной конфигурации из элементов базового набора предполагает проведение структурного анализа. Традиционно для этого используется топологический подход и либо матричный, либо теоретико-множественный математический аппарат цифрового описания структуры, например, [3, 18]. Показано, что в общем случае присутствия в расчетных схемах подсистем имитационной модели идеальных трансформаторов традиционное применение теории графов невозможно, а для проведения анализа, подобного топологическому, следует перейти к применению теории матроидов [1, 19, 20]. Там же дано обоснование

целесообразности использования гибридного координатного базиса (токов и напряжений ветвей) для математического описания процессов в расчетных схемах подсистем имитационной модели и предложен математический аппарат структурных ориентированных чисел, с использованием которого получены обобщенные выражения для математического описания процессов в схемах произвольной конфигурации из элементов базового набора.

Следует отметить, что с появлением современного оборудования для расчетной схемы силовой электрической подсистемы имитационной модели возможна высокая степень идеализации. Как правило, в расчетных схемах не указываются активные сопротивления токоведущих частей, паразитные емкости оборудования, индуктивности ошинок. Это, с одной стороны, облегчает проведение анализа, поскольку позволяет пренебрегать малозначимыми процессами, с другой стороны, в системах с преобразовательными устройствами, содержащими идеальные ключи, приводит к новым проблемам.

Поясним некоторые из них и укажем способы их решения. В первую очередь необходимо упомянуть некорректные задачи формирования уравнений. Различают некорректные задачи двух типов. На рис. 1 представлен фрагмент схемы замещения трехфазной линии электропередачи. Каждый из конденсаторов заряжен до некоторого напряжения. При возникновении короткого замыкания напряжение на конденсаторе, который расположен параллельно замкнутому ключу, мгновенно изменяется до нулевого значения. Очевидно, что изменение напряжения на этом конденсаторе приведет к мгновенному изменению напряжения на остальных элементах приведенного фрагмента схемы.

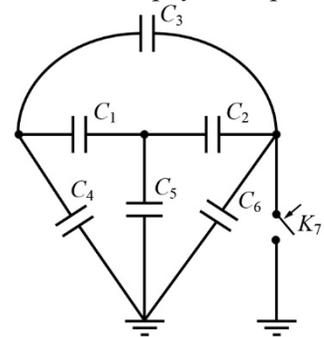


Рис. 1. Фрагмент схемы замещения ЛЭП

Дуальная задача возникает в схеме, содержащей сечения из катушек индуктивности, по которым протекает ток. При размыкании ключа, возможна ситуация, приводящая к мгновенному изменению токов катушек индуктивности. Эти некорректные задачи обусловлены возникающими дисбалансами напряжений в контурах в первом случае и дисбалансами токов в сечениях – во втором. Решение задач основано на известных принципах постоянства суммарного заряда и суммарного потокосцепления [1, 19].

Рассмотрим фрагмент схемы, приведенный на рис. 2. В рассматриваемом фрагменте наблюдается контур из идеальных источников ЭДС. Подстановка в уравнение, составленное в соответствии со вторым законом Кирхгофа, мгновенных значений ЭДС источников ЭДС может привести к ненулевому результату. В этом случае задача формирования уравнений описания переходных процессов является несовместной. Имеет место некорректность мгновенных значений ЭДС источников. Необходима корректировка исходных мгновенных величин ЭДС для обеспечения выполнения уравнения. Дуальная задача может возникнуть при наличии сечения по источникам тока. Это первый вид некорректных задач: некорректность значений.

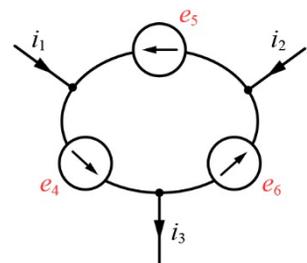


Рис. 2. Фрагмент схемы с контуром из ЭДС

Очевидно, что применение обозначенных выше принципов корректирования напряжений конденсаторов и токов индуктивностей для изменения мгновенных величин ЭДС и токов источников тока невозможно. Хотя причины те же: наличие дисбаланса по напряжению в контуре и дисбаланса по току в сечении. Необходимы более общие принципы. Такие принципы предложены и сформулированы в [1].

Проведение корректировки мгновенных значений ЭДС и токов источников тока приводит к появлению тривиальных уравнений (ноль равен нулю) и сокращению исходного числа уравнений при сохранении числа неизвестных. Задача формирования уравнений описания переходного процесса становится неопределенной. Имеет место второй вид некорректных задач: топологическая некорректность.

Топологическая некорректность имеет место и при возникновении контуров из замкнутых ключей и сечений по разомкнутым ключам. В качестве примера такой некорректности может быть указана задача получения математического описания процессов в некоторой схеме с трехфазным мостовым преобразователем, когда все его вентили находятся в непроводящем состоянии и элементы расчетной схемы на стороне переменного напряжения отделены от элементов схемы на стороне постоянного напряжения сечением по разомкнутым ключам.

Восстановление числа уравнений, участвующих в преобразованиях с целью получения математического описания переходных процессов, обеспечивается введением заменяющих уравнений [1, 19]. Использование таких заменяющих уравнений позволяет получить нормальное решение некорректных задач [21]. Использование этого подхода дает общее решение и для известных в теории цепей случаев топологических вырождений реактивных ветвей. Кроме того, предъявляет дополнительные требования к описанию идеальных источников: помимо расчета для каждого момента времени воздействия источников ЭДС и тока необходимо задание и производных воздействия по времени.

Очевидно, что мгновенный переход от некорректных исходных значений напряжений и токов к корректным физически обеспечивается протеканием бесконечных по величине токов и возникновением бесконечных по величине напряжений. Однако в электроэнергетических системах с преобразователями этому процессу могут препятствовать вентильные элементы.

Действительно, рассмотрим простую расчетную схему с автономным инвертором напряжения (АИН), представленную на рис. 3.

Обычно частота управления вентилями автономного инвертора напряжения меньше частоты изменения тока в нагрузке инвертора. Это приводит к тому, что после очередной подачи управляющих импульсов на тиристоры T_1 и T_2 и их перехода в проводящее состояние ток нагрузки инвертора со временем

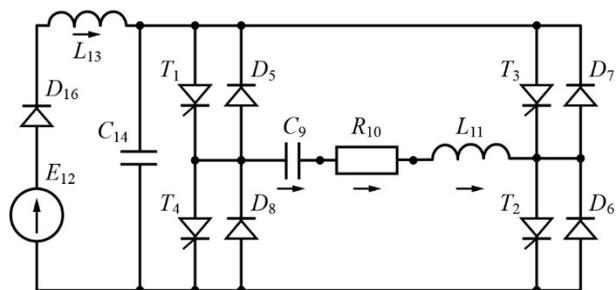


Рис. 3. Расчетная схема с АИН

изменяет направление протекания, что приводит к размыканию тиристоров T_1 и T_2 и переходу в проводящее состояние диодов D_5 и D_6 . Обычно напряжение на входном

конденсаторе АИН изменяется во времени, но сохраняет положительную величину. Это означает, что анодные напряжения на тиристорах T_3 и T_4 положительны и в момент очередного поступления управляющих импульсов они переводятся в проводящее состояние. Возникает два контура: $C_{14}-D_5-T_4$ и $C_{14}-D_6-T_3$. По сути имеет место короткое замыкание конденсатора C_{14} , и далее должен начаться процесс его разряда. Однако этому процессу препятствуют диоды D_5 и D_6 и своей коммутацией разрывают указанные контуры.

Возможен и дуальный случай, когда размыкание ключей в некоторой расчетной схеме за счет присутствия катушек индуктивности с током может привести к появлению бесконечных по величине напряжений, воздействие которых может вызвать последующие коммутации, устраняющие их появление.

Такие процессы называются вторичными коммутациями. Необходимо их математическое описание, позволяющее установить распределение бесконечных по величине воздействий и выявить вызываемые ими вторичные коммутации ключей. В рамках разработки теории имитационного моделирования процессов в электроэнергетических системах эта задача решена в результате использования методики расчета нормированных воздействий [1, 22].

Из приведенного материала следует, что задачей программного вычислительного комплекса является не только формирование математического описания процессов на интервале неизменности структуры и расчет мгновенных значений переменных имитационной модели, но и выявление при коммутациях дисбалансов напряжений и токов, формирование уравнений, решение которых позволяет выполнить распределение нормированных воздействий и выявить все вторичные коммутации. Далее комплекс должен повторно установить оставшиеся дисбалансы напряжений и токов и обеспечивать формирование уравнений, из решения которых определяются корректные значения переменных имитационной модели для продолжения расчета.

Перечисленные требования определяют структуру системы генерации и сопровождения имитационной модели.

Не менее важными являются решения, определяющие эффективность системы генерации и сопровождения имитационной модели [22]. Очень большое значение имеет выбор структуры данных, при использовании которой время доступа находится в слабой зависимости от сложности расчетной схемы исследуемой системы, а также приемы программирования, обеспечивающие построение эффективных реализующих алгоритмов. Важнейшее значение имеет комплекс мероприятий по минимизации вычислительных затрат как на стадии формирования уравнений, так и на стадии их решения. К таким мероприятиям на стадии проведения предварительного структурного анализа может быть отнесена задача декомпозиции исходных расчетных схем подсистем имитационной модели.

Системы алгебраических уравнений являются составной частью математического описания процессов имитационной модели [1, 19, 20]. Из решения систем алгебраических уравнений определяются значения переменных процесса для текущего момента времени, при необходимости рассчитываются нормированные воздействия, которые позволяют установить состав ключей вторичных коммутаций, и устраняется противоречивость исходных значений переменных. На стадии формирования математического описания процессов в исследуемой системе большое значение имеет

решение проблемы декомпозиции систем алгебраических уравнений. Принятый математический аппарат цифрового представления исследуемой системы в виде структурных ориентированных чисел и соответствующий выбор координатного базиса позволил вскрыть механизм образования ненулевых элементов матрицы коэффициентов и предложить алгоритмы декомпозиции системы алгебраических уравнений до их формирования и обеспечить представление алгебраической части описания в виде совокупности максимально возможного числа систем уравнений минимально возможного порядка [1, 19, 22].

Условно результат декомпозиции алгебраической части математического описания процессов может быть пояснен диаграммой, которая приведена на рис. 4. Из диаграммы видно, что для предельно возможного случая матрица коэффициентов системы алгебраических уравнений может быть представлена в блочно-диагональном виде из матриц коэффициентов семи типов различного порядка, причем матрицы коэффициентов каждого типа также могут иметь блочно-диагональную структуру.

Существенное влияние на эффективность программного обеспечения оказывает реализация системы автоматического контроля точности расчета и сходимости итерационного процесса, возможность выбора и использования методов интегрирования с переменным шагом.

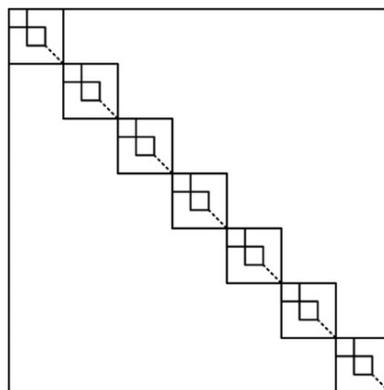


Рис. 4. Декомпозиция системы алгебраических уравнений

Общая характеристика программного вычислительного комплекса

Многолетняя теоретическая проработка проблем автоматизации формирования уравнений описания переходных процессов в электроэнергетических системах произвольной конфигурации с высокой степенью идеализации макромоделей типового оборудования и развитие теории имитационного моделирования обеспечили создание отечественного программного вычислительного комплекса «РИТМ», различные версии которого успешно использованы при выполнении исследований динамических свойств сложных электроэнергетических систем гражданского и специального назначения. Среди них: исследование автономных электроэнергетических систем и систем электродвижения, регулируемых электроприводов с вентильными машинами; исследование системы питания экспериментального термоядерного реактора, создаваемого в соответствии с международной программой ИТЭР, и системы питания термоядерной установки, созданной в соответствии программой EUROATOM-SIEMAT; исследование систем питания установок типа токамак: Т-15, ТСП, ИФТ1, Глобус; исследование систем резервного питания с асинхронизированными синхронными машинами; систем питания с различными устройствами автоматического включения резерва и систем, содержащих статические тиристорные компенсаторы, тиристорные токоограничивающие устройства; исследование системных свойств синхронных генераторов с расщепленными обмотками и другие задачи, включая и задачи использования ВИЭ [23–28 и др.].

Программный вычислительный комплекс образуют:

- оболочка вычислительного комплекса;
- библиотека макромоделей типовых элементов;
- система подготовки данных;
- система генерации и сопровождения имитационной модели;
- система обработки результатов расчета;
- система диагностики;
- вспомогательные подсистемы и файлы.

ПВК «РИТМ» содержит расширяемую пользователем библиотеку типовых элементов электроэнергетических систем, которая включает разделы: схемные макромоделей, преобразователи и коммутаторы, системы управления вентилями, трансформаторы и реакторы, электрические машины, системы возбуждения, элементы механических подсистем, линии электропередачи, элементы цепей регулирования, сервисные блоки.

Система подготовки данных позволяет в диалоговом режиме получить файл описания имитационной модели, который задает информацию о настройках имитационной модели, параметрах расчета, о дополнительных настройках комплекса, о блоках, образующих имитационную модель, с указанием значений необходимых параметров и начальных условий, соединений их внешних полюсов и информационных связей.

Выходной файл Системы подготовки является входным для Системы генерации и сопровождения имитационной модели.

Система генерации и сопровождения имитационной модели обеспечивает ввод, обработку и диагностику данных, генерацию имитационной модели в виде совокупности уравнений, описывающих процессы в исследуемой схеме, функциональных алгоритмов и алгоритмов сбора и обработки данных. Далее система выполняет моделирование заданного процесса и обеспечивает определение мгновенных и текущих значений переменных имитационной модели. При этом контролируется состояние ключевых элементов и осуществляется коммутация тех из них, для которых выполняются заданные критерии коммутации.

При формировании математического описания процессов предусмотрено проведение предварительного структурного анализа, направленного на декомпозицию систем алгебраических уравнений. Последующее применение при решении систем алгебраических уравнений с постоянными коэффициентами метода LU -разложения [29] существенно повышает эффективность их решения. Системы алгебраических уравнений с переменными коэффициентами решаются методом Гаусса [30]. Для численного решения дифференциальных уравнений в комплексе предусмотрена возможность выбора пользователем метода интегрирования. Возможно использование предиктор-корректорного метода Хэмминга четвертого порядка с переменным и постоянным шагом, метода Рунге-Кутты четвертого порядка с постоянным шагом, метода трапеций, метода Хойна [30–32]. Опыт показал, что наибольшую эффективность численного решения дифференциальных уравнений имеет предиктор-корректорный метод Хэмминга с переменным шагом, поскольку после старта требует только двукратного вычисления правых частей дифференциальных уравнений.

Результатом нормальной работы Системы генерации и сопровождения имитационной модели является расчет заданного процесса с возможным осциллографированием

на экране монитора мгновенных и текущих значений указанных переменных имитационной модели и создание двух файлов с расширениями *.inf и *.rtm.

Файл с расширением *.inf является текстовым и содержит листинг исходных данных о параметрах и состоянии блоков имитационной модели, а также и возможные сообщения Системы диагностики комплекса.

Бинарный файл *.rtm является файлом результатов расчета, в котором сохранены для заданных интервалов расчета мгновенные и текущие значения указанных пользователем переменных имитационной модели.

Файл с расширением *.rtm является исходным для Системы обработки результатов расчета. Эта система позволяет в автономном режиме проводить предусмотренные виды обработки результатов расчета и использовать различные формы их представления. Возможен экспорт таблиц мгновенных значений регистрируемых переменных имитационной модели и результатов гармонического анализа в программный пакет Excel, что делает возможным дальнейшее их преобразование, например, в формат COMTRADE.

Система генерации и сопровождения имитационной модели располагает программными средствами, обеспечивающими интерактивный режим ее работы. По желанию пользователя расчет может быть прерван. На момент завершения расчета генерируется файл, совпадающий по структуре с файлом исходных данных, но содержащий начальные условия блоков имитационной модели. Генерируемый файл имеет расширение *.out. Этот файл называется файлом состояния имитационной модели.

Файл состояния при необходимости может быть отредактирован с помощью Системы подготовки данных имитационной модели и использован для продолжения расчета с момента его генерации.

Встроенная Система диагностики комплекса используется для контроля корректного описания имитационной модели, регистрации возможных аварийных остановов работы Системы генерации и сопровождения имитационной модели.

Пример моделирования электроэнергетической системы

В качестве примера, иллюстрирующего технологию применения ПВК «РИТМ», выполним моделирование включения под нагрузку автономной системы с шестифазным генератором и автоматическим регулятором возбуждения пропорционального действия, от которого осуществляется питание асинхронного двигателя с механической нагрузкой вентиляторного типа и управляемого трехфазного выпрямителя с регулятором тока, обеспечивающего линейный характер увеличения тока нагрузки преобразователя. Принципиальная схема системы приведена на рис. 5.

Описание имитационной модели должно содержать информацию о настройках имитационной модели, параметрах расчета, о дополнительных настройках комплекса, о блоках, образующих имитационную модель, с указанием значений необходимых параметров и начальных условий, соединений их внешних полюсов и информационных связей. Состав подготавливаемой информации описания имитационной модели моделируемой системы определен в документации комплекса и в [20].

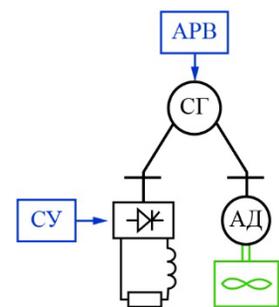


Рис. 5. Принципиальная схема автономной системы

На рис. 6. приведен скриншот наборного поля описания имитационной модели системы подготовки комплекса.

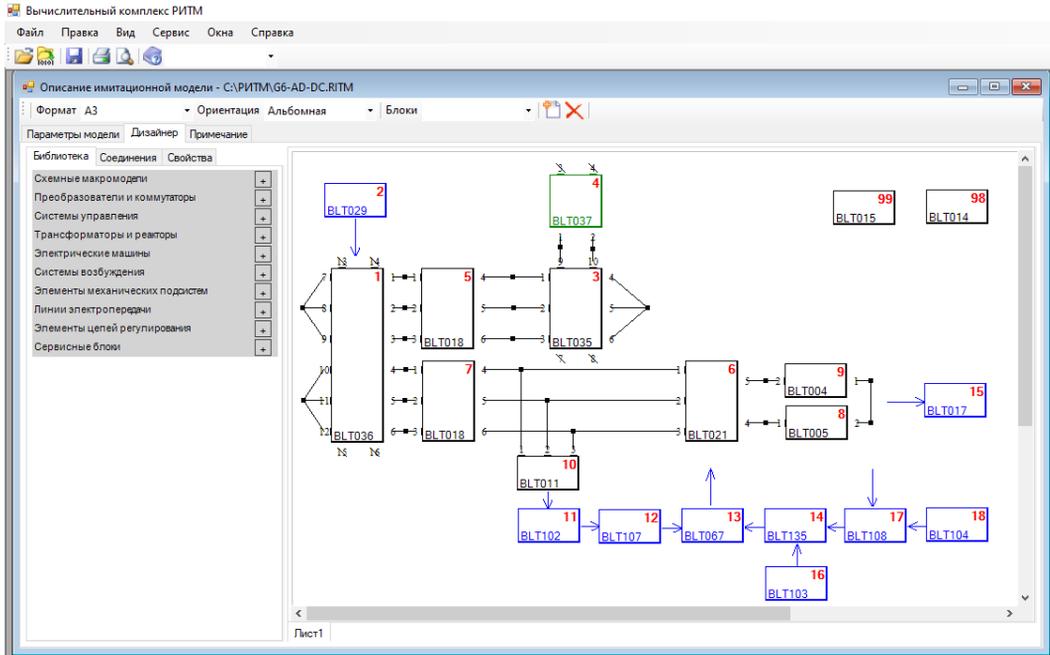


Рис. 6. Скриншот наборного поля описания имитационной модели

Визуально можно отметить, что имитационная модель имеет три подсистемы: силовую электрическую, механическую и подсистему управления и регулирования.

Задание необходимых параметров блоков обеспечивается заполнением панелей параметров. На рис. 7 приведен фрагмент панели задания параметров асинхронного двигателя.

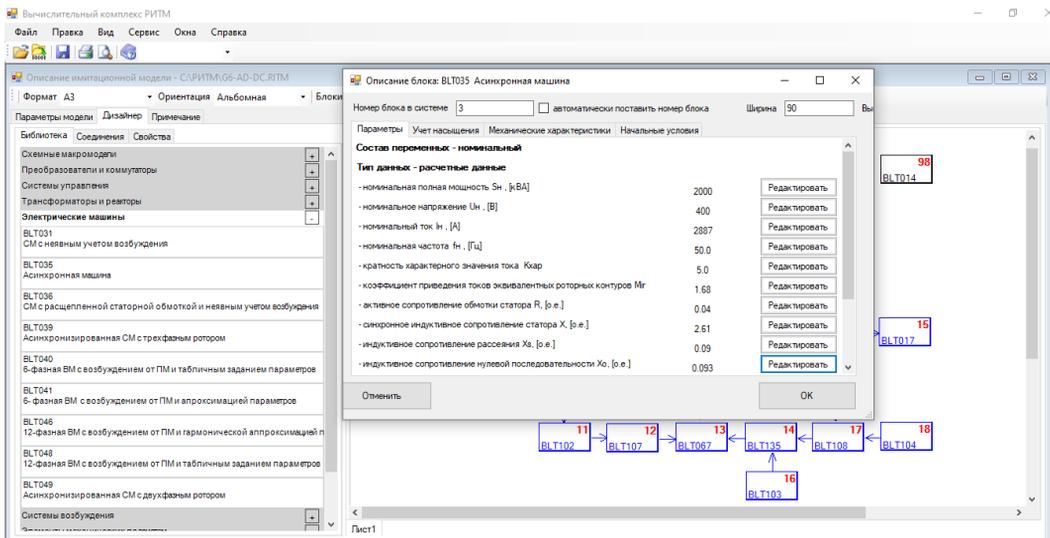


Рис. 7. Скриншот наборного поля с фрагментом панели задания параметров двигателя

На рис. 8. приведен скриншот осциллограмм переходного процесса включения автономной системы, полученных во время выполнения расчета (электромагнитный

момент – зеленый, механическая мощность – красный, скольжение – синий, выпрямленный ток – коричневый).

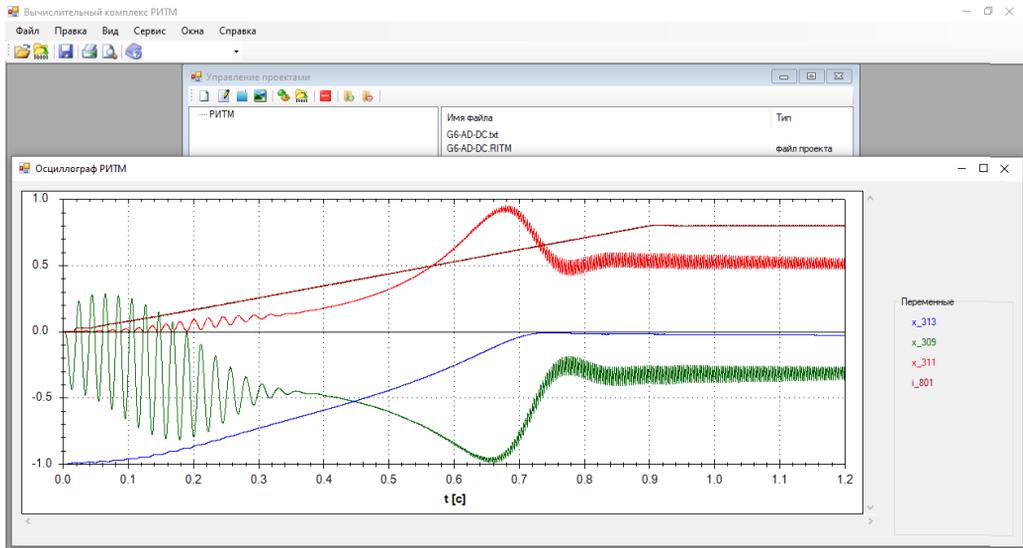


Рис. 8. Осциллограммы переходного процесса включения автономной системы

На рис. 9 представлены осциллограммы линейных напряжений и фазных токов на шинах генератора для установившегося режима работы автономной системы, которые получены средствами Системы обработки результатов расчета. Из осциллограмм видно влияние преобразователя на питание асинхронного двигателя.

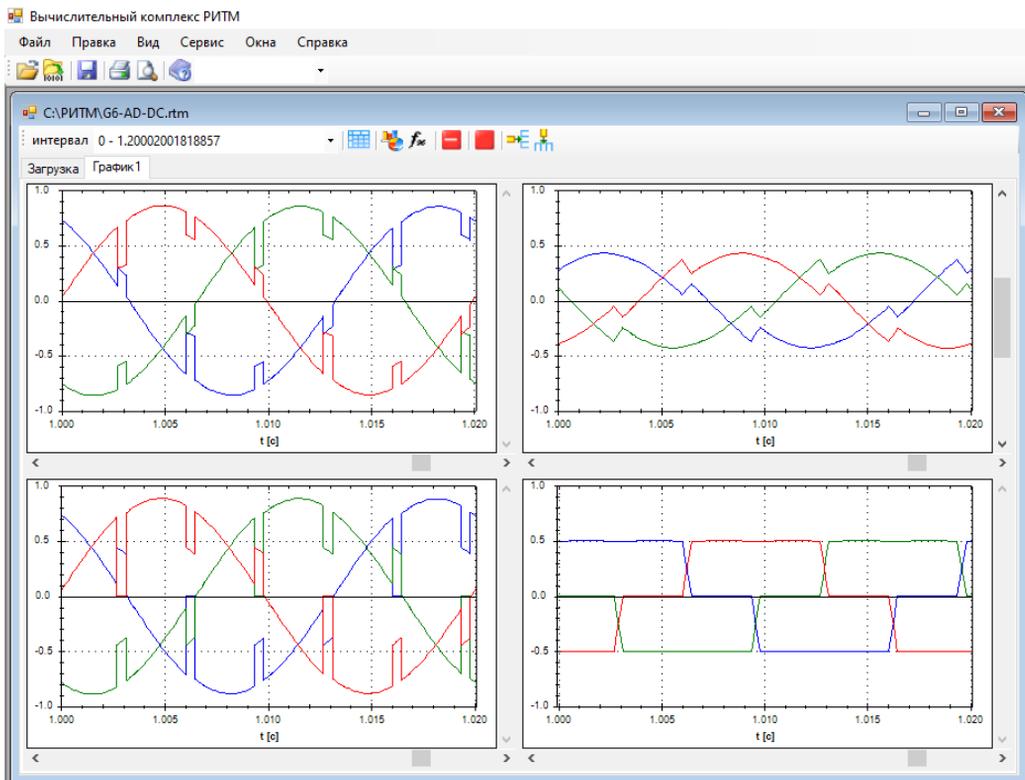


Рис. 9. Осциллограммы линейных напряжений и фазных токов на шинах генератора

Заключение

1. Изложены основные положения теории имитационного моделирования электроэнергетических систем произвольной конфигурации, допускающие высокую степень идеальности расчетных схем.

2. Дана общая характеристика ПВК «РИТМ» для моделирования процессов в электроэнергетических системах, работающего под управлением ОС Windows 10 и Windows 11, и продемонстрирована технология его использования. Показана практическая значимость комплекса для исследований динамических свойств сложных электроэнергетических систем. В условиях возможного ограничения на использование ОС Windows признана целесообразной адаптация ПВК «РИТМ» для работы под управлением отечественной операционной системы Astra Linux.

3. Дополнительным подтверждением практической значимости проведенных теоретических и программных работ при создании ПВК «РИТМ» является их использование ГК «Росатом» для моделирования электротехнических систем при реализации проекта создания для кластерного суперкомпьютера программно-технического комплекса «Виртуальный блок АЭС с ВВЭР».

Список литературы

1. Коротков Б. А., Попков Е. Н. Алгоритмы имитационного моделирования переходных процессов в электрических системах: учеб. пособие / Б. А. Коротков, Е. Н. Попков. – Ленинград: Изд-во ЛГУ, 1987. – 280 с.
2. Автоматизация исследования переходных процессов в электрических системах / С. Л. Девяткин, А. М. Ерохин, Д. Е. Зеленецкий, Б. А. Коротков, Е. Н. Попков, А. И. Фильчиков // Электроэнергетика. – Санкт-Петербург: Изд-во СПбГТУ, 1992. – С. 42–50.
3. Чуа Л. О., Пен-Мин Лин. Машинный анализ электронных схем: Алгоритмы и вычислительные методы / Л. О. Чуа, Пен-Мин Лин. – Москва: Энергия, 1980. – 640 с.
4. Бобров А. Э., Смолоник С. В. Исследование влияния насыщения стали генератора на величины токов коротких замыканий / А. Э. Бобров, С. В. Смолоник // Труды ЛПИ им. М. И. Калинина. – 1980. – № 369. – С. 36–38.
5. Сипайлов Г. А., Лоос А. В. Математическое моделирование электрических машин / Г. А. Сипайлов, А. В. Лоос. – Москва: Высшая школа, 1980. – 176 с.
6. Сыромятников И. А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей / И. А. Сыромятников. – Москва–Ленинград: ГЭИ, 1963. – 528 с.
7. Электрическая часть электростанций / С. В. Усов, [и др.]. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1987. – 616 с.
8. Черновец А. К. Электрическая часть АЭС. Переходные процессы в системах электроснабжения / А. К. Черновец. – Ленинград: Изд-во ЛПИ им. М. И. Калинина, 1980. – 78 с.
9. Глебов И. А. Скручивающие моменты на валу турбоагрегата при отключении коротких замыканий / И. А. Глебов // Электричество. – 1978. – № 2. – С. 22–26.
10. Казовский Е. Я., Насибов В. А., Рубисов Г. В. Переходные процессы при отключении кратковременных коротких замыканий синхронных машин / Е. Я. Казовский, В. А. Насибов, Г. В. Рубисов // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1972. – № 3. – С. 37–45.

11. Казовский Е. Я. Переходные процессы в валопроводах крупных турбоагрегатов / Е. Я. Казовский // Электротехника. – 1979. – №1. – С.4–7.
12. Урусов И. Д., Кашма М. М. Проблема прочности при крутильных колебаниях в валопроводах турбогенераторов / И. Д. Урусов, М. М. Кашма // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1980. – №1. – С.26–35.
13. Хайкин А. Б., Васильев В. Н., Полонский В. И. Автоматизированные гребные электрические установки / А. Б. Хайкин, В. Н. Васильев, В. И. Полонский. – Москва: Транспорт, 1986. – 424 с.
14. Айзенштадт Ю. М., Горбунов Б. А., Сержантов В. В. Гребные электрические установки / Ю. М. Айзенштадт, Б. А. Горбунов, В. В. Сержантов. – Ленинград: Судостроение, 1985. – 304 с.
15. Чабан В. И. Методы анализа электромеханических систем / В. И. Чабан. – Львов: Выща школа, 1985. – 170 с.
16. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы / М. В. Дмитриев, А. С. Карпов, Е. Б. Шескин, А. Г. Долгополов, Д. В. Кондратенко; [под ред. Г. А. Евдокунина]. – Санкт-Петербург: Родная Ладога, 2013. – 280 с.
17. Евдокунин Г. А. Электрические системы и сети: учеб. пособ. / Г. А. Евдокунин. – изд. 3-е, испр. и доп. – Санкт-Петербург: ООО «Синтез Бук», 2011. – 288 с.
18. Трохименко Я. К. Метод обобщенных чисел и анализ линейных цепей / Я. К. Трохименко. – Москва: Советское радио, 1972. – 311 с.
19. Коротков Б. А., Попков Е. Н. Математические задачи энергетики: учеб. пособ. / Б. А. Коротков, Е. Н. Попков. – Санкт-Петербург: издательство Политехнического университета, 2015. – 155 с.
20. Автоматизация формирования уравнений переходных процессов в электроэнергетических системах: учеб. пособ. / М. А. Люлина, Н. Н. Меньшиков, Е. Н. Попков, А. О. Фешин. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – 132 с.
21. Бутырин П. А., Коротков Б. А., Попков Е. Н. Формирование уравнений электромагнитных процессов цепей переменной топологической структуры / П. А. Бутырин, Б. А. Коротков, Е. Н. Попков // Электроэнергетика. – 1977. – №357. – С. 66–72.
22. Попков Е. Н. Теория и алгоритмы имитационного моделирования машинно-вентильных систем методом структурных ориентированных чисел: дисс. ... д-ра техн. наук / Е. Н. Попков. – СПбГПУ, 2004. – 353 с.
23. Имитационное моделирование судовых электроэнергетических систем / О. Л. Киливейн, А. П. Прасолин, В. С. Соколов, Е. Н. Попков // Вопросы проектирования подводных лодок. Электроэнергетические системы. – Вып. 12. – Санкт-Петербург: Изд-во ФГУП «ЦКБ МТ «Рубин», 2000. – С. 22–25.
24. Попков Е. Н., Фешин А. О. Макромодель шестифазной синхронной машины в фазных координатах для исследования процессов в электроэнергетических системах / Е. Н. Попков, А. О. Фешин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 2 (83). – С. 65–74.
25. Имитационная модель шестифазной вентильной машины с возбуждением от постоянных магнитов / А. С. Адалаев, В. Г. Кучинский, Е. Н. Попков, А. И. Фильчиков, В. М. Чайка // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2012. – № 2 (147), Часть 1. – С. 283–291.

26. Адалев А.С., Кучинский В.Г., Першиков Г.А., Попков Е.Н., Фешин А.О. Математическая модель двенадцатифазной вентильной машины с возбуждением от постоянных магнитов и исследование автономной электроэнергетической системы / А. С. Адалев, В. Г. Кучинский, Г. А. Першиков, Е. Н. Попков, А. О. Фешин // Известия «НТЦ ЕЭС». – 2021. – № 1 (84). – С. 40–52.
27. The rectifier of the generator with excitation from permanent magnets of the wind-driven power plant / A. S. Adalev, V. G. Kuchinskiy, M. A. Mustonen, E. N. Popkov, A. O. Feshin. // IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering. – 2019. – pp. 1021–1025. – DOI: 10.1109/EIConRus.2019.8656992
28. Кощев Л. А., Попков Е. Н., Фешин А. О. Разработка математических моделей регуляторов активной мощности и напряжения ветроэнергетической установки / Л. А. Кощев, Е. Н. Попков, А. О. Фешин // Известия «НТЦ ЕЭС». – 2019. – № 2 (81). – С. 60–69.
29. Брамеллер А., Алан Р., Хэмэм Я. Слабозаполненные матрицы / А. Брамеллер, Р. Алан, Я. Хэмэм. – Москва: Энергия, 1979. – 192 с.
30. Форсайт Д., Малькольм М., Моулер К. Машинные методы математических вычислений / Д. Форсайт, М. Малькольм, К. Моулер. – Москва: Мир, 1980. – 279 с.
31. Холл Дж., Уатт Дж. Современные численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений / Дж. Холл, Дж. Уатт. – Москва: Мир, 1979. – 312 с.
32. Хэмминг Р. Численные методы / Р. Хэмминг. – Москва: Наука, 1972. – 400 с.

Меньшиков Николай Николаевич, программист Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: menshikovnn@gmail.com

Попков Евгений Николаевич, д-р техн. наук, доцент, профессор Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: enpopkov@gmail.com

Фешин Александр Олегович, ассистент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: feshin_ao@spbstu.ru

ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.311

М. К. Алтухова, А. Г. Чилибьев

Методы расчета предельных установившихся режимов и выделения слабых звеньев электроэнергетических систем

При проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем (ЭЭС) одной из основных задач является расчет предельных установившихся режимов.

Рассмотрены вопросы формирования и применения обобщенных уравнений предельных режимов (УПР) для решения задач статической устойчивости ЭЭС.

Представлены алгоритмы определения сенсорных узлов в ЭЭС, базирующиеся на спектральном анализе матрицы проводимостей и сингулярном разложении матрицы Якоби.

Разработана методика выделения слабых по статической апериодической устойчивости звеньев ЭЭС на основе расчетов элементов союзной матрицы Якоби уравнений установившегося режима с применением УПР.

Показано, что использование методики выделения слабых звеньев ЭЭС позволяет разрабатывать мероприятия по эффективному вводу режимов в допустимую область, а также принимать обоснованные решения по оптимизации ее структуры на этапе проектирования.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, предельный установившийся режим, матрица Якоби, сенсорный узел, слабые звенья.

При проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем расчеты предельных по статической апериодической устойчивости (САУ) режимов весьма актуальны и имеют не только самостоятельное значение, но и являются составной частью других электротехнических задач, связанных с обеспечением надежности и экономичности функционирования ЭЭС [1].

В условиях эксплуатации современных электрических сетей с тенденцией к утяжелению рабочих режимов возникает необходимость создания адекватных моделей и методов расчета предельных по САУ режимов, от корректности результатов которых зависят надежность работы ЭЭС и полнота использования пропускной способности сетей.

Наиболее широкое применение в последние годы нашли методы расчета предельных режимов с использованием расширенной матрицы Якоби [2]. Данные методы разработаны достаточно давно, но их практическая реализация остается малоизученной.

Кроме того, задача поиска и обнаружения слабых с точки зрения устойчивости элементов ЭЭС также актуальна и ее решение позволит:

- определять оптимальные параметры и структуру электроэнергетической системы на этапе проектирования;
- осуществлять обоснованный выбор мест установки комплексов противоаварийного управления;
- выявлять наиболее опасные траектории утяжеления режима и др.

Однако, трудность решения данной задачи заключается в отсутствии ее математической формализации.

Наиболее строго подход к выделению слабых элементов ЭЭС сформулирован в работе [3], где представленная методика определения слабых звеньев сети основана на анализе собственных и сингулярных значений и соответствующих им векторов матриц проводимостей и Якоби уравнений установившихся режимов (УУР).

Основным недостатком данной методики является невозможность отслеживания влияния параметров схемы на устойчивость. А применение ее в предельных режимах сильно затруднено ввиду вырожденности матрицы Якоби УУР [4].

В работе предлагается методика поиска слабых по САУ звеньев ЭЭС на основе применения союзной матрицы Якоби УУР, элементы которой определяются по уравнениям предельных режимов.

1. Методы расчета предельных установившихся режимов

В настоящее время существует ряд методов расчета предельных установившихся режимов [5]. Наиболее простым в реализации является метод, основанный на дискретном (пошаговом) утяжелении. Однако, данный метод обладает рядом недостатков: необходимость выполнения большого числа расчетов промежуточных режимов, как правило, мало интересных расчетчику; возникающие вычислительные трудности в точке решения, где матрица Якоби УУР вырождена.

В свою очередь, методы непрерывного утяжеления лишены такого недостатка как наличие расчетов промежуточных режимов, однако, не решают проблему, связанную с вырожденностью систем нелинейных уравнений.

Как известно, предельные по САУ режимы описываются системой уравнений:

$$\begin{cases} F[X, Y(T)] = 0, \\ |J| = \det \frac{\partial F}{\partial X} = 0, \end{cases} \quad (1)$$

где F – n -мерная нелинейная вектор-функция отвечает уравнениям баланса мощностей или токов в узлах;

$X = [x_1, \dots, x_i, \dots, x_n]^T$ – вектор нерегулируемых параметров является заданной функцией скалярного параметра T ;

$Y(T)$ – вектор регулируемых параметров режима.

Функция $Y(T)$ определяет траекторию изменения (утяжеления) режима в пространстве Y , и обычно принимается линейной:

$$Y(T) = Y_0 + T\Delta Y,$$

здесь Y_0 соответствует исходному режиму, а ΔY определяет направление утяжеления в пространстве Y .

Как показано в [5], предел по статической устойчивости наиболее эффективно может быть определен на основе обобщенных уравнений предельных режимов, записанных в виде:

$$\begin{cases} F[X, Y(T)] = 0, \\ V[X, Y(T), S] = \frac{\partial F}{\partial X} S = 0, \\ U(S) = S^T S - 1 = 0; \end{cases} \quad \begin{cases} F[X, Y(T)] = 0, \\ V[X, Y(T), R] = \left(\frac{\partial F}{\partial X} \right)^T R = 0, \\ U(S) = R^T R - 1 = 0. \end{cases} \quad (2)$$

Собственный вектор $S = [s_1, \dots, s_i, \dots, s_n]^T$ матрицы Якоби $\partial F / \partial X$, отвечающий нулевому собственному значению, вычисляется при решении уравнений численными методами, а собственный вектор $R = [r_1, \dots, r_i, \dots, r_n]^T$ матрицы Якоби $(\partial F / \partial X)^T$ находится из выражения $(\partial F / \partial X)^T R = 0$ после итерационного процесса.

Отличительной особенностью уравнений (2) является невырожденность отвечающей им матрицы Якоби в точках решения, что позволяет избежать затруднений, связанных с решением плохо обусловленных систем линейных уравнений при определении предельных режимов. Исследования показали, что применение УПР позволяет существенно повысить эффективность расчетов предельных режимов по сравнению с методами дискретного и непрерывного утяжеления.

Далее представлены алгоритмы и методы определения сенсорных узлов и слабых по статической устойчивости звеньев ЭЭС на основе УПР.

1.1. Применение спектрального анализа матрицы проводимостей для выявления сенсорных узлов ЭЭС

Для определения сенсорных узлов сети [4] существуют алгоритмы, основанные на спектральном анализе матрицы проводимостей.

При этом для поиска узлов, в которых напряжения наиболее сильно реагируют на изменение узловых токов нагрузки используется анализ собственных чисел матрицы проводимостей.

Спектральное разложение матрицы узловых проводимостей Y_s и спектральное разложение обратной к ней матрицы узловых сопротивлений Z [6] можно записать как:

$$Y_s = \dot{V} \dot{\Lambda} \dot{V}^T = \sum_{i=1}^k \dot{v}_i \dot{\lambda}_i \dot{v}_i^T, \quad (3)$$

$$Z = (\dot{V} \dot{\Lambda} \dot{V}^T)^{-1} = \sum_{i=1}^k \dot{v}_i \dot{v}_i^T / \dot{\lambda}_i, \quad (4)$$

поскольку комплексная матрица Y_s симметричная.

Тогда:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^k \dot{v}_i \dot{v}_i^T / \dot{\lambda}_i \Delta I. \quad (5)$$

В выражениях (3), (4) индексы собственных значений $\dot{\lambda}_i$ при $i = 1, \dots, k$ и связанных с ними собственных векторов $V = (v_1, v_2, \dots, v_n)$ совпадают. В диагональной матрице $\dot{\Lambda} = (\dot{\lambda}_1, \dot{\lambda}_2, \dots, \dot{\lambda}_k)$ комплексные собственные значения матрицы Y_s порядка k занесены по возрастанию.

Расчет всех собственных значений и векторов комплексной матрицы Y_s производится с использованием QR -алгоритма со сдвигом после преобразования исходной матрицы к верхней форме Хессенберга. Найденные преобразования используются при расчете собственных векторов.

Собственные векторы матрицы узловых проводимостей и матрицы узловых сопротивлений совпадают, поэтому спектральное разложение можно выполнять для одной из матриц.

Поскольку отношение $\dot{v}_i^T / \dot{\lambda}_i$ – скалярная величина, то из анализа результатов расчета можно сделать вывод: если одно из собственных значений $\dot{\lambda}_i$, взятых по модулю, значительно отличается от всех других, то наибольший вклад в изменение узловых напряжений будет наблюдаться в узле, где компонента соответствующего ему i -го собственного вектора максимальная.

Подобный анализ можно проводить и для матрицы Якоби. В этом случае для характеристики степени зависимости фаз и модулей напряжений в узле от активных и реактивных мощностей нагрузок применяются элементы обратной матрицы Якоби.

1.2. Применение сингулярного разложения матрицы Якоби для определения сенсорных узлов ЭЭС

Матрица Якоби имеет вид:

$$J = \begin{vmatrix} \frac{\partial P}{\partial U} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial U} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}. \quad (6)$$

Размерность матрицы J определяется из соотношения $k = 2x(n - l)$, где l – число узлов с заданным неизменным напряжением.

Взаимосвязь модулей ΔU и фаз $\Delta \delta$ узловых напряжений в узле i от активных и реактивных мощностей нагрузок в узле j можно выразить через обратную матрицу Якоби J^{-1} по выражению:

$$\begin{pmatrix} \Delta U \\ \Delta \delta \end{pmatrix} = J^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}. \quad (7)$$

Сингулярное разложение [7] матрицы J возможно представить подобно спектральному разложению матрицы сопротивлений Z .

Тогда для матрицы Якоби при проведении анализа результатов расчета также можно сделать вывод, что если минимальное сингулярное значение значительно отличается от всех других, то наибольший вклад в изменение модулей и фаз напряжений при варьировании активных и реактивных мощностей нагрузки будет наблюдаться в узле, для которого компонента минимального левого сингулярного вектора максимальная. Такие узлы определяются как сенсорные. И чем больше данное отличие, тем сильнее реакция напряжения в сети на изменение нагрузки.

Таким образом, применяя сингулярное разложение матрицы Якоби можно определять сенсорный узел, соответствующий максимальному изменению активной или реактивной мощности в зависимости от того, какой области матрицы соответствует этот узел – либо области действительных значений, либо области мнимых.

2. Методика выделения слабых звеньев ЭЭС с использованием союзной матрицы Якоби

В процессе эксплуатации и проектирования ЭЭС осуществляются различные мероприятия по варьированию режимных и структурных параметров электрической сети.

Элементы, в которых изменение параметров наиболее сильно влияет на устойчивость ЭЭС, определяются как слабые звенья.

В свою очередь, выделение слабых звеньев – это обоснованное определение места приложения рациональных с технико-экономической точки зрения мероприятий, позволяющих повысить запас статической устойчивости электроэнергетической системы.

Как следует из рис. 1, собственный вектор R матрицы Якоби, вычисленный в заданной точке (X_p, Y_p) предельной поверхности L_F совпадает с направлением нормали к данной поверхности [8]. Тогда траектория изменения режима в пространстве Y в виде функции $|J| = |J[X(Y)]|$ для данной точки может быть найдена через градиент вектора R . Оптимизационная задача по определению наиболее эффективных режимных мероприятий может быть сформулирована как поиск траектории изменения режима для заданной точки (X_p, Y_p) , приводящей к максимальному увеличению определителя $|J|$.

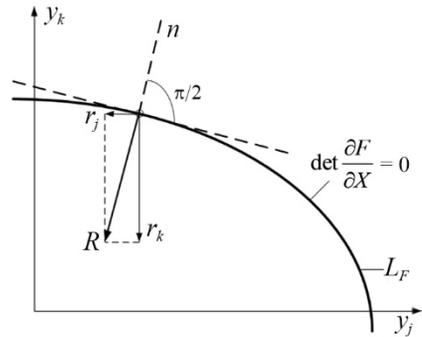


Рис. 1. Геометрическое представление поверхности L_F и вектора R

По максимальным значениям компонент собственного вектора R , полученным в ходе расчета в предельном режиме можно определить слабые по статической устойчивости звенья ЭЭС и найти траекторию изменения параметров режима, которая наиболее эффективно позволит вернуть режим в допустимую область.

Как показано в [9], для оценки эффективности можно задать некую обобщенную величину λ , которая будет характеризовать затраты на изменение структурного параметра P на величину ΔP , в свою очередь, влияющее на изменение $|J|$. И по совокупности выделенных слабых звеньев в сети будет осуществлен выбор мероприятий, которые обеспечивают максимум функции $|J|$ при минимальных затратах λ .

При малом изменении параметра P , не приводящем к существенному отклонению режима, можно записать выражение:

$$|J| + d|J| = \det \frac{\partial F}{\partial X} = \det \left[\frac{\partial F}{\partial X} \Big|_{X=X_0} + A \right], \tag{8}$$

в котором ненулевые элементы матрицы A относятся к данному параметру.

Для одного элемента матрицы $\partial F / \partial X$:

$$d|J| = (-1)^{i+j} \Delta_{ij} M_{ij}, \tag{9}$$

где Δ_{ij} – приращение элемента $\partial f_i / \partial x_j$ при изменении P .

Выделенный из выражения (9) параметр:

$$C_{ij} = (-1)^{i+j} M_{ij} \tag{10}$$

определяет техническую эффективность выбранного мероприятия по повышению статической устойчивости ЭЭС, при изменении структурного параметра на величину приращения. При этом, из двух однотипных мероприятий наиболее эффективным будет то, которому соответствует наибольшее значение минора M_{ij} .

Значения C_{ij} являются элементами матрицы $adj \frac{\partial F}{\partial X}$ союзной к $\frac{\partial F}{\partial X}$.

Для союзной и транспонированной матриц в предельном установившемся режиме можно записать:

$$\frac{\partial F}{\partial X} adj \frac{\partial F}{\partial X} = 0; \quad \left(\frac{\partial F}{\partial X} \right)^T adj \frac{\partial F}{\partial X} = 0. \quad (11)$$

Столбцы матрицы

$$adj \frac{\partial F}{\partial X} = [c_1 S \quad c_2 S \dots c_j S \dots c_n S] \quad (12)$$

рассматриваются как собственные векторы S УПР (2), различающиеся только длиной.

В свою очередь:

$$adj \left(\frac{\partial F}{\partial X} \right)^T = [b_1 R \quad b_2 R \dots b_j R \dots b_n R]. \quad (13)$$

Тогда матрица Якоби может быть найдена путем решения уравнений предельных установившихся режимов в соответствии с выражением:

$$adj \frac{\partial F}{\partial X} = k_S R S^T, \quad (14)$$

где k_S – постоянный множитель.

С целью проверки эффективности предложенной методики выделения слабых звеньев по критерию статической аperiодической устойчивости были проведены расчеты предельных режимов для тестовой 10-узловой схемы ЭЭС, представленной на рис. 2. Траектория утяжеления 1 задавалась путем увеличения активной мощности генерации в узле 5. В ходе расчетов для рассматриваемого варианта схемы была получена союзная матрица Якоби (табл. 1). Структурное представление матрицы $adj(\partial F/\partial X)$ приведено на рис. 3.

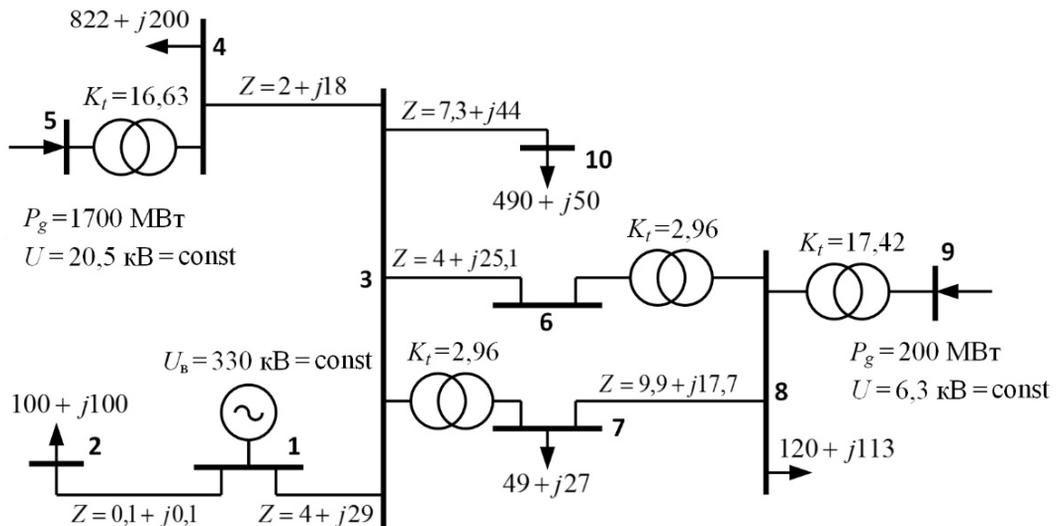


Рис. 2. Тестовая 10-узловая схема ЭЭС

Таблица 1

Союзная матрица Якоби

		Номера узлов							
		2(U)	3(U)	7(U)	8(U)	6(U)	10(U)	4(U)	2-10(δ)
Номера узлов	2(P)	0	0	0	0	0	0	0	0
	3(P)	0	0,0489	0,016	0,011	0,042	0,106	0,021	0
	7(P)	0	0,0406	0,013	0,009	0,034	0,088	0,017	0
	8(P)	0	0,0473	0,015	0,011	0,040	0,102	0,020	0
	6(P)	0	0,0487	0,016	0,011	0,041	0,106	0,021	0
	10(P)	0	0,143	0,046	0,032	0,122	0,311	0,061	0
	4(P)	0	0,133	0,042	0,029	0,113	0,287	0,056	0
	2(Q)	0	0	0	0	0	0	0	0
	3(Q)	0	0,097	0,031	0,022	0,083	0,211	0,041	0
	7(Q)	0	0,092	0,029	0,021	0,078	0,199	0,039	0
	8(Q)	0	0,061	0,019	0,014	0,052	0,132	0,026	0
	6(Q)	0	0,080	0,026	0,018	0,068	0,174	0,034	0
	10(Q)	0	0,221	0,071	0,049	0,188	0,479	0,093	0
	4(Q)	0	0,038	0,012	0,009	0,032	0,082	0,016	0

Полученные в результате вычислений компоненты сингулярного вектора визуализированы на рис. 4. Данные компоненты соответствуют минимальному сингулярному значению σ_{\min} матрицы Якоби УУР.

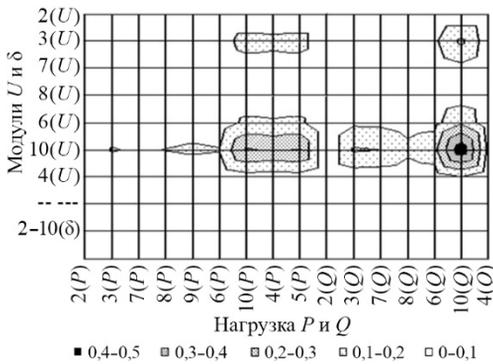


Рис. 3. Структурное представление матрицы Якоби для 10-узловой схемы ЭЭС (траектория утяжеления 1)

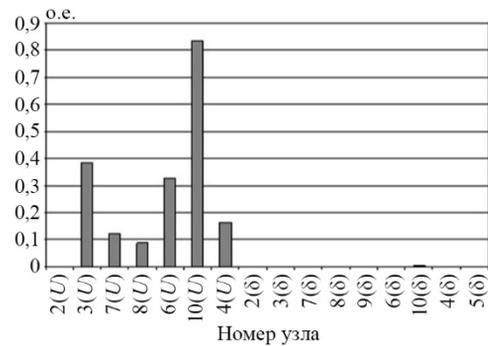


Рис. 4. Компоненты сингулярного вектора для 10-узловой схемы ЭЭС (траектория утяжеления 1)

Как видно из приведенных результатов расчетов, при утяжелении режима путем увеличения генерации в узле 5 слабым элементом сети является узел 10, что подтверждается анализом компонент сингулярного вектора (рис. 4). При данной траектории утяжеления на устойчивость ЭЭС, т. е. на изменение модуля напряжения в узле 10 в наибольшей степени оказывает влияние изменение активной и реактивной мощностей в данном узле и, соответственно, активной мощности в узле 5.

При траектории утяжеления 2, которая задавалась путем увеличения активной мощности генерации в узле 9, слабым элементом сети является узел 6 (рис. 5). В данном случае степень устойчивости ЭЭС в наибольшей степени зависит от активной мощности генерации в узле 9 и реактивной мощности в узле 8.

Анализ компонент сингулярного вектора, соответствующего σ_{\min} (рис. 6), также показывает, что модуль напряжения в узле 6 в наибольшей степени реагирует на случайные изменения нагрузок.

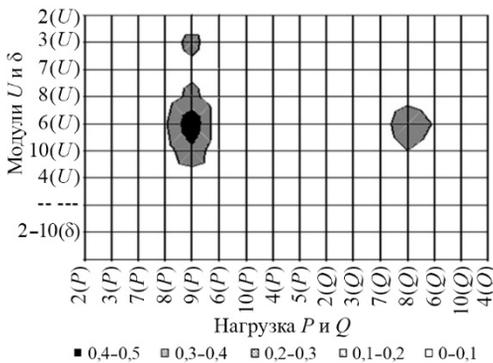


Рис. 5. Структурное представление матрицы Якоби для 10-узловой схемы ЭЭС (траектория утяжеления 2)

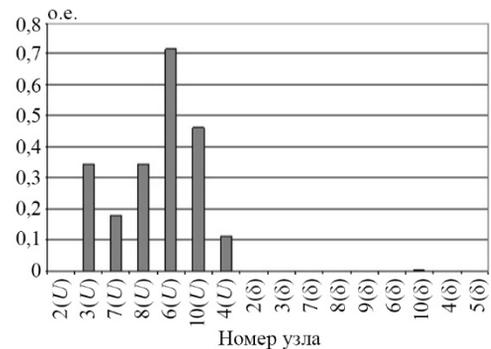


Рис. 6. Компоненты сингулярного вектора для 10-узловой схемы ЭЭС (траектория утяжеления 2)

В результате дальнейших исследований выявлено, что для двух и более траекторий изменения режима определяются разные узлы, в которых вариация мощностей генерации и нагрузок будет приводить к повышению статической устойчивости ЭЭС. Но как показал анализ компонент сингулярного вектора, сенсорные свойства узлов будут отличаться незначительно.

Таким образом, применение разработанной методики для выделения слабых по САУ звеньев ЭЭС дает возможность осуществлять обоснованный выбор структуры, средств противоаварийного управления и мероприятий по повышению устойчивости электроэнергетической системы.

Выводы

Решение задачи повышения статической устойчивости электроэнергетических систем требует создания корректных методов расчета предельных установившихся режимов ЭЭС.

На основе обобщенных уравнений предельных режимов предложены алгоритмы определения сенсорных узлов в ЭЭС, базирующиеся на спектральном анализе матрицы проводимостей и сингулярном разложении матрицы Якоби.

Разработана методика выделения слабых звеньев ЭЭС на основе расчета элементов союзной матрицы Якоби с использованием УПР, позволяющая выполнять оценку влияния регулируемых параметров режима для наиболее эффективного ввода режима в допустимую область.

Показано, что предложенные алгоритмы и методы обнаружения сенсорных узлов и слабых по статической аperiodической устойчивости звеньев ЭЭС реализуют возможность на этапе проектирования определять проблемные участки сети, а в процессе эксплуатации вырабатывать рекомендации по изменению режимных параметров для повышения устойчивости электроэнергетической системы.

Список литературы

1. Жуков А. А., Стратан И. П. Установившиеся режимы сложных электрических систем. Методы расчета / А. А. Жуков, И. П. Стратан. – Москва: Энергоатомиздат, 1979. – 416 с.
2. Improved Jacobi pre-treatment method for solving iterative power flow calculation / C. Tang, S. Dong, X. Ren, L. Yin, L. Ju // Dianli Xitong Zidong-hua Automation Electr. Power Syst. – 2018. – Vol. 42, no. 12. – pp. 81–86. – DOI: <https://doi.org/10.7500/AEPS20170307005>
3. Гамм А. З., Голуб И. И. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах / А. З. Гамм, И. И. Голуб. – Иркутск, 1996. – 97 с.
4. Алтухова М. К. Повышение эффективности численного решения уравнений предельных установившихся режимов и идентификации чувствительных элементов в электроэнергетической системе / М. К. Алтухова // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2 (81). – С. 77–83.
5. Крюков А. В. Предельные режимы электроэнергетических систем / А. В. Крюков. – Иркутск, 2012. – 236 с.
6. Сальникова М. К., Герасименко К. В., Макаренко Я. Н. Анализ эффективности методов спектрального и сингулярного разложения в задачах прогнозирования сигналов с переменной структурой / М. К. Сальникова, К. В. Герасименко, Я. Н. Макаренко // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2008. – № 2 (18). – С. 137–139.
7. Efficiency and reliability improvement of solving power systems steady-state stability limit operation equations / М. К. Altukhova, М. А. Lyulina, Е. V. Nikolaeva, I. E. Ryndina, V. S. Chudny, Е. А. Ivanova // 2022 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus). – 2022. – pp. 1150–1155. – DOI: 10.1109/ElConRus54750.2022.9755555
8. Крюков А. В., Сальникова М. К., Степкин А. М. Эффективные алгоритмы решения уравнений предельных режимов энергосистем / А. В. Крюков, М. К. Сальникова, А. М. Степкин // Труды БГУ. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2006. – Т. 2. – С. 37–47.
9. Захаров С. В. Выделение слабых звеньев при проектировании противоаварийной автоматики энергосистем / С. В. Захаров, А. В. Крюков, Е. А. Крюков // Автоматизированные системы контроля и управления на транспорте. – 1999. – вып. 5. – С. 72–77.

Алтухова Марина Константиновна, канд. техн. наук, доцент, доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: altuhova-mk@ntcees.ru

Чилибьев Антон Геннадьевич, аспирант Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: chilibev.anton@gmail.com

УДК 621.314

А. Ю. Виноградов, А. В. Козлов

О регламентировании количества ответвлений от ЛЭП 110–220 кВ с двухсторонним питанием

Предлагается дополнение существующей нормативно-технической документации, регламентирующей формирование основных технических решений по схемам выдачи мощности и схемам внешнего электроснабжения, требованиями о максимальном количестве ответвлений от ЛЭП с двухсторонним питанием.

Ключевые слова: схема выдачи мощности, схема внешнего электроснабжения, надежность электроснабжения, первичная схема распределительного устройства подстанции, ответвительная подстанция, отпайка от ЛЭП.

В настоящее время со стороны генерирующих и сетевых предприятий, а также крупных потребителей уделяется значительное внимание вопросу повышения надежности работы магистральных распределительных электрических сетей. В период с 2012 по 2022 г. нормативно-техническая документация, регламентирующая проектирование и развитие электрических сетей всех классов напряжения была значительно переработана и уточнена. Однако, остался ряд вопросов, по которым отсутствуют прямые методические рекомендации по формированию основных технических решений, что зачастую приводит к значительным разногласиям между заинтересованными сторонами при согласовании проектной документации. Одним из таких вопросов является отсутствие в нормативной документации технических требований к допустимому количеству ответвительных подстанций на линиях электропередачи с двухсторонним питанием.

Основываясь на опыте выполнения работ по формированию основных технических решений для схем внешнего электроснабжения и схем выдачи мощности, авторы считают, что указанный выше «пробел» в действующей НТД, в некоторых случаях, приводит к образованию ЛЭП 110–220 кВ со значительным количеством ответвлений (5–9 ответвлений), в результате чего происходит существенное снижение надежности функционирования электрических сетей и электроснабжения потребителей, а также возникают ситуации, в которых отсутствует возможность обеспечения корректной настройки релейных защит (невозможность обеспечения селективности и/или требуемого быстродействия). Необходимо также отметить, что вследствие низкой плотности электрических сетей в большей части региональных энергосистем России значительное количество электроприемников вынужденно отнесено ко II категории надежности электроснабжения, так как I категорию технически невозможно обеспечить.

Анализ действующей в настоящее время нормативной документации показал, что первичная схема энергообъекта должна быть выбрана на основе следующих критериев:

- для проектируемого энергообъекта отсутствуют режимные ограничения, либо выявленные режимные ограничения допускаются действующей НТД;
- проектируемый энергообъект не ухудшает условия работы потребителей и электростанций в районе расположения;
- затраты на электрическую часть и на интеграцию проектируемого энергообъекта в существующую электрическую сеть минимальные, по сравнению с другими вариантами.

При разработке первичной схемы подстанции, либо электростанции небольшой мощности (5–50 МВт), в качестве рекомендуемого проектировщики часто выбирают вариант схемы, реализация которого требует минимальных капитальных затрат. Однако, при таком подходе вопросы схемной надежности отходят на второй план, так как требования о неухудшении условий работы потребителей и электростанций в районе расположения проектируемого энергообъекта не имеют четкой формулировки (отсутствуют конкретные требования, которыми проектировщик мог бы руководствоваться при выборе варианта первичной схемы).

В соответствии с требованиями, приведенными в части Б пункта 247 [1] присоединение проектируемого энергообъекта к энергосистеме не должно ухудшать условия работы смежных абонентов. Однако, четкие критерии выбора типа подстанции по способу присоединения к сети (ответвительная или проходная) в нормативной документации отсутствуют. Данное обстоятельство в некоторых случаях не позволяет проектировщикам в полной мере решить следующие задачи:

- обеспечить надежную схему электроснабжения проектируемого объекта без косвенного ущерба для смежных потребителей и объектов генерации (возможность избежать в исследуемом энергорайоне введения дополнительных ограничений в ряде схемно-режимных ситуаций, обусловленных динамической устойчивостью генерирующего и двигательного оборудования);
- обеспечить возможность оптимального секционирования электрической сети в послеаварийном режиме (ПАР). В ПАР отключается только участок ЛЭП, на котором произошло короткое замыкание);
- минимизировать объем оперативных переключений в схеме в послеаварийных режимах (переключения с целью постановки под напряжение отключенных потребителей (при отсутствии аварийного ввода резерва (АВР)), возврат схемы к нормальной после окончания восстановительных работ);
- исключить необходимость разработки сложных и проблемных с точки зрения аппаратной реализации и последующей эксплуатации технических решений:
 - ◆ по релейным защитах ЛЭП;
 - ◆ по противоаварийной автоматике.

Идея регламентировать количество ответвительных подстанций на ЛЭП 110–220 кВ с двухсторонним питанием не нова и начала развиваться в конце 80-х годов прошлого века в ЕЭС (Единая энергетическая система) СССР, однако проработка соответствующей нормативной базы так и не была завершена. В состав сборника директивных материалов главтехуправления Минэнерго СССР (издание третье, переработанное и дополненное, Москва «ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ», 1985 г. [2]), действовавших в то время, входили следующие разделы:

- о разработке схем и объектов внешнего электроснабжения магистральных нефте- и газопроводов;
- о схемах внешнего электроснабжения тяговых подстанций.

В перечисленных выше разделах директивных материалов присутствовали требования:

- к количеству ответвительных подстанций (ПС) на ЛЭП 110–220 кВ с двухсторонним питанием;
- к схемам ПС нефтегазовой отрасли (должны подключаться по схеме «заход-выход», присоединение ответвлением не допускается);

- к схемам ПС 110–220 кВ, от которых осуществляется электроснабжение тяговой сети электрифицированных железных дорог.

Однако, в последующие годы данная идея развития не получила в связи со значительным сокращением потребления мощности и электроэнергии в ЕЭС России, следствием чего стали значительная разгрузка электрических сетей и увеличение запасов динамической устойчивости генерирующего оборудования.

В настоящее время в ЕЭС России проблема обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования, обусловленная, в том числе, и значительным ослаблением схем электрических сетей 110–220 кВ в послеаварийных режимах, вновь стала актуальной. Это вызвано наличием ряда объективных причин:

- рост промышленного производства (обработка полезных ископаемых, трубопроводная транспортировка полезных ископаемых, развитие металлургии, химических производств);
- интенсификация жилищного строительства в крупных населенных пунктах;
- развитие агропромышленных комплексов в южных регионах;
- повышение загрузки электрических сетей и генераторов на электростанциях;
- нерешенная проблема низкой плотности электрических сетей на большей части территории России.

В соответствии с требованиями, приведенными в действующих в настоящее время методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], выбор первичных схем энергообъектов необходимо проводить с учетом следующих требований:

- для подстанций:
 - ◆ пункт 205. При разработке вариантов присоединения к электрической сети вновь сооружаемых подстанций должны максимально использоваться возможности существующей электрической сети путем сооружения заходов или ответвлений на новую подстанцию;
- для электростанций:
 - ◆ пункт 240, часть ж. Допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции линиям электропередачи, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от линий электропередачи классом напряжения 35–110 кВ с односторонним питанием, а также от транзитных линий электропередачи классом напряжения 35–110 кВ при количестве отпайек (ответвлений) от указанных линий электропередачи до шин электростанции не более двух.

Как видно из приведенных выше выдержек, методическими указаниями по проектированию развития энергосистем не регламентируется количество ответвительных подстанций на ЛЭП с двухсторонним питанием (сказано только о максимальном количестве отпайек от линии электропередачи до шин проектируемой электростанции).

Анализ первичных схем существующих в настоящее время подстанций (подключенных посредством ответвлений) и электростанций небольшой мощности показывает следующее:

- достаточно часто в распределительных устройствах (РУ) 110–220 кВ ответвительных подстанций имеется хотя бы один выключатель 110–220 кВ;
- подстанции, РУ 110–220 кВ которых представлены по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (№ 220-4Н

и № 110-4Н [3]), подключены ответвлениями к разным цепям двухцепной ЛЭП 110–220 кВ. При этом, на узловых подстанциях с обеих сторон данной ЛЭП 110–220 кВ секционные выключатели нормально включены. Таким образом, при коротком замыкании в любой точке сети 110–220 кВ у потребителей происходит провал напряжения одинаковой глубины на обоих питающих вводах.

В описанных выше случаях существует возможность повысить надежность электроснабжения потребителей без значительных затрат посредством изменения схемы их присоединения к энергосистеме. На рис. 1 и 2 показан вариант переработки схемы внешнего электроснабжения потребителей, подключенных к двухцепной ВЛ 110 кВ ответвлениями.

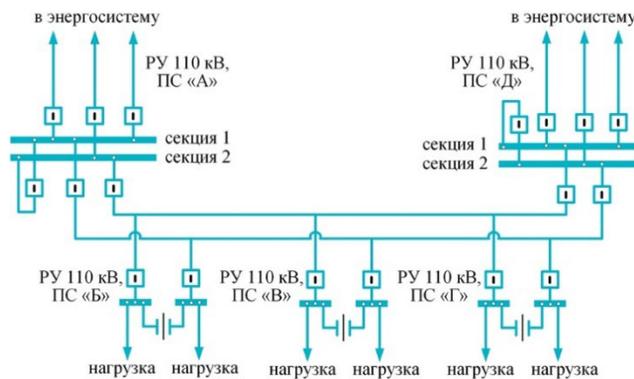


Рис. 1. ПС 110 кВ Б, В, Г подключены к сети 110 кВ ответвлениями

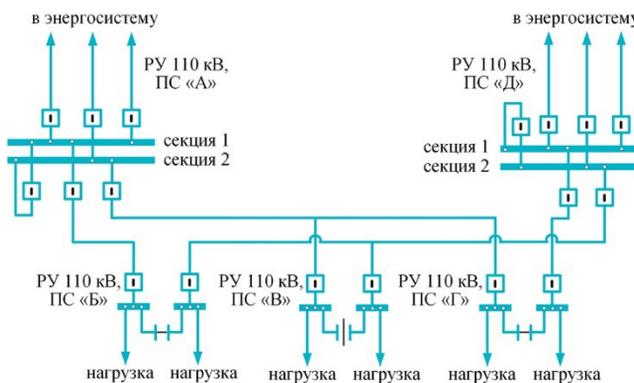


Рис. 2. Результат корректировки схемы внешнего электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Б, В, Г

Как видно из рис. 1 и 2, после корректировки схемы внешнего электроснабжения подстанций 110 кВ Б, В, Г:

- суммарное количество выключателей 110 кВ на исследуемых подстанциях осталось неизменным;
- условия эксплуатации электрооборудования потребителей улучшены:
 - ◆ увеличено количество ВЛ 110 кВ (вместо ВЛ 110 кВ А-Д № 1, 2, появились ВЛ 110 кВ А – Б, Б – Д, А – Г, Г – Д), что позволяет в послеаварийном режиме сократить длину отключаемого участка. Таким образом, обеспечено селективное отключение только поврежденного участка электрической сети;
 - ◆ для большинства потребителей после корректировки схем внешнего электроснабжения в послеаварийном режиме значительно уменьшился $x_{вн}$ по сравнению

со схемой на рис. 1. Необходимо отметить, что от величины параметра $x_{вн}$ зависит успешность самозапуска двигательного оборудования [4, 5];

- улучшены условия работы релейных защит и автоматик:
 - ◆ упрощены принципы организации защиты (снижается количество ситуаций, от которых должна быть произведена отстройка релейной защиты);
 - ◆ сокращено количество устройств АВР, которые должны сработать в послеаварийном режиме.

Перечисленные выше преимущества справедливы и для корректировки схемы одноцепной ВЛ 110–220 кВ с большим количеством ответвлений. В качестве примера на рис. 3 и 4 показан вариант корректировки схемы одноцепной ВЛ 110 кВ с тремя ответвлениями.

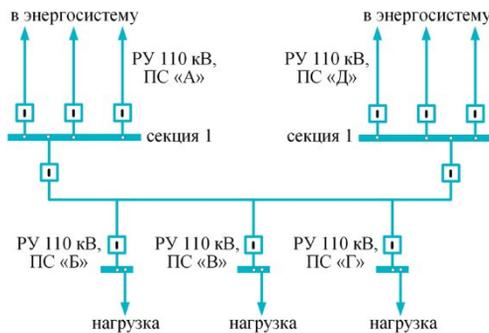


Рис. 3. Исходная схема ВЛ 110 кВ А – Д

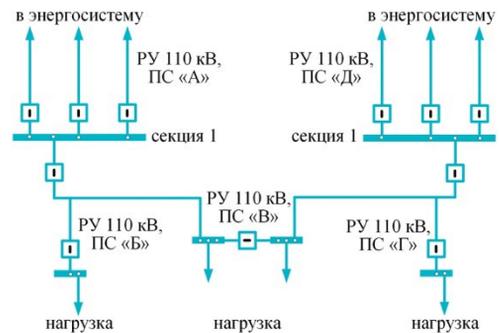


Рис. 4. Схема ВЛ 110 кВ А – Д после корректировки с образованием ВЛ 110 кВ А – В и В – Д

Проиллюстрированные выше мероприятия ранее были регламентированы для схем внешнего электроснабжения тяговых подстанций электрифицированных участков железных дорог и предприятий нефтегазовой промышленности.

Таким образом, с целью упорядочить новое строительство и техническое перевооружение электрических сетей 110–220 кВ, авторы считают целесообразным распространить ранее действовавшие технические требования в части порядка построения электрических сетей 110–220 кВ для электроснабжения тяговых нагрузок, нефте- и газопроводов на все электрические сети 110–220 кВ в ЕЭС России, в качестве типовых. Указанная корректировка НТД позволит:

- упорядочить количество ответвительных подстанций на ЛЭП 110–220 кВ с двухсторонним питанием;
- ограничить внедрение упрощенных первичных схем энергообъектов в ЕЭС России;
- значительно повысить надежность электроснабжения потребителей;
- скорректировать подход к использованию критерия минимальных капитальных затрат, так как в складывающейся в настоящее время схемно-режимной ситуации в ЕЭС России необходимо, в первую очередь, ориентироваться на надежность:
 - ◆ схемы внешнего электроснабжения потребителей;
 - ◆ схемы выдачи мощности электростанций.

Необходимо отметить, что каждый из рассматриваемых разделов директивных материалов содержит пункт о возможности отступления от типовых технических

решений. Однако, для реализации какого-либо нетипового решения, требуется разработка дополнительного технического обоснования (категория надежности нагрузки проектируемой подстанции, информация о смежных абонентах, значительная удаленность проектируемой ПС от существующей ЛЭП).

Заключение

По результатам анализа действующей в настоящее время нормативно-технической документации, авторами сформулировано предложение по уточнению технических требований к выбору первичных схем энергообъектов, а именно предлагается распространить ранее действовавшие технические требования в части порядка построения электрических сетей 110–220 кВ для электроснабжения тяговых сетей электрифицированных железных дорог, компрессорных и насосных станций нефте- и газопроводов на все электрические сети 110–220 кВ в ЕЭС России, в качестве типовых.

За основу предлагается взять директивные материалы главтехуправления Минэнерго СССР (издание третье, переработанное и дополненное, Москва. – «Энергоатомиздат», 1985) в части следующих разделов:

- о разработке схем и объектов внешнего электроснабжения магистральных нефте- и газопроводов (пункты 2.5, 2.6);
- о схемах внешнего электроснабжения тяговых подстанций (пункты 3–5).

Список литературы

1. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по проектированию развития энергосистем»: Приказ № 1286 от 6 дек. 2018 г.: утвержден Минэнерго России / Минэнерго России. – 2022. – 125 с.
2. Сборник директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР. Электротехническая часть / Минэнерго СССР. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1985. – 304 с.
3. СТО 59012820-29.240.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения: стандарт АО «СО ЕЭС»: дата введения 2009-12-31 / АО «СО ЕЭС». – Москва, 2009. – 132 с.
4. Устойчивость нагрузки электрических систем / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, Э. А. Хачатрян. – Москва: Энергоиздат, 1981. – 209 с.
5. Гуревич Ю. В., Кабиков К. В. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю. В. Гуревич, К. В. Кабиков. – Москва: ЭЛЕКС-КМ, 2005.

Виноградов Андрей Юрьевич, старший научный сотрудник лаборатории исследований электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: vinogradov_a@ntcees.ru

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

E-mail: kozlov_a@ntcees.ru

УДК 621.311

И. Г. Выборных, Д. Е. Петрушин, М. Г. Попов

Способы увеличения передаваемой мощности в транзитных энергосистемах на примере электропередачи Кола – Карелия

В условиях ограничений сетевого строительства является актуальной задача наиболее полного использования пропускной способности существующих межсистемных линий электропередачи. В статье представлены способы повышения пропускной способности межсистемных транзитов и обоснована их эффективность. Методология исследований заключалась в проведении численных экспериментов по исследованию нестационарных, аварийных режимов работы в специализированных программных комплексах. В ходе исследования разработаны и обоснованы дополнительный критерий выбора «опасного» контролируемого сечения. Кроме того, определены расчетные функциональные зависимости взаимного влияния связанных контролируемых сечений, соответствующие конфигурации и структуре схемы электрической сети. Проведено определение и обоснование технологического эффекта от замыкания нормально разомкнутых связей. Результаты исследования имеют практическую значимость при управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы.

Ключевые слова: линии электропередачи, пропускная способность сети, опасное сечение, максимально допустимые перетоки, нормально разомкнутые связи.

Актуальность исследований

По мере изменения баланса электроэнергии в энергосистемах ЕЭС России, в условиях ограничений сетевого строительства является актуальной задача наиболее полного использования пропускной способности существующих межсистемных линий электропередачи [1, 2]. Для этого необходимо обеспечить на этапе планирования достоверность определения и повысить быстродействие расчетов предельных по условиям обеспечения устойчивости перетоков активной мощности при оперативном управлении режимами работы объединенных энергосистем.

В ряде случаев неэффективное режимное и противоаварийное управление объединенными энергосистемами обусловлено особенностями реализации алгоритмов, не учитывающих некоторые частные схемно-режимные ситуации [3, 4]. Кроме этого, в связи с широким внедрением высоковольтного силового управляемого электрооборудования типа FACTS методика определения пропускной способности электросети также требует определенного усовершенствования. В последнем случае могут возникать противоречивые расчетные условия, не позволяющие осуществить однозначный выбор слабых линий электропередачи и определить контролируемые сечения в системообразующей сети. С учетом этого исследование усовершенствованных методик и способов повышения пропускной способности объединенных энергосистем является чрезвычайно востребованным и актуальным.

Целью исследований, проводимых в настоящей статье, является обоснование эффективности способов повышения пропускной способности межсистемных транзитов объединенных энергосистем. Объектом исследований является межсистемный транзит 330 кВ (рис. 1) в составе Объединенной энергосистемы (ОЭС) Северо-Запада. Предметом исследований являются динамические свойства транзитных линий электропередачи, критерий выбора слабых линий электропередачи, требующих

особого контроля при оперативном управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, а также уточненные методики расчета обменной мощности в контролируемых сечениях.

Методология исследований заключалась в проведении численных экспериментов по исследованию нестационарных, аварийных режимов работы межсистемного транзита Кольской, Карельской и Ленинградской энергосистем, сравнительном анализе и обосновании эффективности способов повышения пропускной способности контролируемых сечений. Расчетные исследования осуществлялись с использованием широко известных и аккредитованных в филиалах Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС») России программных комплексов «*RastrWin3*», «*RUSTab*», «*Eurostag*» и ПАК «Система мониторинга запасов устойчивости» для исследования статической и динамической устойчивости энергосистем [5].

Основные результаты исследований по повышению пропускной способности линий электропередачи в Кольской, Карельской и Ленинградской энергосистемах

В текущих условиях при наличии нормативных ограничений для сокращения расходов средств субъектами электроэнергетики [6, 7] актуальной является задача наиболее полного использования пропускной способности существующих ЛЭП, а также внедрения новых, адаптивных функциональных алгоритмов противоаварийного управления обменной мощностью объединенных энергосистем [8–10].

Для разработки способов повышения пропускной способности электрических сетей 110–330 кВ объединенных Кольской, Карельской и Ленинградской энергосистем авторами были проведены расчетные исследования и анализ предельных величин обменной мощности, допустимых токовых нагрузок ЛЭП, характеристик силового электрооборудования, входящего в транзит. В конечном итоге для повышения пропускной способности электрических сетей 110–330 кВ объединенных Кольской, Карельской и Ленинградской энергосистем авторами предложены и обоснованы мероприятия: замыкание ранее разомкнутых транзитных электрических связей, а также изменение состава межсистемных связей и совершенствование методики расчета и контроля обменной мощности для наиболее «опасных» контролируемых сечений.

Напомним, что в соответствии с [11, 12 и др.], наиболее «опасными» принято считать контролируемые сечения (электрические связи), для которых в предельных по статической аperiodической устойчивости режимах возникают наибольшие значения увеличения угла электропередачи и снижения модуля напряжения в ее прилегающих узлах. Традиционные критерии учета запаса устойчивости при наличии опорной генерации и отборов мощности в узловых подстанциях не позволяют говорить о статической устойчивости отдельных КС. Иными словами, фактически не существует единственного опасного сечения, оно может изменяться в зависимости от стартовых режимно-балансовых условий. В подтверждение этого факта в табл. 1 представлены уровни напряжений на шинах подстанций межсистемного транзита (рис. 1) Кольской, Карельской и Ленинградской объединенных энергосистем в наиболее характерных режимах. Полужирным шрифтом в табл. 1 выделены узлы с наибольшим снижением уровней напряжения относительно их номинальных величин.

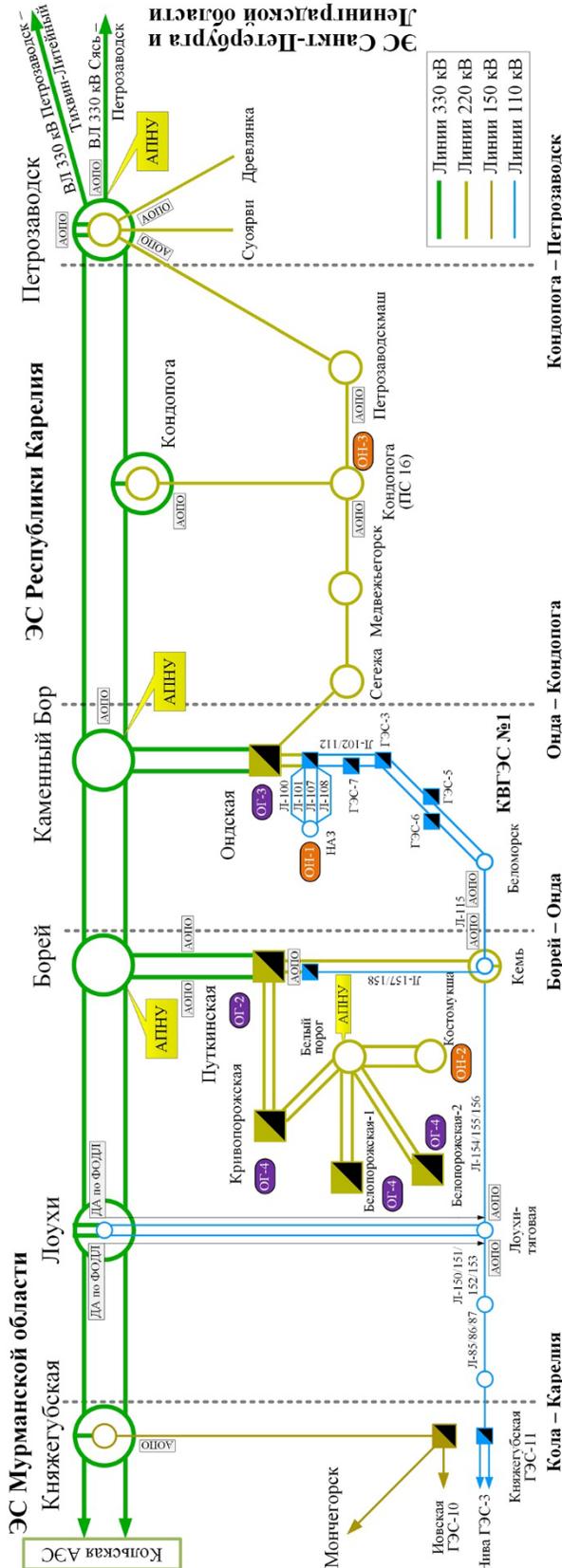


Рис. 1. Схема основной системообразующей сети 330-220-110 кВ ЭС Республики Карелия

Таблица 1

Уровни напряжения на шинах 330 и 110 кВ объектов исследуемого транзита в предельных режимах при направлении перетока из ЭС Мурманской области через ЭС Республики Карелия в ЭС Санкт-Петербурга и Ленинградской области

Сечение Кола – Карелия, Р _{пред} , МВт	Княжегубская	Лоухи	Борей	Каменный Бор	Кондопога	Петрозаводск	Княжегубская ГЭС	Лоухи-тяговая	Кемь	Беломорск
1 210	324·e ^{j79}	301·e ^{j67}	287·e^{j48}	291·e ^{j35}	309·e ^{j18}	318·e ^{j14}	114·e ^{j75}	98·e^{j64}	101·e ^{j44}	106·e ^{j39}
1 198	324·e ^{j82}	301·e ^{j71}	287·e^{j52}	288·e ^{j39}	306·e ^{j20}	314·e ^{j16}	113·e ^{j82}	96·e^{j72}	99·e ^{j51}	104·e ^{j46}
1 171	326·e ^{j84}	304·e ^{j73}	289·e ^{j55}	289·e^{j42}	304·e ^{j22}	313·e ^{j18}	114·e ^{j78}	100·e^{j68}	111·e ^{j47}	106·e ^{j51}
1 129	328·e ^{j85}	310·e ^{j75}	299·e ^{j58}	296·e^{j45}	305·e ^{j26}	313·e ^{j22}	114·e ^{j81}	103·e^{j72}	109·e ^{j56}	113·e ^{j51}
1 076	328·e ^{j86}	311·e ^{j76}	299·e ^{j59}	294·e^{j47}	302·e ^{j27}	311·e ^{j23}	114·e ^{j81}	103·e^{j73}	115·e ^{j54}	110·e ^{j57}
1 023	332·e ^{j86}	317·e ^{j77}	306·e ^{j62}	299·e^{j49}	303·e ^{j29}	311·e ^{j25}	115·e ^{j82}	105·e^{j75}	111·e ^{j62}	115·e ^{j59}
1 009	334·e ^{j87}	320·e ^{j78}	309·e ^{j63}	300·e^{j51}	303·e ^{j30}	311·e ^{j26}	115·e ^{j82}	106·e^{j75}	113·e ^{j63}	116·e ^{j60}

В результате анализа уровней напряжения в узлах системообразующей электросети 330 кВ с использованием традиционных критериев можно выявить «опасное» контролируемое сечение, в которое входит двухцепная линия электропередачи 330 кВ Борей – Каменный Бор. Однако, при применении вышеописанного традиционного подхода к совместному контролю уровней напряжения на шинах ПС и РП 330 кВ и на шинах 110 кВ Княжегубской ГЭС, ПС 110 кВ Лоухи-тяговая, ПС 220 кВ Кемь и ПС 110 кВ Беломорск невозможно сделать однозначный вывод о необходимости включения в состав контролируемого сечения обходных линий электропередачи 110 кВ. Эти трудности выбора слабых электрических связей в целом обусловлены наличием источников электроэнергии (Путкинской, Кривопорожской, Ондской ГЭС и каскадов Кемских и Выгских ГЭС в целом), коммутируемых к шинам 110 кВ и 220 кВ смежных подстанций (см. рис. 1).

Для достоверного определения слабых линий электропередачи, входящих в контролируемое сечение, в дополнение к традиционной методике был предложен и обоснован критерий (условие выбора) – постоянство (или минимальное изменение) значений предельного по статической аperiodической устойчивости энергосистемы перетока мощности во всем многообразии схемно-режимных исследуемых расчетных условий. Апробацию и обоснование этой усовершенствованной методики рассмотрим на одном из наиболее важных и характерных для энергосистемы Республики Карелия примеров контроля обменной мощности в сечениях «Кола – Карелия», «Борей – Онда» и «Онда – Кондопога». В целях актуализации значений максимально допустимого перетока (МДП) активной мощности в указанных сечениях были исследованы электрические режимы энергосистемы Республики Карелия при различных стартовых условиях и траекториях утяжеления.

В табл. 2 приведены результаты определения величины обменной мощности в контролируемых сечениях межсистемного транзита в предельных режимах при утяжелении в сечении «Кола – Карелия». Полужирным шрифтом в табл. 2 указаны максимальные и минимальные величины обменной активной мощности в соответствующем контролируемом сечении.

Таблица 2

**Обменная мощность в контролируемых сечениях межсистемного транзита
в предельных режимах при утяжелении в сечении Кола – Карелия, МВт**

Сечение 1, Кола – Карелия, $P_{пред}, \text{МВт}$	Сечение 2, Борей – Онда, $P_{обм}, \text{МВт}$	Сечение 3, Онда – Кондопога, $P_{обм}, \text{МВт}$	Сечение 4, Кондопога – Петрозаводск, $P_{обм}, \text{МВт}$
1 210	914	897	678
1 198	927	943	718
1 171	926	991	762
1 129	971	992	745
1 076	942	1 013	763
1 023	973	1 059	804
1 009	987	1 085	827

Анализ полученных результатов показал, что при различных исходных балансовых условиях и наиболее характерной траектории утяжеления – загрузки и разгрузки Кольской АЭС (сечение 1, Кола – Карелия, табл. 2) величина обменной мощности в сечении 2 (Борей – Онда, табл. 2) изменялась в меньшей степени по сравнению с другими контролируруемыми сечениями. Для этого сечения изменение по модулю величины обменной мощности составляет 73 МВт, а для сечений Онда – Кондопога (сечение 3) и Кондопога – Петрозаводск (сечение 4) изменение обменной мощности равно 188 и 149 МВт, соответственно. При изменении траектории утяжеления и, как следствие этого, изменении направления (из энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области в энергосистему Республики Карелия) потока мощности наименьшее изменение по модулю величины обменной мощности (56 МВт) соответствует контролируемому сечению Кондопога – Онда.

Выявленные особенности позволяют усовершенствовать методику расчета и контроля обменной мощности для наиболее «опасных» контролируемых сечений межсистемных транзитов, позволяющую однозначно определить наиболее «опасное» контролируемое сечение по условию постоянства (или минимального изменения) значений предельного по статической аperiodической устойчивости энергосистемы перетока мощности во всем многообразии схемно-режимных исследуемых расчетных условий.

Также при проведении исследований выявлено, что подход, основывающийся на учете взаимной зависимости контролируемых сечений, учитывающий равнозначное изменение величины предельного перетока является лишь частным случаем, но как правило должен быть использован некоторый коэффициент пропорциональности, отличный от единицы и определяемый индивидуально для всех расчетных схем сети [13]. Тезис был подтвержден при анализе характеристик взаимной зависимости величин предельных перетоков (и как следствие – величин 20 %-го запаса по статической аperiodической устойчивости) в контролируемых сечениях Кола – Карелия и Борей – Онда, показанных на рис. 2. Из сравнительного анализа расчетных характеристик суммарной обменной мощности следует, что несмотря на то, что наличие зависимости величины допустимых перетоков в сечении Кола – Карелия от величин

допустимых перетоков в сечении Борей – Онда было известно и ранее, но сама эта зависимость учитывалась таким образом, что приводила к дополнительным ограничениям (недоиспользованию пропускной способности сети).

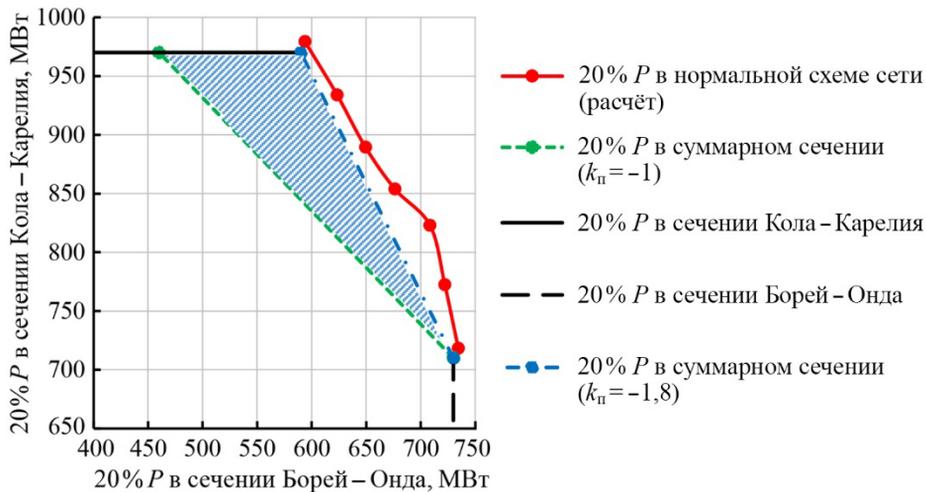


Рис. 2. Результаты расчета взаимной зависимости величины МДП в сечении «Кола – Карелия» и иллюстрация изменений в ее учете при определении области допустимых режимов работы энергосистемы

Используемая ранее граница области допустимых перетоков активной мощности, учитывающая равнозначное влияние величины фактического перетока активной мощности в одном из связанных контролируемых сечений на величину МДП в другом контролируемом сечении (зеленая пунктирная линия с $k_{п} = -1$, на рис. 2) вносит необоснованное ограничение на пропускную способность исследуемых межсистемных транзитов 220–330 кВ. Объем недоиспользованной мощности, передаваемой по межсистемному транзиту, определяется заштрихованной областью (рис. 2).

Область недоступных режимов работы с учетом этой ошибки в определении МДП на рис. 2 представляет собой заштрихованный треугольник.

Для корректного учета взаимного влияния определены и предложены к использованию коэффициенты пропорциональности, соответствующие конфигурации и структуре схемы электрической сети. В нормальной схеме коэффициент скорректирован на $k_{п} = -1,8$ (синяя штрихпунктирная линия на рис. 2). Так, в рассматриваемой схеме сети необоснованное занижение величины МДП могло составлять до 20 %.

Внедрение в Филиалах АО «СО ЕЭС» операционной зоны ОДУ Северо-Запада вышеописанной усовершенствованной методики расчета и контроля обменной мощности для межсистемных транзитов объединенных Кольской, Карельской и Ленинградской энергосистем позволило до ввода второй цепи увеличить их пропускную способность на величину около 10 % (60–70 МВт в нормальной схеме сети) и исключить ограничение пропускной способности в контролируемых сечениях «Борей – Кондопога» и Кола – Карелия».

Кроме этого Филиалами АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада, Карельское РДУ и Кольское РДУ было принято решение об отсутствии необходимости контроля суммарной обменной мощности межсистемных транзитов «Онда – Кондопога» и Кола – Карелия» вследствие учета зависимых от структуры и конфигурации электросети

коэффициентов пропорциональности к максимально допустимому перетоку активной мощности в сечении «Борей – Онда».

Также в работе были выполнены численные эксперименты по исследованию и оценке эффективности замыкания линий электропередачи 110 кВ межсистемного транзита Карельской, Ленинградской энергосистем. Эти воздушные линии электропередачи 110 кВ являлись изначально разомкнутыми для исключения возникновения их перегрузки или асинхронного режима. Методология этого исследования заключалась в расчетах электроэнергетических режимов при вариации режимно-балансовых условий функционирования энергорайонов с учетом замыкания линий электропередачи в составе исследуемых транзитов: ПС 220 кВ Лодейнопольская – ПС 110 кВ Олонец – ПС 110 кВ Коткозеро – ПС 110 кВ Ведлозеро (моделировалось включение нормально отключенных ВС-110 ПС 110 кВ Олонец и ВС-110 ПС 220 кВ Лодейнопольская). Основные результаты этих расчетов приведены в табл. 3.

Таблица 3

**Показатели пропускной способности межсистемного транзита
Ведлозеро – Олонец – Лодейнопольская в нормальной и ремонтных
(вывод в ремонт системы шин 220кВ ПС Древлянка) схемах**

Название схемы и конфигурация электросети	Транзит разомкнут, $P_{мдп}$, МВт	Транзит замкнут, $P_{мдп}$, МВт	Расчетная токовая нагрузка, А	Длительно допустимая токовая нагрузка, А	Аварийно (кратковременно) допустимая токовая нагрузка, А
Нормальная схема	149	176	145	158	205
Ремонт СШ-220 кВ и отключение ТГ Петрозаводской ТЭЦ	41	71	192	158	205
Ремонт СШ-220 кВ и отключение ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви	68	91	209* 200	158* 200	205* 240
Ремонт СШ-220 кВ и отключение ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви с учетом замены ТТ**	68	130	299* 286	2×158* 320	2×205* 384

* В первой строке указаны токовые нагрузки АТ (по стороне 110 кВ) ПС 220 кВ Лодейнопольская, во второй – ВС-110 ПС 110 кВ Олонец.

** Значения указаны с учетом увеличения номинального тока ($I_{ном} = 300$ А) трансформаторов тока на ПС 110 кВ Олонец и замыкания ВС-110 ПС 220 кВ Лодейнопольская.

Анализ результатов расчетов предельных установившихся электроэнергетических режимов и динамической устойчивости при замыкании связей Олонецкого транзита выявил эффективность замыкания межсистемного транзита Ведлозеро – Олонец – Лодейнопольская. При этом наиболее тяжелым для обеспечения баланса мощности в электросети Петрозаводского энергоузла является случай ремонта несекционированной системы шин ПС 220 кВ Древлянка. Наиболее характерным

нормативным аварийным возмущением, определяющим наибольший ожидаемый небаланс мощности в ремонтной схеме, является отключение турбогенератора Петрозаводской ТЭЦ с установленной мощностью 110 МВт, а также отключение ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви (табл. 1) [14]. Отметим, что замыкание транзита всегда приводит к увеличению величины максимально допустимого перетока (МДП) активной мощности ($P_{\text{МДП}}$, табл. 3) в этом контролируемом сечении.

В результате замыкания межсистемного транзита в нормальной схеме его пропускная способность увеличилась на 27 МВт (табл. 3). Токовая загрузка Олонцовского транзита в этом случае составляет 145 А, что ниже ее длительно допустимого значения 158 А для автотрансформаторов связи 220/110 ПС 220 кВ Лодейнопольская. В ремонтной схеме с отключенной системой шин 220 кВ на ПС 220 кВ Древлянка и аварийным отключением турбогенератора на Петрозаводской ТЭЦ также достигается эффект при замкнутом состоянии транзита – на 30 МВт повышается предел по передаваемой мощности. Однако, эти схемно-режимные условия характеризуются токовой перегрузкой автотрансформатора связи на ПС 220 кВ Лодейнопольская, поскольку величина его тока, равная 192 А, превышает длительно допустимое значение 158 А. Тем не менее такой режим является кратковременно (не более 20 мин) допустимым на время проведения оперативных переключений и действия устройств режимной, противоаварийной автоматики, поскольку токовая загрузка (192 А) автотрансформатора не превышает ее аварийно-допустимого значения – 205 А.

Следует отметить, что при возникновении аварийного отключения ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви в этой же ремонтной схеме эффект от замыкания межсистемного транзита снижается до 23 МВт. Также возникает аварийная токовая перегрузка (209 А) автотрансформатора связи на ПС 220 кВ Лодейнопольская. Исключение этого достигается замыканием секционного выключателя системы шин 110 кВ и включением в транзит второго автотрансформатора связи на ПС 220 кВ Лодейнопольская. Дополнительное повышение пропускной способности транзита с 68 МВт до 130 МВт (прирост на 90 %, табл. 3) может быть достигнуто при замене трансформаторов тока (ТТ) на ПС 110 кВ Олонец с увеличенным номинальным первичным током $I_{\text{ном}} = 300$ А.

Для обоснования допустимости замыкания транзита были выполнены расчеты токов короткого замыкания (КЗ) и оценка достаточности отключающей способности коммутационной аппаратуры в нормальной схеме электрической сети при замкнутом состоянии ЛЭП Олонцовского транзита. Наибольшая величина тока однофазного КЗ в разомкнутой схеме Олонцовского транзита не превышает 3,0 кА (шины 110 кВ ПС 220 кВ Лодейнопольская), а тока трехфазного КЗ – не более 2,6 кА (шины 110 кВ ПС 110 кВ Ведлозеро). При замыкании транзита расчетные значения токов КЗ возрастают до 6,0 кА и 5,0 кА при однофазных и трехфазных КЗ соответственно. Необходимо отметить, что в ремонтных схемах сети определение токов КЗ не проводилось, поскольку отключение указанных выше параллельных ЛЭП в исследуемом энергоузле, расположенном на границе энергорайонов Петрозаводска, Западной Карелии и Новолодожских электрических сетей, сопровождается увеличением эквивалентного сопротивления сети и, как следствие этого, снижением уровня токов КЗ относительно величин, определенных для нормальной конфигурации схемы электросети.

Окончательное обоснование возможности включения на параллельную работу ЛЭП Олонцкого транзита производилось на основе анализа результатов расчетных исследований асинхронных режимов. При исследовании нормативных возмущений в нормальной схеме электросети установлено, что возникает асинхронный режим с электрическим центром качаний (ЭЦК) на связях контролируемого сечения «Онда – Кондопога». В послеаварийной схеме с отключенными ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск и ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка ЭЦК располагается на связях Олонцкого транзита (ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Коткозеро (Л-125) или ВЛ 110 кВ Олонец – Коткозеро (Л-126)). Для ликвидации асинхронного режима необходима установка устройств АЛАР на ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) и ПС 220 кВ Лодейнопольская. При возникновении асинхронного режима в послеаварийной схеме с отключенными ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск и ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Древянка ЭЦК располагается вне Олонцкого транзита, а именно на ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124) и ВЛ 110 кВ Найстенъярви – Поросозеро (Л-134). В этом случае для селективной ликвидации асинхронного режима необходима коррекция параметров срабатывания устройств АЛАР на ПС 220 кВ Суоярви и установка нового устройства АЛАР на Петрозаводской ТЭЦ [15].

Выводы и внедрение результатов

Выполненные в работе исследования направлены на повышение пропускной способности основной системообразующей сети энергосистем Мурманской области, Республики Карелия и Ленинградской области, а именно:

1. Определен и обоснован технологический эффект при замыкании ранее разомкнутых связей 110 кВ, увеличение максимально допустимых перетоков на примере исследуемой энергосистемы может составить до 90 % к текущему уровню величин. Эти мероприятия включены в инвестиционные программы МЭС Северо-Запада и Карельского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» с конечным сроком реализации не позднее 2026 г.

2. Предложена и обоснована усовершенствованная методика расчета и контроля обменной мощности для наиболее «опасных» контролируемых сечений межсистемных транзитов, позволяющая сделать однозначный вывод о необходимости включения линий электропередачи в состав контролируемых сечений.

3. Предложен и обоснован уточненный метод по определению и контролю обменной мощности в контролируемых сечениях со взаимным влиянием на потокораспределение в электросети. Предложенный подход позволяет повысить пропускную способность сечения «Борей – Онда» на величину до 20 %.

Результаты исследования имеют практическую значимость при управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы и были внедрены в филиалах АО «СО ЕЭС» операционной зоны ОДУ Северо-Запада.

Список литературы

1. Петрушин Д. Е. Методика выявления определяющих ограничений передаваемой активной мощности / Д. Е. Петрушин, М. Г. Попов, И. Г. Выборных // Материалы юбилейной X Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – 2019. – Т.1. – С. 124–127.

2. Petrushin D. E. Development of dispatch control facilities: a technique for identifying the current limitation factor of transmitted active power / D. E. Petrushin, N. S. Chumakov, D. I. Kalinin // Proceedings – 2022 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2022, Sochi. – Sochi, 2022. – P. 97–101. – DOI 10.1109/ICIEAM54945.2022.9787210. – EDN YYKFJI.
3. Identification of equivalent electromagnetic and electromechanical parameters in nonstationary modes / M. G. Popov, D. E. Petrushin, M. V. Matrosova [and oth.] // Proceedings of the 2021 IEEE conference of Russian young researchers in electrical and electronic engineering. – 2021. – P. 1525–1528.
4. Совершенствование алгоритмов автоматического регулирования частоты и мощности в энергосистемах / Д. Е. Петрушин, С. О. Носов, А. В. Кузнецов, М. Г. Попов // Электроэнергетика глазами молодежи: Материалы XII Международной научно-техн. конф., Нижний Новгород, 16–19 мая 2022 г. Часть I. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева, 2022. – С. 106–109. – EDN NUUNAG.
5. Павлов Е. С. Система мониторинга запасов устойчивости / Е. С. Павлов, Д. И. Калинин, Д. Е. Петрушин, М. Г. Попов // Материалы XII всероссийской научно-техн. конф. «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике». – 2020. – С. 22–25.
6. Методы и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики / Ф. В. Веселов, Е. А. Волкова, А. Е. Курилов [и др.] // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2010. – № 4. – С. 82–94. – EDN MSPJRD.
7. Методические указания по проектированию развития энергосистем, утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06.12.2022 № 1286
8. Петрушин Д. Е. Повышение эффективности системных средств противоаварийного управления энергосистем Мурманской области и Республики Карелия / Д. Е. Петрушин, М. Г. Попов // Материалы XI всероссийской научно-технической конференции «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике». – 2018. – С. 283–288.
9. Increasing the emergency control systems efficiency in Kola's and Karelia's power systems / M. G. Popov, D. E. Petrushin, N. S. Efimov // Proceedings of the 2019 IEEE conference of Russian young researchers in electrical and electronic engineering. – 2019. – P. 1040–1043.
10. Popov M. G., Petrushin D. E. Analytical Signals Using for the Power Systems Non-Stationary Modes Analysis / M. G. Popov, D. E. Petrushin // Proceedings of the 2020 IEEE conference of Russian young researchers in electrical and electronic engineering. – 2020. – P. 830–834.
11. Курмак В. В. Совершенствование методов выявления и мониторинга опасных сечений электроэнергетической системы: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Курмак Валерия Владимировна. – Иваново, 2012. – 20 с. – EDN QIEYEN.
12. Ефремова И. Ю. Разработка и исследование алгоритмов адаптивного пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке сечения электрической сети: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Ефремова Ирина Юрьевна. – Москва, 2018. – 20 с.

13. Петрушин Д. Е., Попов М. Г. Контроль сечения «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога» при управлении режимом энергосистемы Республики Карелия / Д. Е. Петрушин, М. Г. Попов // Неделя науки СПбПУ. Материалы научн. конф. с международным участием. – 2017. – С. 31–34.
14. Исследование путей повышения надежности и качества электроснабжения потребителей энергорайона Западной Карелии / В. С. Вершинин, А. А. Тихомиров, Д. Е. Петрушин // Материалы 70-й Всероссийской (с международным участием) научной конференции обучающихся и молодых ученых. – 2018. – С. 589–590.
15. Modern automatics for elimination of asynchronous operation / M. G. Popov, N. G. Pavlov, D. E. Petrushin // Proceedings – 2019 International Ural conference on electrical power engineering. – 2019. – P. 75–80.

Выборных Иван Григорьевич, заместитель начальника службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада.

E-mail: vybornykh.i@gmail.com

Петрушин Денис Евгеньевич, главный специалист службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ, соискатель ученой степени канд. техн. наук по специальности 2.4.3. Электроэнергетика при ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: petrushind@petsu.ru

Попов Максим Георгиевич, д-р техн. наук, профессор, профессор Высшей школы высоковольтной энергетики ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: popovmg@cef.spbstu.ru

ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ И ТЕХНИКИ ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

УДК 004.942

А. С. Брилинский, Г. А. Евдокунин, И. В. Попов

Современные методы расчета электродинамических усилий в обмотках силовых трансформаторов

Рассмотрены современные методы расчета электродинамических усилий в силовых трансформаторах, применяемые на отечественных предприятиях, и предложен новый способ повышения точности расчетов. Точность расчета электродинамической силы в основном определяется точностью расчета распределения магнитного поля вблизи обмоток. Поскольку в конструкции трансформатора имеется нелинейный магнитный сердечник, аналитически определять распределение магнитного поля неэффективно из-за чрезмерной сложности расчетов. Одним из современных способов решения таких задач является анализ методом конечных элементов, который помогает находить численные решения системы нелинейных уравнений. Рассмотрена методика расчета электродинамических сил, сочетающая метод конечных элементов (МКЭ) с анализом магнитного поля и учетом влияния внешней электрической сети. По этому методу в каждом витке обмотки трансформатора определяются осевые и радиальные электродинамические усилия, что может быть очень полезно для анализа механической прочности. Процесс расчета показан на примере однофазного трансформатора ОРЦ-417000/750/24/24 в различных режимах работы. По результатам расчетов построены графики распределения электродинамических нагрузок на витках обмоток, графики распределения магнитного поля в сердечнике и вблизи обмоток. Предложенные методы расчета электродинамических сил могут быть полезны при изготовлении новых трансформаторов, позволяя конструкторам снизить стоимость натурных испытаний за счет выявления и устранения слабых мест на этапе проектирования.

Ключевые слова: трансформатор, электродинамическая стойкость, электродинамические усилия, метод конечных элементов, переходный процесс.

Введение

Силовой трансформатор является одним из ключевых элементов электрической сети, повреждение которого является крайне нежелательным событием, особенно для масляных трансформаторов, создает опасность пожара и взрыва. Для проверки надежности оборудование подвергают натурным испытаниям токами короткого замыкания (КЗ) [1]. Такие испытания связаны с большими финансовыми затратами на транспортировку в испытательный центр, оплату услуг испытательного центра и т. д. Поэтому для минимизации рисков получения неудовлетворительных результатов испытаний предлагается применять методы углубленного расчета для оценки стойкости на этапе проектирования. На эту тему имеется множество публикаций, предлагающих методы анализа механической прочности обмоток, например, [2–4]. Для анализа механических сдвигов, ползучести и деформаций обмоток в этих работах задавалась известная линейная электродинамическая сила $F_{эд}$ [Н/м], действующая вдоль витка. Расчет точного значения этой силы $F_{эд}$ является предметом этой статьи. Для этого предлагается использовать современные программы математического моделирования на основе МКЭ, позволяющие успешно решать задачи расчета магнитных полей в условиях сложной геометрии трансформатора. Новизна исследования

заключается в более детальном анализе электродинамических нагрузок на каждом витке с выявлением зависимостей этих нагрузок от положения витка (в центре, на краю обмотки). Это является важным преимуществом, поскольку неравномерное распределение магнитных полей рассеяния по обмоткам приводит к возникновению локальных максимумов электродинамических сил. Если при проектировании трансформатора использовать усредненные значения электродинамических нагрузок, то неучтенные локальные максимумы могут привести к потере динамической стойкости и повреждению трансформатора. Существующие на данный момент публикации используют лишь малую часть возможностей современных вычислительных программ, часто ограничиваясь расчетом средних сил, действующих на всю обмотку [5, 6].

Расчет электродинамических усилий

Предлагаемый нами метод расчета электродинамических сил использует выражение для силы Ампера:

$$\vec{f} = \oint_S \vec{B} \times \vec{j} \cdot ds, \quad (1)$$

где \vec{B} – магнитная индукция [Тл], \vec{j} – плотность тока витка [А/м²], S – площадь поперечного сечения витка [м], \vec{f} – распределенная сила [Н/м]. Векторное произведение в правой части равенства показывает, что сила перпендикулярна направлению индукции и направлению плотности тока. Следовательно, осевое поле создает радиальные силы, а радиальное поле создает осевые силы. Направления силы, индукции и плотности тока связаны правилом левой руки.

$$F_x = \oint_S \vec{B}_z \times \vec{j} \cdot ds; \quad (2)$$

$$F_z = \oint_S \vec{B}_x \times \vec{j} \cdot ds. \quad (3)$$

Магнитная индукция в (1) определяется из расчета магнитного поля вблизи сердечника и обмоток трансформатора. Сегодня такие задачи удобно решать с помощью компьютерных программ на основе МКЭ. К недостаткам этого метода можно отнести большие затраты вычислительных ресурсов при использовании компьютера. Однако при современном уровне развития вычислительной техники ее ресурсов уже достаточно для решения таких задач.

На примере трансформатора ОРЦ-417000/750/24/24 показан процесс расчета осевых и радиальных усилий.

ОРЦ-417000/750/24/24 – однофазный трансформатор. Имеет две полуобмотки высокого (ВН) и низкого (НН) напряжения, расположенные на двух параллельных стержнях. Полуобмотка ВН состоит из 871 витка; НН из 46 витков. Кривая намагничивания стали, из которой изготовлен магнитопровод, представлена на рис. 1.

Принцип решения задач электромагнитного поля в программе Comsol Multiphysics описан в одной из предыдущих публикаций [8].

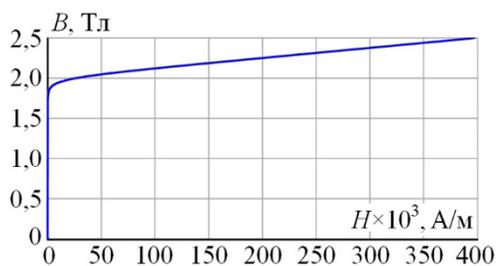


Рис. 1. Кривая намагничивания стали для ОРЦ-417000/750/24/24

В программе Comsol Multiphysics построена 3D-модель трансформатора, рис. 2. Обмотки трансформатора моделируются концентрическими цилиндрами.

Согласно требованиям к электродинамической стойкости трансформатора он должен выдерживать воздействие ударных токов КЗ без механических повреждений. Рассчитаем электродинамические силы в режиме, когда КЗ на зажимах обмотки НН происходит в момент перехода напряжения через ноль. Такие условия обеспечат максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ. Электрическая схема подключения трансформатора к системе 750 кВ с заданной мощностью КЗ ($S_{\text{сети}} = 54\,000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, $x_{\text{сети}} = 11,4 \text{ Ом}$) представлена на рис. 3.

$$U = 787 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot \sin(\omega t) \text{ [кВ]}.$$

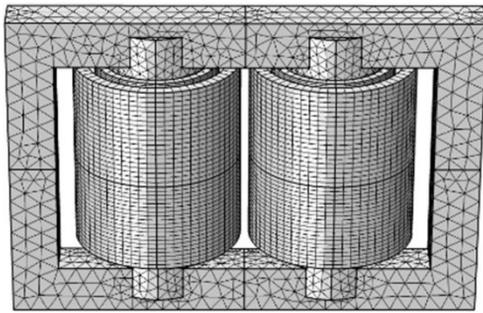


Рис. 2. 3D модель фазы ОРЦ-417000/750/24/24

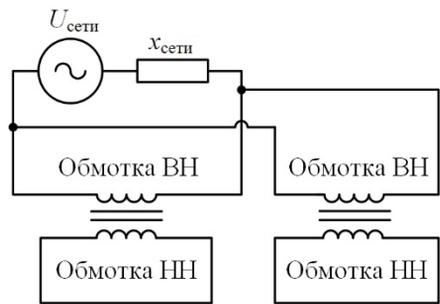


Рис. 3. Схема электрической цепи для режима КЗ трансформатора

Результаты моделирования КЗ представлены ниже. Ударный ток КЗ в обмотке ВН – 15,8 кА, в обмотке НН – 289 кА (рис. 4). Магнитные поля и электродинамические усилия приведены на рис. 5.

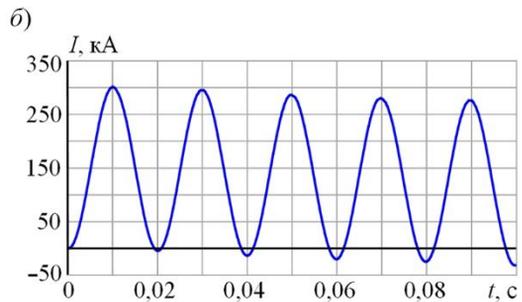
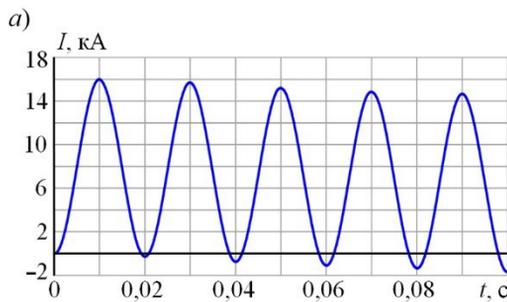


Рис. 4. Осциллограмма тока в обмотке трансформатора: а) ВН, б) НН

На рис. 5 видно, что магнитная индукция B распределена внутри обмоток неравномерно, особенно по краям обмоток, так называемый «краевой эффект». Это создает неравномерное распределение осевых и радиальных усилий, приводит к возникновению локальных максимумов и минимумов нагрузок.

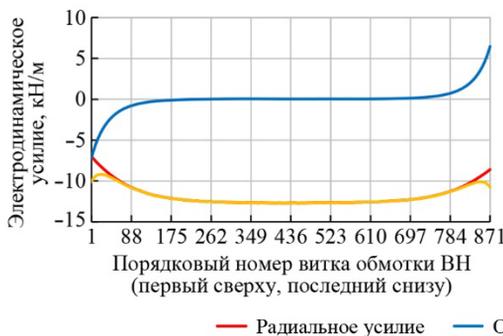
Полученные данные о магнитном поле в магнитопроводе и вблизи него позволяют рассчитать электродинамические силы, действующие на витки обмоток по (1). Графики распределения усилий по виткам обмоток ВН и НН представлены на рис. 6. Максимальные радиальные нагрузки на витки приходятся на центральные части обмоток, а максимальные осевые нагрузки на краевые участки обмоток.

Максимальное значение осевого усилия в обмотке ВН находится в пределах 6 кН/м, радиального усилия – в пределах 12,5 кН/м. Максимальное значение осевого усилия в обмотке НН находится в пределах 189 кН/м, радиального усилия – в пределах 250 кН/м.

В настоящее время в России используют руководящий документ [9], определяющий порядок расчета электродинамических сил. Согласно этому документу для оценки выдерживающей способности трансформатора достаточно прове-

речь механическую прочность витков и опорных элементов конструкции на пиковые значения осевых и радиальных усилий, определять которые предлагается косвенно по величине тока КЗ в обмотке и поправочным коэффициентам. Используя результаты 3D-моделирования, можно получать существенно более точные данные, полученные именно для конструкции испытываемого трансформатора. Кроме того, данный метод позволяет рассчитывать трансформаторы нестандартных конструкций, например, с фольговыми обмотками, для которых на данный момент методик расчета не разработано.

а)



б)

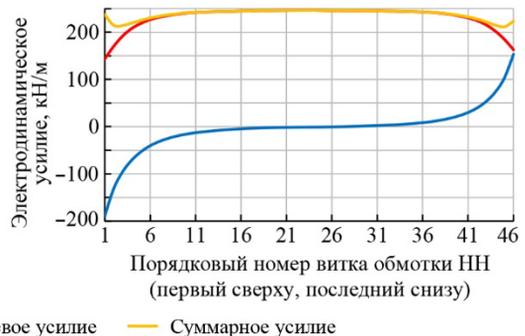


Рис. 6. Распределение электродинамических сил вдоль обмотки: а) ВН, б) НН

Выводы

Предлагаемый метод, основанный на создании 3D-моделей трансформаторов, позволяет совместить задачи учета внешней электрической сети, расчета магнитных полей для трансформаторов любой конструкции и расчета электродинамических сил. Появляется возможность рассчитывать осевые и радиальные усилия в трансформаторах любой конструкции [9]. Публикации зарубежных коллег и материалы этой статьи наглядно показывают большой потенциал применения подобных программ на стадии проектирования трансформаторов.

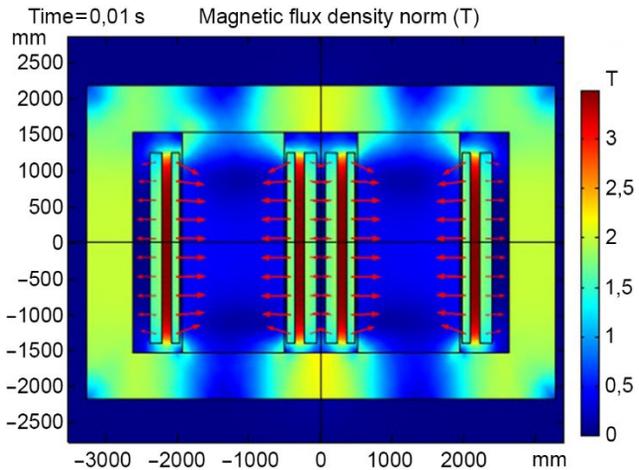


Рис. 5. Распределение магнитной индукции B вблизи сердечника. Красные стрелки показывают направление электродинамических сил

Благодарность

Авторы выражают свою признательность суперкомпьютерному центру Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (www.spbstu.ru) за предоставленные вычислительные ресурсы для выполнения расчетов в данной статье.

Список литературы

1. СТО 56947007-29.180.01.116-2012 Инструкция по эксплуатации трансформаторов : стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» : дата введения 2012-03-02 / АО «ФСК ЕЭС». – изд. официальное. – 2012. – 52 с.
2. Bakshi A., Kulkarni S. V. Analysis of buckling strength of inner windings in transformers under radial short circuit forces / A. Bakshi, S. V. Kulkarni // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2014. – vol. 29.1. – pp. 241–245. – DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2272102.
3. Geiler D. H. Short circuit withstand capability of power transformers: PhD dissertation / D. H. Geiler. – Karlsruhe Institut für Technologie, 2016.
4. Kojima H. Buckling strength analysis of large power transformer windings subjected to electromagnetic force under short circuit / H. Kojima // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1980. – PAS-99.3. – pp. 1288–1297. – DOI: 10.1109/TPAS.1980.319761.
5. Arturi M. C. Force calculation in transformer windings under unbalanced MMFs by a non-linear finite element code / M. Arturi // IEEE Transactions on Magnetics. – 1992. – vol. 28, no. 2. – pp. 1363–1366. – DOI: 10.1109/20.123945.
6. Finite element analysis of short circuit electromagnetic force in power transformer / Y. J. Lee, H. M. Ahn, K. J. Kim, Y. H. Oh, C. S. Hahn // 2009 International Conference on Electrical Machines and Systems. – 2009. – pp. 1–4. – DOI: 10.1109/ICEMS.2009.5382899.
8. Popov I. V., Evdokunin G. A., Syutkin V. A. Computation modelling of electrodynamic forces in transformers and reactors / I. V. Popov, G. A. Evdokunin, V. A. Syutrin // 2020 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). – 2020. – pp. 1093–1097. – DOI: 10.1109/EIConRus49466.2020.9039390.
9. РД 16.431-88 Трансформаторы силовые. Расчет электродинамической стойкости обмоток при коротком замыкании: руководящий документ. – 1988. – 96 с.

Евдокунин Георгий Анатольевич, д-р техн. наук, профессор, профессор Высшей школы электроэнергетических систем Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: evdokunin_ga@spbstu.ru

Брилинский Андрей Станиславович, канд. техн. наук, доцент, начальник отдела развития энергосистем в г. Санкт-Петербурге Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: brilinskiy_a@ntcees.ru

Попов Иван Викторович, аспирант Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: pro100thebest@gmail.com

УДК 621.315

Н. В. Коровкин, Т. Г. Миневич

Наведенные напряжения на скрещенных и заглубленных коммуникациях

Рассмотрена задача определения напряжения, наводимого высоковольтной линией (ВЛ) между экранами, расположенных вблизи скрещенных подземных кабелей или иных проводящих протяженных технических систем (водопровод, газопровод, железнодорожные и трамвайные рельсы). Приведены аналитические соотношения для искомого напряжения в зависимости от свойств грунта и взаимного расположения кабельных линий и высоковольтной линии. В работе предложен и обоснован подход к расчету наведенных напряжений, альтернативный представленному в работах М. В. Костенко. Предложенный подход позволяет оценивать наведенные напряжения с использованием относительно простых аналитических выражений.

Ключевые слова: наведенное напряжение, скрещенные кабели, ЭДС, заглубленный кабель, высоковольтная линия.

Введение

Задачи электромагнитной совместимости высоковольтного энергетического оборудования и близко расположенных энергетических объектов и сооружений решаются при проектировании, строительстве, ремонте, реконструкции и их совместной эксплуатации. Высоковольтные воздушные линии электропередач (ВЛ), будучи одним из основных элементов современных энергосистем, оказывают существенное электромагнитное влияние на окружающую среду, в том числе и на подземные объекты. Выделение охранной зоны ВЛ, где запрещено строительство, зачастую не распространяется на подземные объекты, поэтому вблизи ВЛ могут быть расположены различные подземные коммуникации, включая подземные кабели, трубопроводы и т. д.

Подобная ситуация существует в мегаполисах, где вблизи ВЛ эксплуатируются значительные площади. Под ВЛ могут быть расположены различные подземные протяженные промышленные конструкции: кабельные линии, водопроводные и канализационные трубы, металлические трубопроводы и потерны различного назначения, коммуникации средств связи и другие протяженные объекты. Их строительство требует существенных капиталовложений, а от их бесперебойной работы зависит функционирование промышленных предприятий городов и качество жизни городского населения. Интерес также представляет оценка повышения активности коррозионных явлений от действия переменных токов.

Также возможно размещение магистральных газо- и нефтепроводов вблизи или под ВЛ. Подземные металлические трубопроводы могут быть на некоторых участках расположены вдоль ВЛ или пересекать ее под различными углами. Отдельный класс задач связан с наводками от высоковольтных линий на железных дорогах, воздействием наведенных токов на работу автоматики, обеспечивающей безопасное функционирование железнодорожного транспорта. Во всех перечисленных случаях следует учитывать возможность наведения ЭДС на подземные сооружения. Поэтому оценке влияния ВЛ на подземные объекты уделяется большое внимание, а методикам количественной оценки такого влияния посвящено большое число научных работ, например [1–3]. В них отмечается, что близко расположенная ВЛ в ряде случаев может вызывать ухудшение характеристик каналов передачи информации, сбой

в работе цифровой техники, вплоть до физического повреждения и даже возгорания аппаратуры, значительная опасность связана с возникновением электрокоррозии. Это в большей степени влияет на условия эксплуатации и срок службы подземных металлических сооружений. В российской и зарубежной литературе давно и активно обсуждается вопрос о коррозии металлов при протекании переменного тока [4]. В целом, эффективность этого процесса существенно уступает скорости коррозии при протекании постоянного тока. В работе [5] приведены экспериментальные данные по коррозии при протекании переменного тока и оценено ее разрушающее воздействие, которое признано достаточно высоким.

В [6] авторами получены выражения для расчета ЭДС в подземных кабелях, расположенных параллельно высоковольтной линии. Авторами предложен подход, позволяющий в значительной степени упростить оценку наведенных напряжений. Данная работа посвящена определению напряжений, наводимых ВЛ между экранами, расположенных вблизи скрещенных подземных кабелей. Полученные результаты можно использовать и для оценки влияния ВЛ на другие подземные объекты, отмеченные выше.

Постановка задачи

В работе [1] содержится решение задачи, аналогичной задаче, рассматриваемой в настоящей работе. В [1] для определения наведенных напряжений предлагается использовать решение Карсона, отличающееся значительной сложностью. Для получения приемлемых для инженерных расчетов соотношений в [1] вводится ряд существенных допущений, позволяющих свести соотношения, входящие в решение Карсона, к интегралам, вычисляемым аналитически. Допущения в [1] касаются как упрощения физической постановки задачи, так и замены частей подынтегральной функции в интеграле Карсона главными членами их разложения в ряды Тейлора. Соответственно уже проверка правомочности допущений для каждой конкретной задачи представляет собой дополнительную сложную задачу, требующую от исследователя и хорошей математической подготовки, и уверенной ориентации в физических свойствах задачи.

При этом следует учитывать, что и решение Карсона дает достаточно приближенное представление о реально наведенных напряжениях. Так в нем не учитываются:

- стрела провеса проводов возбуждающей электромагнитное поле высоковольтной линии (ВЛ) и конечность ее длины – предполагается прямолинейность проводов ВЛ, их горизонтальность и бесконечная длина ВЛ;
- неоднородность и существенная неопределенность величин электромагнитных характеристик грунта, в котором расположен проводник, на котором определяется наведенное напряжение – грунт предполагается однородным с известными электромагнитными характеристиками;
- протекание токов в проводящих конструкциях, в которых определяются наведенные напряжения – предполагается, что эти токи отсутствуют;
- наличие опор ВЛ (или иных массивных проводящих) тел, сложный рельеф грунта под проводами ВЛ и т.п.

Перечисленные факторы существенно ограничивают точность определения реально наводимых напряжений. В этой связи получаемые по Карсону наведенные напряжения целесообразно рассматривать как некоторые «оценки сверху» реальных напряжений. При этом учет перечисленных выше факторов осуществляется таким

образом, чтобы увеличить наводимое напряжение, с целью оценить именно наихудший случай. В этих условиях использование достаточно сложного математического аппарата вычисления интегралов Карсона и сложных методов сведения этих интегралов к аналитически вычисляемым, как это делается в [1], теряет всякий смысл. В настоящей статье нами предложен значительно более простой и хорошо теоретически обоснованный подход к оценке уровня наведенных напряжений, основанный на идее, рассмотренной нами в [6].

Рассмотрим задачу определения напряжения между кабельными линиями в точке A от тока i провода ВЛ для геометрии, представленной на рис. 1, высота h подвеса провода ВЛ с током i над землей, два кабеля заглублены на b_1 и b_2 соответственно, земля имеет удельную проводимость γ . Точка A – проекция на землю точки максимального сближения кабелей.

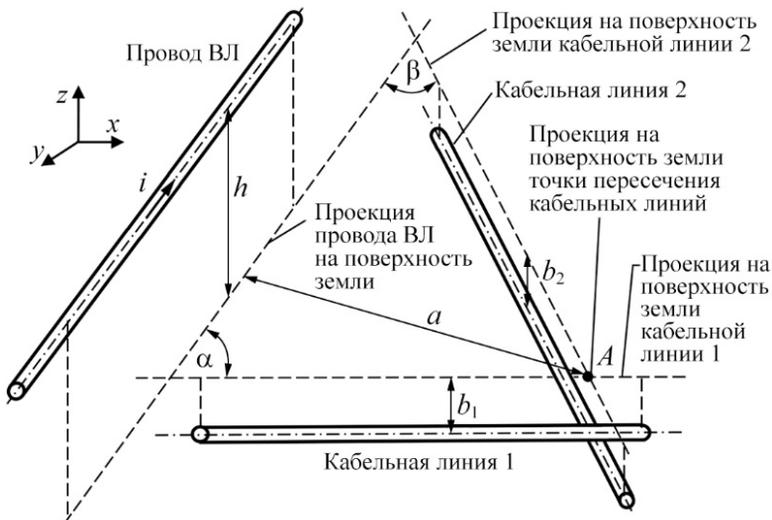


Рис. 1. Геометрия задачи со скрещенными кабельными линиями

Расчет наводимого напряжения

Для определения наведенных напряжений используем подход, рассмотренный нами в [6]. Перейдем от геометрии, представленной на рис. 1, к эквивалентной задаче в однородной среде с использованием метода зеркальных изображений. Сечение в плоскости z - x для некоторого y рассматриваемой системы проводников представлено на рис. 2, a .

Глубина проникновения электромагнитного поля в землю определяется соотношением $h_0 = \sqrt{\frac{2}{\omega\mu\gamma}}$. Отметим, что для большинства грунтов h_0 значительно больше h .

Так для супеси ($\gamma \approx 3 \cdot 10^{-3} \text{ (Ом} \cdot \text{м)}^{-1}$) $h_0 \approx 11,5 \text{ км}$, что, фактически показывает слабое влияние зеркального изображения провода ВЛ на наведенное напряжение.

Закон электромагнитной индукции $\text{rot } \mathbf{E} = -\partial \mathbf{B} / \partial t$ в цилиндрической системе координат имеет вид [7]:

$$\text{rot } \dot{\mathbf{E}} = \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \dot{E}_x}{\partial \phi} - \frac{\partial \dot{E}_\phi}{\partial x} \right) \mathbf{e}_r + \left(\frac{\partial \dot{E}_r}{\partial x} - \frac{\partial \dot{E}_x}{\partial r} \right) \mathbf{e}_\phi + \left(\frac{1}{r} \frac{\partial (r \dot{E}_\phi)}{\partial r} - \frac{1}{r} \frac{\partial \dot{E}_r}{\partial \phi} \right) \mathbf{e}_x. \quad (1)$$

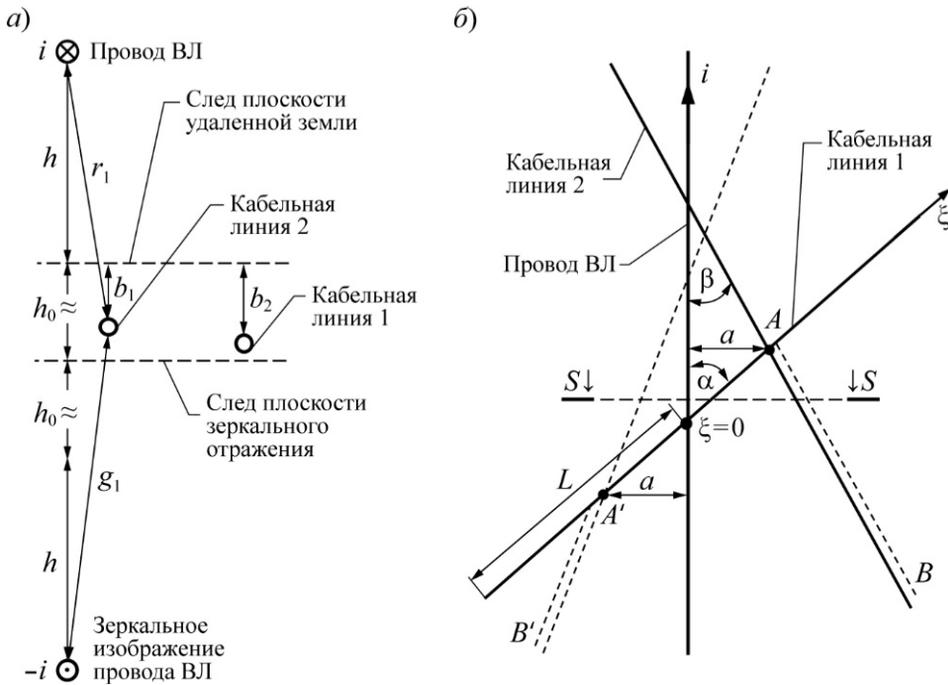


Рис. 2. Сечение в плоскости $z-x$ для некоторого y рассматриваемой системы проводников (а), (б) – проекция на плоскость $x-y$ рассматриваемой системы проводников, SS – проекция плоскости $z-x$, представленной на рис. 2, а

Если в (1) ось x направлена по току, то имеется единственная составляющая \dot{E}_x вектора напряженности электрического поля и единственная составляющая вектора магнитного поля \dot{B}_ϕ :

$$\text{rot}_\phi \dot{E}_x = -\frac{d\dot{E}_x}{dr} = -j\omega\dot{B}_\phi. \tag{2}$$

Составляющую \dot{B}_ϕ вектора магнитной индукции можно определить для произвольной точки, удаленной на расстояние r от провода ВЛ и на расстояние g от его зеркального изображения по формуле [7]:

$$\dot{B}_\phi = \frac{\mu_0 i}{2\pi} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{g} \right), \tag{3}$$

полученной из закона полного тока. В нашем случае (см. рис. 2, а):

- для кабельной линии 1 $r=r_1 = \sqrt{(h+b_1)^2 + x_1^2}$, $g=g_1 = \sqrt{(2h_0+h-b_1)^2 + x_1^2}$;
- для кабельной линии 2 $r=r_2 = \sqrt{(h+b_2)^2 + x_2^2}$, $g=g_2 = \sqrt{(2h_0+h-b_2)^2 + x_2^2}$.

Рассмотрим подробнее кабельную линию 1 и получим выражения для напряженности электрического поля в точке A . Как будет показано далее, это выражение имеет универсальный характер и с незначительными модификациями будет использовано для определения наведенного напряжения в точке A для кабельной линии 2. Подставляя (3) в (2), для кабельной линии 1 получим:

$$\begin{aligned} \dot{E}_x &= \int_0^{\dot{E}_x} d\dot{E}_x = \frac{j\omega\mu_0\dot{I}}{2\pi} \left[\int_{r_1}^{\sqrt{(h+h_0)^2+x_1^2}} \frac{dr}{r} - \int_{\sqrt{(h+h_0)^2+x_1^2}}^{g_1} \frac{dg}{g} \right] = \\ &= \frac{j\omega\mu_0\dot{I}}{2\pi} \ln \frac{r_1}{g_1} = \frac{j\omega\mu_0\dot{I}}{4\pi} \ln \frac{(h+b_1)^2+x_1^2}{f_1^2+x_1^2}, \end{aligned} \quad (4)$$

где $f_1 = 2h_0 + h - b_1$.

Введем ось ξ , совпадающую с кабельной линией 1 и направленную, как показано на рис. 2, б. Точка $\xi = 0$ соответствует точке пересечения проекций на землю кабельной линии 1 и ВЛ. Переходя от переменной x к переменной ξ с учетом $\dot{E}_\xi = \dot{E}_x \cos \alpha$ имеем

$$\dot{E}_\xi = \frac{j\omega\mu_0\dot{I}}{4\pi} \ln \frac{(h+b_1)^2 + (\xi \sin \alpha)^2}{f_1^2 + (\xi \sin \alpha)^2} \cos \alpha.$$

Для определения напряжения $\dot{U}_{A,1}$, наведенного в точке A , на кабельной линии 1 необходимо вычислить интеграл:

$$\dot{U}_{A,1} = \frac{j\omega\mu_0\dot{I}}{4\pi} \int_{-\infty}^{\frac{a}{\sin \alpha}} \ln \frac{(h+b_1)^2 + (\xi \sin \alpha)^2}{f_1^2 + (\xi \sin \alpha)^2} \cos \alpha d\xi. \quad (5)$$

Принимаем, что напряженность электрического поля на нижнем пределе интегрирования конечна и равна $\dot{E}_\xi = \dot{E}_\xi(-\infty)$. Значение этой константы не играет существенной роли, так как она сократится при дальнейших преобразованиях. Выполним в (5) несложные преобразования:

$$\dot{U}_{A,1} = \int_{-\infty}^{\dot{E}_\xi|_{\xi=0}} d\dot{E}_\xi + \int_{\dot{E}_\xi|_{\xi=0}}^{\dot{E}_{A,1}} d\dot{E}_\xi = \frac{j\omega\mu_0\dot{I}}{4\pi} \left(\int_{-\infty}^0 F(\xi) d\xi + \int_0^{\frac{a}{\sin \alpha}} F(\xi) d\xi \right).$$

Интеграл

$$\int_{-\infty}^0 F(\xi) d\xi = \int_{-\infty}^0 \ln \frac{(h+b_1)^2 + \xi^2 \sin^2 \alpha}{f_1^2 + \xi^2 \sin^2 \alpha} \cos \alpha d\xi = \frac{2\pi(b_1 - h_0)}{\operatorname{tg} \alpha}, \quad (6)$$

а интеграл

$$\begin{aligned} H(a) &= \int_0^{\frac{a}{\sin \alpha}} F(\xi) d\xi = \int_0^{\frac{a}{\sin \alpha}} \ln \frac{(h+b_1)^2 + \xi^2 \sin^2 \alpha}{f_1^2 + \xi^2 \sin^2 \alpha} \cos \alpha d\xi = \\ &= \frac{1}{\operatorname{tg} \alpha} \left(a \ln \frac{a^2 + (h+b_1)^2}{a^2 + f_1^2} - 2f_1 \operatorname{arctg} \frac{a}{f_1} + 2(h+b_1) \operatorname{arctg} \frac{a}{h+b_1} \right). \end{aligned}$$

Несобственный интеграл в (6) соответствуют нереализуемому на практике случаю, когда ВЛ и кабельная линия бесконечно длинные. Значение этого интеграла, если протяженность кабельной линии 1 до точки $\xi = 0$ имеет длину L (см. рис. 2, б), определим по:

$$G(L) = \int_{-L}^0 \ln \frac{(h+b_1)^2 + \xi^2 \sin^2 \alpha}{f_1^2 + \xi^2 \sin^2 \alpha} \cos \alpha d\xi =$$

$$= \frac{1}{\text{tg}\alpha} \left(L \sin \alpha \ln \frac{L^2 \sin^2 \alpha + (h+b_1)^2}{L^2 \sin^2 \alpha + f_1^2} - 2 f_1 \text{arctg} \frac{L \sin \alpha}{f_1} + 2(h+b_1) \text{arctg} \frac{L \sin \alpha}{h+b_1} \right). \quad (7)$$

Тогда напряжение $\dot{U}_{A,1}$, наведенное в точке A на кабельной линии 1, равно

$$\dot{U}_{A,1} = \frac{j\omega\mu_0 \dot{I}}{2\pi\text{tg}\alpha} \left[\frac{G(L)}{2} + \frac{a}{2} \ln \frac{a^2 + (h+b_1)^2}{a^2 + f_1^2} - f_1 \text{arctg} \frac{a}{f_1} + (h+b_1) \text{arctg} \frac{a}{h+b_1} \right]. \quad (8)$$

Анализ соотношения (8) позволяет сделать следующие выводы:

- при характерных для задач электроэнергетики параметрах (h, b_1, γ) выражение в квадратных скобках отрицательно, следовательно, наведенное напряжение на векторной диаграмме отстает от тока на угол $\pi/2$, также напряжение увеличивается пропорционально частоте, что характерно для индуктивной связи [7];
- направление (геометрическое) вектора напряженности электрического поля при $h_0 \gg b_1$ (что выполняется при частоте 50 Гц для всех реальных грунтов) во всех точках кабельной линии 1 противоположно направлению тока в проводе ВЛ, что соответствует правилу Ленца;
- первое слагаемое в (8), представляющее собой наведенное на кабельной линии напряжение в точке, находящейся непосредственно под проводом ВЛ (точка $\xi = 0$ на рис. 2, б), зависит от L – длины кабельной линии до точки $\xi = 0$ и имеет конечное значение $\frac{j\omega\mu_0 \dot{I}}{4\pi\text{tg}\alpha} (b_1 - f_1 + h)$ при $L \rightarrow \infty$. Зависимость

$$\dot{U}_0(L, \alpha) = \dot{U} \Big|_{\xi=0} = \frac{j\omega\mu_0 \dot{I}}{4\pi\text{tg}\alpha} G(L) \quad (9)$$

представлена на рис. 3. Как можно видеть, при малых $\alpha = 10^\circ$ и $L = 2000$ м наводимое напряжение достигает 250 В. При этом, если предположить, что линия бесконечна, наведенное напряжение составит около 750 В.

Определение напряжения, наводимого трехфазной линией

Соотношение (8) дает возможность легко определить вклад каждого провода трехфазной линии в наводимое напряжение для токов прямой, обратной и нулевой последовательностей. На рис. 4 представлена геометрия расположения кабельных линий и трехфазной ВЛ. Напряжение, наводимое токами фаз в точке A представлены в табл. 1 для прямой, обратной и нулевой последовательностей токов. Для удобства сопоставления амплитуды токов симметричных составляющих приняты одинаковыми. Последние строки таблицы содержат суммарные напряжения, наводимые симметричными составляющими.

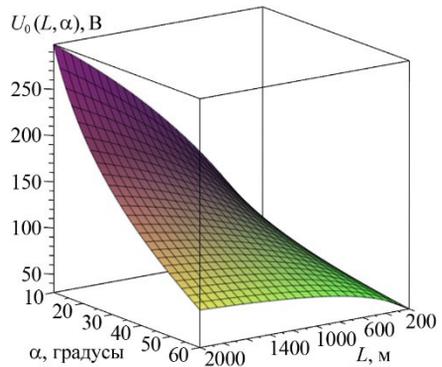


Рис. 3. Зависимость наводимого напряжения U_0 в точке $\xi = 0$ от длины L и угла α при $b_1 = 1$ м, $h = 7$ м, $a = 5$ м, $I = 1$ кА

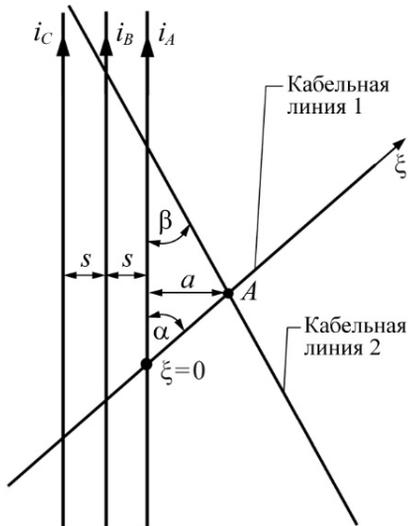


Рис. 4. Геометрия расположения кабельных линий и трехфазной ВЛ

Таблица 1

Напряжение, наводимое токами фаз в точке А

От токов	Напряжение, наводимое в точке А, В
прямой последовательности	1,5
обратной последовательности	1,5
нулевой последовательности	78,5
прямой и обратной последовательностей	2,6
прямой, обратной и нулевой последовательностей	75,5

Отметим, что токи нулевой последовательности наводят напряжение, которое в 50 раз превосходит напряжение, наводимое токами прямой и обратной последовательностей.

Определение наводимого напряжения между двумя кабельными линиями

Рассмотрим вопрос определения наводимого напряжения на второй кабельной линии в точке А (см. рис. 2, б). В силу плоскопараллельности рассматриваемого поля отрезок линии АВ идентичен отрезку А'В', но подходит в точке А под другим углом (углом β). Указанные отрезки линий выделены на рис. 2, б второй пунктирной линией. Соответственно выражение для искомого наведенного напряжения будет аналогично полученному выше:

$$\dot{U}_{A,2} = \frac{j\omega\mu_0 I}{4\pi} \left(\int_{-\infty}^0 F(\xi) d\xi + \int_0^{\frac{a}{\sin\beta}} F(\xi) d\xi \right); \quad F(\xi) = \cos\beta \ln \frac{(h+b_2)^2 + \xi^2 \sin^2\beta}{f_2^2 + \xi^2 \sin^2\beta},$$

где $f_2 = 2h_0 + h - b_2$.

На рис. 5 представлены зависимости наведенных токами трехфазной ВЛ напряжений между двумя кабельными линиями в точке их пересечения от проводимости γ земли для токов прямой и нулевой последовательностей. Как можно видеть, напряжение существенно возрастает при уменьшении проводимости, что связано с увеличением глубины проникновения электромагнитного поля и уменьшением влияния тока в зеркальном изображении провода ВЛ.

Напряжение, наводимое токами нулевой последовательности более

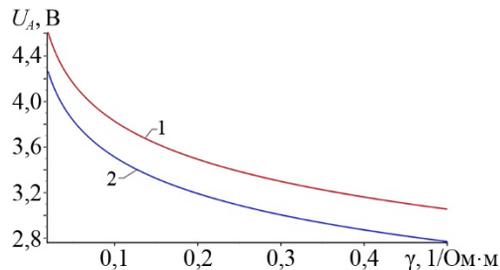


Рис. 5. Зависимость наведенного токами трехфазной ВЛ напряжения между двумя кабельными линиями в точке их пересечения от проводимости γ земли при $b_1 = b_2 = 1$ м, $h = 7$ м, $s = a = 5$ м, $\alpha = \beta = 30^\circ$, $L = 100$ м
1 – напряжение, наведенное током нулевой последовательности с действующим значением 200 А,
2 – напряжение, наведенное током прямой последовательности с действующим значением 1000 А

чем в 5 раз превышает напряжение, наводимое токами прямой последовательности. Такое сравнительно малое изменение напряжений, наведенного разными последовательностями, объясняется тем, что наводимые токами нулевой последовательности напряжения сонаправлены и частично компенсируют друг друга.

Выводы

1. Получены соотношения, позволяющие при общепринятых допущениях определять наводимые напряжения в протяженных проводящих конструкциях, расположенных вблизи ВЛ. Соотношения учитывают взаимное расположение проводов ВЛ и протяженного объекта, в котором наводится напряжение, а также проводимость земли, и дают возможность оценивать наведенные напряжения для скрещенных заглубленных проводников.

2. Полученные выражения обладают простотой и могут быть использованы при расчетах наводимых напряжений в трехфазных (многофазных) системах со сложной конфигурацией, как токоведущих элементов, так и проводящих элементов, в которых наводится напряжение.

Список литературы

1. Костенко М. В. Взаимные сопротивления между воздушными линиями с учетом поверхностного эффекта в земле / М. В. Костенко // Электричество. – 1955. – № 10. – С. 29–34.
2. Бардушко В. Д., Закарюкин В. П., Крюков А. В. Анализ электромагнитного влияния силового кабеля на подземный трубопровод / В. Д. Бардушко, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2007. – № 1 (13). – С. 104–109.
3. Крапивский Е. И., Яблучанский П. А. Алгоритм расчета электромагнитного влияния линии электропередачи переменного тока на подземный трубопровод / Е. И. Крапивский, П. А. Яблучанский // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – № 2. – С. 213–224.
4. Тодт Ф. Коррозия и защита от коррозии: коррозия металлов в промышленности / Ф. Тодт. – Ленинград: Химия, 1967. – 800 с.
5. Fuchs W., Steinrath H., Ternes Untersuchungen über die Wechselstromkorrosion von Eisen in Abhängigkeit von Stromdichte und Frequenz. Gas und Wasserf / W. Fuchs, H. Steinrath, Ternes. – 1958.
6. Коровкин Н. В., Миневиц Т. Г. О наведенных напряжениях в экранах кабельных линий / Н. В. Коровкин, Т. Г. Миневиц // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2022. – № 2(87). – С. 73–78.
7. Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В. Теоретические основы электротехники в 3 томах / К. С. Демирчян, Л. Р. Нейман, Н. В. Коровкин. – Москва – Санкт-Петербург: Питер, 2004.

Коровкин Николай Владимирович, д-р техн. наук, профессор, профессор Высшей школы высоковольтной энергетики Института энергетики Санкт-петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

Миневиц Татьяна Геннадьевна, канд. техн. наук, доцент, доцент Высшей школы высоковольтной энергетики Института энергетики Санкт-петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: tm_21@rambler.ru

Когда имеется более двух питающих кабелей, сопротивления неповрежденных кабелей одних параметров объединены в одно общее сопротивление кабеля K_2 .

Для типовых блоков наиболее мощными являются электродвигатели питательных электронасосов (ПЭН) для ТЭС и главных циркуляционных насосов (ГЦН) для АЭС. Мощность данных агрегатов достигает до 8 МВт.

В данной статье рассмотрена подпитка от электродвигателя мощностью 8 000 кВт. Данный двигатель (ПЭН) входит в состав собственных нужд ТЭС блока 300 МВт. Двигатель 4АЗМ-8000/6000 является пускорезервным. Основным является питательный насос мощностью 12 370 кВт с турбоприводом.

Руководящие указания¹ и ГОСТ² велят нам производить расчет трехфазных КЗ при наличии однотипной двигательной нагрузки, используя понятие эквивалентного двигателя (т. е. происходит объединение мощности всех двигателей с усреднением их параметров). Мы же отделяем наиболее мощный электродвигатель (8 000 кВт) от суммарной мощности эквивалентного двигателя [3, 4].

Актуальность исследования определяется ростом единичных мощностей электродвигателей в составе собственных нужд энергоблоков ТЭС и АЭС, а также ужесточением требований к термической стойкости и невозгораемости кабелей. Вклад самого мощного электродвигателя в ток КЗ всех двигателей секции 6,3(10,5) кВ может достигать 50 %, а доля в суммарном токе КЗ с учетом подпитки от энергосистемы может составить до 20 %. Очевидно, что для таких мощных двигателей упрощенное включение в схему замещения будет приводить к существенной погрешности в токе КЗ. В то же время в существующей нормативно-технической и учебной литературе указания по поводу отдельного учета такой специфической нагрузки отсутствуют, что вызывает вопросы у проектировщиков в отношении целесообразности эквивалентирования всех электродвигателей секции в единый источник подпитки точки КЗ. Отдельно следует отметить то обстоятельство, что для корректного расчета тепловых импульсов необходимо рассчитать коэффициенты токораспределения, что невозможно выполнить без уточнения вида схемы замещения. Цель данной работы – оценка погрешностей расчета токов КЗ, тепловых импульсов и температур нагрева жил кабелей, вычисленных по традиционной и уточненной методикам [1, 2]. Результаты исследования в части оценки погрешностей токов КЗ могут быть использованы не только для уточнения проверки по термической стойкости и невозгораемости кабельных линий, но и для проверки электрооборудования по электродинамической стойкости, а также для выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты.

2. Список сокращений³

С – система;

Д – рассматриваемый двигатель;

Д1 – эквивалентный двигатель (остальная асинхронная двигательная нагрузка);

¹ Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б. Н. Неклепаева. – Москва : Изд-во НИЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.

² ГОСТ 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – Введ. 2008–07–01. – Москва : Ростехрегулирование, 2008. – 44 с.

³ В тексте статьи величины, в конце индекса которых имеется «'», относятся к случаю повреждения на секции СН 6 кВ (кроме величин $x_{каб1'}$, $C_{каб1'}$, $I_{п0К1'}$).

- K_1 – питающий кабель, на участке которого произошло повреждение;
 K_2 – неповрежденный питающий кабель;
 $K_{Д1}$ – питающий кабель эквивалентного двигателя;
 l – длина питающего кабеля;
 $x_{каб1'}$ – сопротивление участка кабеля, на котором произошло повреждение (со стороны Д);
 $x_{каб1''}$ – сопротивление участка кабеля, на котором произошло повреждение (со стороны С);
 $x_{каб2}$ – сопротивление неповрежденного питающего кабеля Д;
 n – общее число питающих кабелей рассматриваемого двигателя;
 $x_{кабД1}$ – сопротивление питающего кабеля Д1;
 x_1, x_2, x_3 – сопротивления при переходе от треугольника сопротивлений к трехлучевой звезде;
 $C_{каб1'}$ – коэффициент токораспределения для тока КЗ, проходящего через K_1 со стороны Д;
 $C_{каб1''}$ – коэффициент токораспределения для тока КЗ, проходящего через K_1 со стороны С;
 $C_{каб2}$ – коэффициент токораспределения для тока КЗ, проходящего через K_2 ;
 $C_{д,з}$ – коэффициент токораспределения для тока КЗ от Д;
 $C_{с,1}$ – коэффициент токораспределения для суммарного тока КЗ от С и Д1;
 C_c – коэффициент токораспределения для тока КЗ от С;
 $C_{д1}$ – коэффициент токораспределения для тока КЗ от Д1;
 $I_{п0}$ – суммарный ток КЗ в месте повреждения;
 $I_{п0К1''}$ – ток КЗ, проходящий через K_1 с С;
 $I_{п0К1'}$ – ток КЗ, проходящий через K_1 с Д;
 $I_{п0К2}$ – ток КЗ, проходящий через K_2 ;
 $I_{п0д}$ – ток КЗ от Д;
 $I_{п0с,д1}$ – суммарный ток КЗ от С и Д1;
 $I_{п0с}$ – ток КЗ от С;
 $I_{п0д1}$ – ток КЗ от Д1;
 $\Delta I_{п0}$ – величина, показывающая на сколько % суммарный ток КЗ при повреждении на питающем кабеле Д больше, чем при повреждении на секции СН 6 кВ;
 $\Delta I_{п0с,д1}$ – величина, показывающая на сколько % суммарный ток КЗ от С и Д1 при повреждении на питающем кабеле Д больше, чем при повреждении на секции СН 6 кВ;
 $I_{предел}$ – величина тока КЗ, меньше которой должен быть наибольший ток $I_{п0К1''}$;
 $t_{РЗ \max}$ – максимальное время действия основной релейной защиты;
 $t_{ОВ}$ – полное время отключения выключателя SION;
 $t_{сел}$ – уставка селективности релейной защиты;

$t_{\text{откл}}$ – продолжительность КЗ при проверке на термическую стойкость;

$t_{\text{откл}2}$ – продолжительность КЗ при проверке на невозгораемость;

$T_{\text{асх}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ для всей схемы;

B_a – апериодическая составляющая теплового импульса при проверке на термическую стойкость;

$B_{\text{п}}$ – периодическая составляющая теплового импульса при проверке на термическую стойкость;

$B_{\text{тер}}$ – суммарный тепловой импульс при проверке на термическую стойкость;

$B_{\text{невозг}}$ – тепловой импульс при проверке на невозгораемость;

$\Delta B_{\text{тер}}$ – величина, показывающая на сколько % тепловой импульс (проверка на термическую стойкость) при повреждении на питающем кабеле Д больше, чем при повреждении на секции СН 6 кВ;

$\Delta B_{\text{невозг}}$ – величина, показывающая на сколько % тепловой импульс (проверка на невозгораемость) при повреждении на питающем кабеле Д больше, чем при повреждении на секции СН 6 кВ;

$I_{\text{раб}}$ – рабочий ток статора с учетом коэффициента загрузки электродвигателя;

$s_{\text{эк}}$ – экономическое сечение жил кабеля;

$I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток кабеля с учетом поправки на число рядом проложенных кабелей и температуру окружающей среды;

$\theta_{\text{н}}$ – начальная температура жил до КЗ;

k – коэффициент, характеризующий связь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы;

$\theta_{\text{к}}$ – конечная температура жил непосредственно после КЗ;

$\Delta\theta_{\text{к}}$ – величина, показывающая на сколько % конечная температура жил непосредственно после КЗ при повреждении на питающем кабеле Д больше, чем при повреждении на секции СН 6 кВ.

3. Наиболее мощные электродвигатели СН типовых блоков

Проведя анализ данных для наиболее мощных электродвигателей собственных нужд типовых блоков ТЭС мощностью 100, 200, 300, 500, 800 МВт и АЭС мощностью 440 и 1000 МВт, а также длительно допустимого тока для трехжильных кабелей в воздухе с медными и алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 6 кВ, приведенных в Циркуляре¹, можно отметить электродвигатели, для которых целесообразен рассматриваемый подход. На ТЭС: ПЭН блока 300 МВт, циркуляционный насос, насос рабочего конденсата системы регулирования, дымосос и дутьевой вентилятор блока 800 МВт; на АЭС: ГЦН блока 1000 МВт.

¹ Циркуляр № Ц-02-98 (Э). О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания. – Москва : Изд-во Департамента стратегии развития РАО «ЕЭС России», СПО ОРГРЭС, 1998. – 12 с.

На рис. 2 приведены варианты подключения рассматриваемых двигателей через один, два и три питающих кабеля.

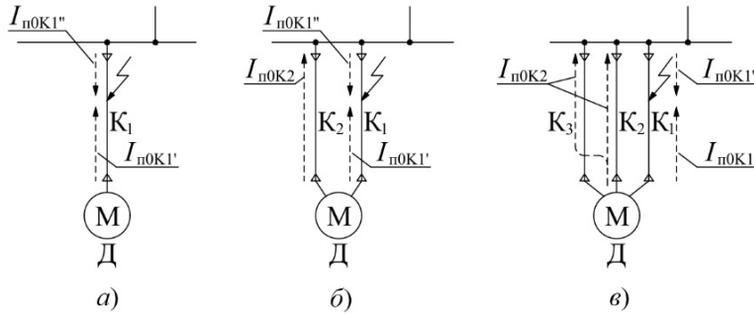


Рис. 2. Распределение тока по участкам питающих (-его) кабелей (-я) двигателя Д:
а) один, б) два, в) три питающих кабеля

4. Токи короткого замыкания с учетом и без учета подпитки по неповрежденным питающим кабелям

Для получения значения теплового импульса производится расчет токов трехфазного КЗ. Необходимо учесть все составляющие: ток от системы, от рассматриваемого электродвигателя Д, от остальных электродвигателей секции 6 кВ.

4.1. Повреждение на питающем кабеле вблизи секции СН 6 кВ

На рис. 1, б и рис. 3 показаны эквивалентные схемы для расчета КЗ на одном из питающих кабелей электродвигателя Д (при их общем числе более двух).

Для расчета ТКЗ необходимо использовать переход от треугольника сопротивлений к трехлучевой звезде (см. рис. 3, а, б).

После определения суммарного тока трехфазного КЗ необходимо вычислить долевое участие рассматриваемого двигателя Д и системы С вместе с эквивалентным двигателем Д1. Для этого необходимо развернуть схему в обратном порядке, используя коэффициенты токораспределения для параллельных линий (см. рис. 1, б и рис. 4).

Для определения токов КЗ по участкам питающих кабелей использованы коэффициенты токораспределения при переходе от трехлучевой звезды сопротивлений к треугольнику (см. рис. 3, а, б).

Значение $C_{каб2}$ будет положительным при направлении тока по второму неповрежденному питающему кабелю Д

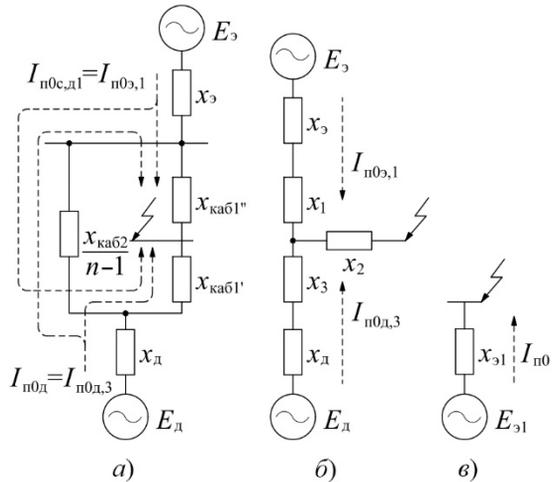


Рис. 3. Схема замещения цепи при наличии двух и более питающих кабелей для Д

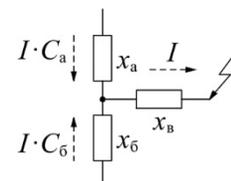


Рис. 4. Коэффициенты токораспределения для параллельных ветвей

в сторону секции 6 кВ, отрицательным при направлении тока по второму неповрежденному питающему кабелю Д от секции 6 кВ.

Распределение токов трехфазного КЗ по питающим кабелям рассматриваемого электродвигателя (Д), кА:

- для участка кабеля K_1 (со стороны секции):

$$I_{п0K1''} = C_{каб1''} \cdot I_{п0}; \quad (1)$$

- для участка кабеля K_1 (со стороны двигателя Д):

$$I_{п0K1'} = C_{каб1'} \cdot I_{п0}; \quad (2)$$

- для кабеля K_2 :

$$I_{п0K2} = C_{каб2} \cdot I_{п0}. \quad (3)$$

При определении коэффициентов токораспределения при повреждении на единственном питающем кабеле не производится переход от трехлучевой схемы к треугольнику сопротивлений. Используется лишь случай, показанный на рис. 4.

Распределение токов трехфазного КЗ между системой и эквивалентным двигателем (см. рис. 1, б), кА:

со стороны С:

$$I_{п0с} = C_c \cdot C_{э,1} \cdot I_{п0}, \quad (4)$$

со стороны Д1:

$$I_{п0д1} = C_{д1} \cdot C_{э,1} \cdot I_{п0}. \quad (5)$$

Распределение токов трехфазного КЗ между системой и эквивалентным двигателем (см. рис. 5, а), кА:

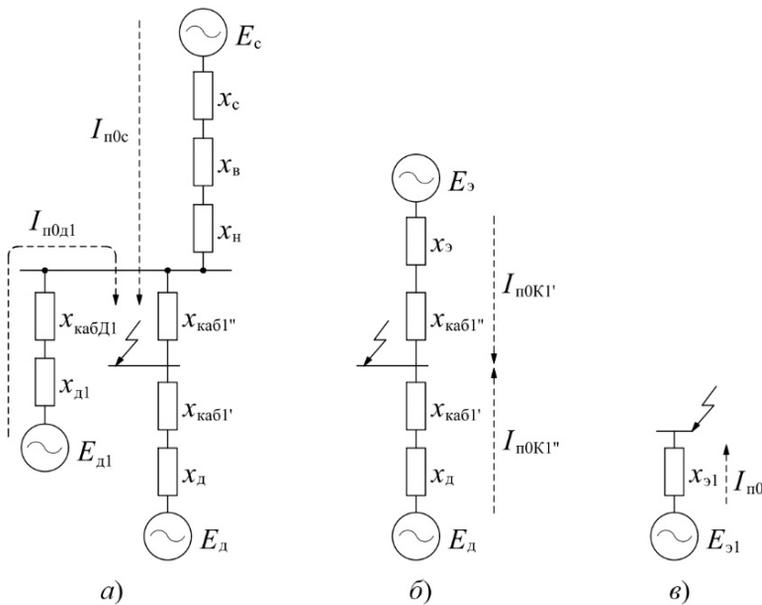


Рис. 5. Схема замещения цепи при наличии единственного питающего кабеля для Д

со стороны С:

$$I_{п0с} = C_c \cdot C_{каб1''} \cdot I_{п0}, \quad (6)$$

со стороны Д1:

$$I_{п0д1} = C_{д1} \cdot C_{каб1''} \cdot I_{п0}. \quad (7)$$

В табл. 1 приведены данные расчета ТКЗ при наличии одного, двух или трех питающих кабелей и повреждении на одном из них.

Таблица 1

Расчеты параметров при повреждении на одном из трех, двух и на единственном питающем кабеле (K_1) на расстоянии 0,00001l от секции СН 6 кВ

№	Величина	Размерность	№ формулы	Число питающих кабелей, ед.		
				3	2	1
				Удаленность точки КЗ, начиная от секции СН 6 кВ, %		
				0,01		
1	$C_{д,3}$	о.е.	–	0,202	0,202	–
2	$C_{з,1}$	о.е.	–	0,798	0,798	–
3	$C_{каб1''}$	о.е.	–	0,933	0,899	0,799
4	$C_{каб1'}$	о.е.	–	0,0673	0,101	0,201
5	$C_{каб2}$	о.е.	–	0,134	0,101	–
6	C_c	о.е.	–	0,897		
7	$C_{д1}$	о.е.	–	0,103		
8	$I_{п0}$	кА	–	18,13	18,13	18,12
9	$I_{п0К1''}$	кА	1	16,9	16,3	14,47
10	$I_{п0К1'}$	кА	2	1,22	1,83	3,64
11	$I_{п0К2}$	кА	3	2,44	1,83	–
12	$I_{п0с}$	кА	4 (6*)	12,98	12,98	12,98
13	$I_{п0д1}$	кА	5 (7*)	1,49	1,49	1,49

* Номер формулы для случая с одним питающим кабелем.

На рис. 6 показана зависимость токов при наличии одного, двух и трех питающих кабелей и повреждении на одном из них в различных точках.

Из данных, приведенных на рис. 6, можно сделать вывод, что необходимо рассматривать КЗ в начале кабеля (вблизи секции) с учетом тока подпитки по неповрежденному кабелю.

4.2. Повреждение на секции СН 6 кВ

При повреждении на секции СН 6 кВ токи от рассматриваемого двигателя в точку КЗ равномерно распределены по питающим кабелям (при условии идентичности их параметров). При вычислении параметров эквивалентного двигателя не учитывается мощность электродвигателя Д.

На рис. 7 показано распределение токов в месте повреждения (КЗ на секции) при наличии одного, двух и трех питающих кабелей.

На рис. 8 приведена схема замещения для цепи, рассматриваемой на рис. 7. Значение сопротивления $x_{каб}$ изменяется в зависимости от количества параллельных питающих кабелей.

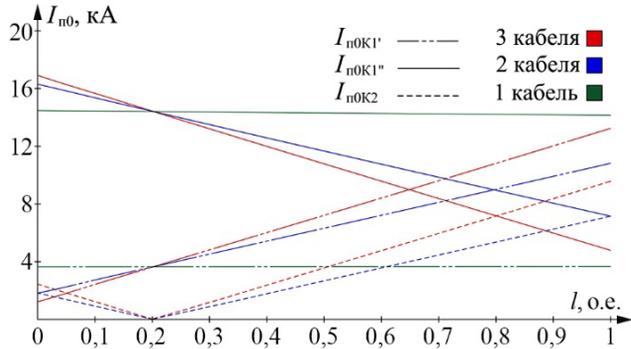


Рис. 6. Величина токов в зависимости от удаления точки КЗ от секции

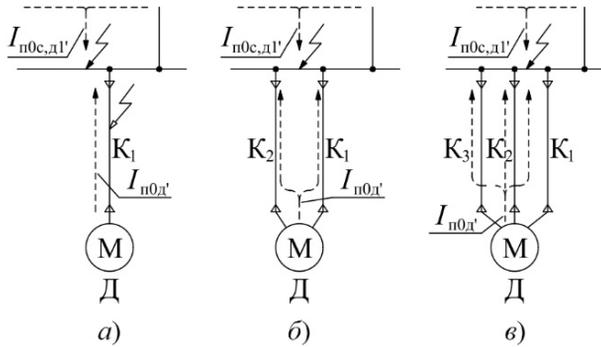


Рис. 7. Распределение токов при КЗ на секции 6 кВ при наличии: а) одного, б) двух, в) трех питающих кабелей

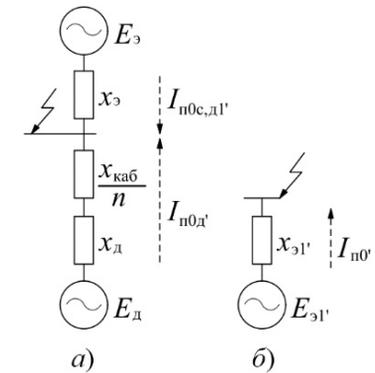


Рис. 8. Схема замещения цепи при КЗ на секции СН 6 кВ

Распределение токов трехфазного КЗ между системой, эквивалентным двигателем (совместно) и рассматриваемым электродвигателем, кА:
со стороны Д:

$$I_{п0д'} = C_{д'} \cdot I_{п0'} \tag{8}$$

со стороны С и Д1:

$$I_{п0с,д1'} = C_{с,д1'} \cdot I_{п0'} \tag{9}$$

Распределение токов трехфазного КЗ между системой и эквивалентным двигателем, кА¹:

со стороны С:

$$I_{п0с'} = C_{с'} \cdot I_{п0с,д1'} \tag{10}$$

со стороны Д1:

$$I_{п0д1'} = C_{д1'} \cdot I_{п0с,д1'} \tag{11}$$

¹ Значения $C_{с}$ и $C_{д1}$ приведены в табл. 1.

Отличие значений токов КЗ в % при повреждении на одном из питающих кабелей вблизи секции и на секции 6 кВ, %:

суммарного тока:

$$\Delta I_{п0} = \frac{I_{п0} - I_{п0'}}{I_{п0'}}, \quad (12)$$

ток сверху (со стороны системы):

$$\Delta I_{п0с,д1} = \frac{I_{п0К1''} - I_{п0с,д1'}}{I_{п0с,д1'}}. \quad (13)$$

Максимальное значение тока $I_{п0К1''}$ при наличии n питающих кабелей и повреждении на одном из них гарантировано меньше суммы токов $I_{п0с,д1'}$ и $I_{п0д'}$ при КЗ на секции 6 кВ (при том же числе питающих кабелей и идентичности их параметров), кА:

$$I_{предел} = I_{п0с,д1'} + I_{п0д'} \frac{n-1}{n}. \quad (14)$$

В табл. 2 приведено сравнение значений токов КЗ при повреждении на секции СН 6 кВ (см. рис. 7) и на одном из питающих кабелей вблизи секции (см. рис. 2). По данным таблицы можно сделать вывод, что ток подпитки тем больше, чем больше число параллельных питающих кабелей рассматриваемого двигателя. Напомним, что в данной работе рассматриваются питающие кабели одних параметров. Для случая с одним питающим кабелем классическая схема расчета является логичной (нет какой-либо подпитки), но при n питающих кабелей (где $n > 1$) необходимо учитывать подпитку по неповрежденным кабелям. Расчет необходимо проводить в точке, близкой к секции, т. е. в пределе с l стремящейся к 0.

Таблица 2

Сравнение полного тока КЗ и суммарного тока КЗ от С и Д1 при повреждении на секции 6 кВ и на одном из питающих кабелей вблизи секции

№ п/п	Величина	Размерность	№ формулы	Число питающих кабелей, ед.		
				3	2	1
1	$C_{д'}$	о.е.	–	0,202	0,202	0,201
2	$C_{с,д1'}$	о.е.	–	0,798	0,798	0,799
3	$I_{п0'}$	кА	–	18,13	18,13	18,12
4	$I_{п0д'}$	кА	8	3,66	3,65	3,64
5	$I_{п0с,д1'}$	кА	9	14,47	14,47	14,47
6	$I_{п0с'}$	кА	10	12,98	12,98	12,98
7	$I_{п0д1'}$	кА	11	1,49	1,49	1,49
8	$\Delta I_{п0}$	%	12	–0,000249	–0,000231	–0,000175
9	$\Delta I_{п0с,д1}$	%	13	16,84	12,62	–0,000232
10	$I_{предел}$	кА	14	16,91	16,3	14,47

5. Тепловые импульсы при проверке на термическую стойкость и невозгораемость, конечная температура нагрева жилы кабеля после КЗ

В случае КЗ вблизи группы электродвигателей необходимо учитывать влияние от системы (С) и эквивалентного электродвигателя (Д1). При наличии более одного питающего кабеля необходимо учитывать и вклад от рассматриваемого электродвигателя (Д). Значение периодической составляющей тока от системы является незатухающей. Считаем, что в ячейках КРУ 6 кВ используются вакуумные силовые выключатели SION с полным временем отключения менее 75 мс. Максимальное время действия основной релейной защиты $t_{рз\max}$ не превышает 50 мс [5]. Уставка селективности $t_{сел}$ не выше 0,48 с.

Для расчета тепловых импульсов используются приближенные формулы (15) – (21). Для более точных расчетов необходимо применять ЭВМ.

Для расчета тепловых импульсов использованы данные, приведенные в табл. 1 и 2.

Тепловой импульс тока от совместного действия периодических составляющих токов КЗ, $\text{кА}^2\cdot\text{с}$:

$$B_{\Pi} = I_{\text{пс}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + 0,5(I_{\text{п0д1}} + I_{\text{п0к2}})^2 T_{\text{пэд}} + 2I_{\text{пс}}(I_{\text{п0д1}} + I_{\text{п0к2}})T_{\text{пэд}}, \quad (15)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз\max}} + t_{\text{ОВ}}, \quad (16)$$

$T_{\text{пэд}} = 0,07$ с – эквивалентная постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ от электродвигателей;

$I_{\text{п0к2}}$ учитывается при числе питающих кабелей более одного при повреждении в начале кабеля (при КЗ на секции не учитывается, так как отсутствует).

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ для всей схемы, с:

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{аэд}}(I_{\text{п0д1}} + I_{\text{п0к2}}) + T_{\text{азс}} \cdot I_{\text{пс}}}{(I_{\text{п0д1}} + I_{\text{п0к2}}) + I_{\text{пс}}}, \quad (17)$$

где $T_{\text{аэд}} = 0,04$ с, $T_{\text{азс}} = 0,05$ с – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от электродвигателей и системы соответственно.

Тепловой импульс от совместного действия аperiodических составляющих токов КЗ, $\text{кА}^2\cdot\text{с}$:

$$B_{\text{а}} = (I_{\text{пс}} + (I_{\text{п0д1}} + I_{\text{п0к2}}))^2 T_{\text{асх}}. \quad (18)$$

Суммарный тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2\cdot\text{с}$:

$$B_{\text{тер}} = B_{\text{а}} + B_{\text{п}}. \quad (19)$$

Тепловой импульс для проверки кабелей на невозгораемость, $\text{кА}^2\cdot\text{с}$:

$$B_{\text{невозг}} = I_{\text{п0с}}^2 (t_{\text{откл2}} + T_{\text{а.э.}}) + (0,3I_{\text{п0с}}(I_{\text{п0д1}} + I_{\text{п0к2}}) + 0,1(I_{\text{п0д1}} + I_{\text{п0к2}})^2) t_{\text{откл2}}, \quad (20)$$

где $t_{\text{откл2}}$ – расчетная продолжительность КЗ, с:

$$t_{\text{откл2}} = t_{\text{рз\max}} + t_{\text{сел}} + t_{\text{ОВ}}; \quad (21)$$

$T_{a.э.} = 0,1$ с – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от удаленных источников для сети 6 кВ.

Отличие значений тепловых импульсов в % при повреждении на питающем кабеле вблизи секции и на самой секции СН 6 кВ, %:

$$\Delta B_{\text{тер (невозг)}} = \frac{B_{\text{тер (невозг)}} - B_{\text{тер (невозг)'}}}{B_{\text{тер (невозг)'}}}, \quad (22)$$

где $B_{\text{тер (невозг)'}}$ – тепловой импульс при повреждении на секции СН 6 кВ.

В табл. 3 приведены данные расчета тепловых импульсов при повреждении на питающем кабеле вблизи секции и на самой секции СН 6 кВ.

Таблица 3

Данные расчета тепловых импульсов

№	Величина	Размерность	№ формулы	Число питающих кабелей, ед.					
				3	2	1	3	2	1
				Место повреждения					
				На питающем кабеле			На секции СН 6 кВ		
1	$t_{\text{откл}}$	с	16	0,125					
2	$t_{\text{откл}2}$	с	21	0,605					
3	$T_{\text{асх}}$	с	17	0,048	0,048	0,049	0,049	0,049	0,049
4	B_a	кА ² ·с	18	13,63	12,74	10,26	10,26	10,26	10,26
5	$B_{\text{п}}$	кА ² ·с	15	28,74	27,48	23,85	23,85	23,85	23,85
6	$B_{\text{тер}}$	кА ² ·с	19	42,38	40,22	34,11	34,11	34,11	34,11
7	$B_{\text{невозг}}$	кА ² ·с	20	128,97	127,26	122,44	122,42	122,43	122,44
8	$\Delta B_{\text{тер}}$	%	22	24,24	17,92	-0,000465	–	–	–
9	$\Delta B_{\text{невозг}}$	%		5,34	3,95	-0,000465	–	–	–

Расчет конечных температур жил кабеля произведен согласно Циркуляру¹.

Отличие значений конечных температур в % при повреждении на питающем кабеле вблизи секции и на самой секции СН 6 кВ, %:

$$\Delta \theta_k = \frac{\theta_k - \theta_{k'}}{\theta_{k'}}, \quad (23)$$

где $\theta_{k'}$ – конечная температура жилы кабеля при повреждении на секции СН 6 кВ.

Для подтверждения значимости данного исследования определены конечные температуры после КЗ при наличии для ПЭН мощностью 8 000 кВт двух и трех питающих кабелей с алюминиевыми и медными жилами сечением 240 и 150 мм² с бумажной пропитанной изоляцией соответственно. Параметры кабелей с бумажной изоляцией приведены в Циркуляре.

¹ Циркуляр № Ц-02-98 (Э). О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания. – М. : Изд-во Департамента стратегии развития РАО «ЕЭС России», СПО ОРГРЭС, 1998. – 12 с.

В табл. 4 приведены данные расчета конечной температуры после КЗ при проверке на термическую стойкость и невозгораемость.

Таблица 4

Данные расчета конечных температур жил кабеля непосредственно после КЗ¹

№	Величина	Размерность	Число питающих кабелей, ед.			
			3	2	3	2
			Место повреждения			
			на питающем кабеле	на секции СН 6 кВ		
1	$I_{\text{раб}}$	А	683,57	683,57	683,57	683,57
2	$S_{\text{эк}}$	мм ²	341,78	569,64	341,78	569,64
3	$I_{\text{доп}}$	А	343	340	343	340
4	$\theta_{\text{н}}$	°С	64,72	42,96	64,72	42,96
5	k при проверке на термическую стойкость	о.е.	0,0369	0,0319	0,0297	0,027
6	k при проверке на невозгораемость	о.е.	0,112	0,101	0,107	0,097
7	$\theta_{\text{к}}$ при проверке на термическую стойкость	°С	75,71	51,74	73,54	50,39
8	$\theta_{\text{к}}$ при проверке на невозгораемость	°С	99,48	71,72	97,62	70,57
9	$\Delta\theta_{\text{к}}$ при проверке на термическую стойкость (23)	%	2,96	2,68	–	–
10	$\Delta\theta_{\text{к}}$ при проверке на невозгораемость (23)	%	1,9	1,62	–	–

Выводы

В данной статье рассмотрена методика расчета коротких замыканий при наличии одного, двух или трех питающих кабелей для мощного электродвигателя и при повреждении на одном из них. В данном случае имеет место подпитка по неповрежденным кабелям, что может вызвать дополнительный нагрев жил.

На примере асинхронного двигателя СН 4АЗМ-8000/6000 блока 300 МВт заметно влияние подпитки по неповрежденным питающим кабелям. Сравнивая результаты расчетов при повреждении на секции СН и в начале одного из питающих кабелей (мощность рассматриваемого двигателя не включена в суммарную мощность эквивалентного источника), можно отметить следующее²:

- суммарный ток КЗ от системы и эквивалентного источника при повреждении в начале одного из питающих кабелей рассматриваемого двигателя больше, чем при повреждении на секции СН 6 кВ на 16,8 %;
- суммарный тепловой импульс при повреждении в начале одного из питающих кабелей рассматриваемого двигателя больше, чем при повреждении на секции СН 6 кВ на 24,2 % (при проверке на термическую стойкость);

¹ В табл. 4 в столбце «Величина» для параметров № 9 и 10 в скобках приведены номера расчетных формул.

² Данные приведены при наличии трех питающих кабелей для рассматриваемого электродвигателя.

- тепловой импульс при повреждении в начале одного из питающих кабелей рассматриваемого двигателя больше, чем при повреждении на секции СН 6 кВ на 5,3 % (при проверке на невозгораемость);
- конечная температура жил кабеля при повреждении в начале одного из питающих кабелей рассматриваемого двигателя больше, чем при повреждении на секции СН 6 кВ на 3 % (при проверке на термическую стойкость);
- конечная температура жил кабеля при повреждении в начале одного из питающих кабелей рассматриваемого двигателя больше, чем при повреждении на секции СН 6 кВ на 1,9 % (при проверке на невозгораемость).

Рассмотренная методика рекомендуется в расчетах, связанных с определением токов КЗ, пропорциональных току $I_{п0}$ – периодической и аperiodической составляющих тока КЗ, ударного тока КЗ. Что касается температур нагрева жил кабелей при КЗ, то при существующем составе нагрузок в сетях собственных нужд электростанций допустимо пользоваться традиционной методикой без отдельного учета поврежденной кабельной линии. Однако при увеличении единичных мощностей двигателей может потребоваться учет, изложенный в работе.

Список литературы

1. Лapidус А. А., Соловьева С. Н. Специфика расчета нагрева проводников / А. А. Лapidус, С. Н. Соловьева // Новости электротехники. – 2010. – № 2. – С. 44–46.
2. Solovjeva S. N., Lapidus A. A., Bobko Y. A. Improving the methods for calculating the heating of low voltage cables / S. N. Solovjeva, A. A. Lapidus, Y. A. Bobko // IEEE Conf. of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering. – 2020. – pp. 883–887.
3. Маджидов А. Ш., Гусев Ю. П. Метод эквивалентирования асинхронных двигателей для расчетов тока короткого замыкания в системе собственных нужд / А. Ш. Маджидов, Ю. П. Гусев // Вестник Чувашского университета. – 2020. – № 3. – С. 102–113.
4. Маджидов А. Ш. Практический расчет тока короткого замыкания с учетом влияния асинхронных электродвигателей / А. Ш. Маджидов // Сборник трудов XVII Межд. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. – 2020. – Т. 1. – С. 34–44.
5. Рясков Ю. И., Шайтор Н. М., Горпинченко А. В. Релейная защита электрических машин в энергетических системах и комплексах / Ю. И. Рясков, Н. М. Шайтор, А. В. Горпинченко // Электротехнические комплексы и системы. – 2020. – Т. 6, № 1. – С. 77–88.

Лapidус Александр Анатольевич, канд. техн. наук, доцент, доцент Высшей школы высоковольтной энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: lapidus_a_a@mail.ru

Соловьева Светлана Николаевна, канд. техн. наук, доцент Высшей школы высоковольтной энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: s.n.solovjeva@inbox.ru

Перфильев Арсений Павлович, студент магистратуры Высшей школы высоковольтной энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ), инженер 2-й категории РЗА электротехнической лаборатории АО «Юго-Западная ТЭЦ». E-mail: senya_lycum11@mail.ru.

ОТКЛИКИ И КОММЕНТАРИИ

В номере 2 (87) 2022 г. нашего журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы», с. 47–51, в порядке обсуждения была опубликована статья П. В. Легконца «Об обобщении критерия достижения предела по аperiodической устойчивости простейшей энергосистемы на случай сложных ЭЭС».

Ниже публикуется поступивший в редакцию журнала отклик на данную статью.

А. Н. Беляев

Отклик на статью «Об обобщении критерия достижения предела по аperiodической устойчивости простейшей энергосистемы на случай сложных ЭЭС»

В статье предпринята интересная с теоретической точки зрения попытка упростить запись критерия аperiodической устойчивости сложных многомашинных систем до вида, принятого для простейшей электропередачи «машина–линия–шины бесконечной мощности (ШБМ)» ($dP/d\delta = 0$). Однако предложенные в ходе выполнения математических выкладок упрощения сводят фактически к нулю ценность такого рода эксперимента.

Наиболее грубым допущением является представление генераторов моделью $U_T = \text{const}$, поскольку, во-первых, далеко не все генераторы оснащены регуляторами возбуждения сильного действия, во-вторых, их настройки в конкретных установившихся режимах, особенно, если мы говорим об утяжелении вплоть до предельных, часто очень далеки от оптимальных. Более того, по мере чтения статьи создается ощущение, что автор принимает постоянными и напряжения на шинах нагрузок. В результате из выражения для критерия устойчивости, записанного, например, в [1] (формулы 2.36, 2.37, раздел 2.6, с. 75) или [2] (система уравнений 8.47, § 8.7, с. 284) исчезли частные производные функционала по напряжениям (не только генераторным) и некоторые другие составляющие.

Представление траектории утяжеления единой непрерывно дифференцируемой функцией может быть оправдано только в первом приближении в учебных целях (см., например, [3], рис. 4.17, § 3.3, с. 227), поскольку в реальной практике расчетов такие изменения являются дискретными, и в общем случае отличающимися для разных генераторов и нагрузок.

Наличие ШБМ также не совсем корректно, поскольку примыкающие мощные энергосистемы замещаются некоторыми конечными значениями мощностей короткого замыкания. А в совокупности с принятым условием $U_T = \text{const}$ автор превращает всю рассматриваемую им энергосистему в один узел с шинами бесконечной мощности, для которого и справедлив критерий $dP/d\delta = 0$.

И наконец результатом приведенных математических выкладок, вместо одного выражения $a_n = 0$, является целый набор производных активных мощностей (выражения 10–12), каждую из которых (по общему количеству участвующих в процессе утяжеления генераторов и нагрузок) предлагается проанализировать. Это весьма сомнительное упрощение. И конечно с физической точки зрения непонятно, каким

образом в критерии устойчивости попадает равенство нулю производной реактивной мощности нагрузки по углу (формула 12).

Возможно ценность статьи была бы выше, если бы автор привел результаты какого-либо численного эксперимента на сравнительно небольшой модели ЭЭС (например, трехмашинной) и показал, что его критерии с некоторой точностью соответствуют исходному $a_n = 0$.

Литература

1. Применение цифровых вычислительных машин в электроэнергетике: учеб. пособ. для электроэнерг. спец. вузов / О. В. Щербачев [и др.]; [под ред. О. В. Щербачев]. – Ленинград: Энергия, 1980. – 236 с.
2. Электрические системы. Электрические сети: учеб. для вузов / под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Высшая школа, 1998. – 511 с.
3. Евдокунин Г. А. Электрические системы и сети: учеб. пособ. / Г. А. Евдокунин. – Санкт-Петербург, 2011. – URL: <http://elibr.spbstu.ru/dl/2/3537.pdf>

Беляев Андрей Николаевич, д-р техн. наук, доцент, профессор высшей школы электроэнергетических систем Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: andrey@belyaev.spb.ru

ИМЕНА И ДАТЫ

Л. А. Кощеев

История создания ЦСПА

Все начиналось еще в 1960-е. Это было время бурного развития электроэнергетики СССР. Причем, если можно так выразиться, развитие шло крупными блоками – мощные ТЭС и ГЭС, линии электропередачи 500 и 330 кВ, а впереди уже маячили атомные электростанции и еще более высокий класс напряжения линий электропередачи. Вместе с тем создавались и крупнейшие промышленные предприятия, росли города. Неудивительно, что в разных частях страны возникали проблемы с балансированием мощностей, а в целом намечалась и в последующем реализовалась проблема балансирования энергии. Не секрет, что приходилось нередко вести режим ЕЭС с частотой ниже 50 Гц с предельной загрузкой высоковольтной сети и сопутствующей опасностью нарушения устойчивости энергосистемы. Это послужило толчком к развитию и повсеместному внедрению противоаварийной автоматики (ПА).

Лаборатории электрических систем (ЛЭС) НИИПТ в 1960-е и последующие годы во все большем объеме поручались работы, связанные с определением комплекса средств ПА для энергосистем, включая ОЭС и ЕЭС, на разных уровнях их развития. Эти работы часто выполнялись по заказу и с участием сотрудников Энергосетьпроекта (ЭСП) и его региональных отделений.

Работы проводились с использованием электродинамической модели (ЭДМ) в две, а иногда и в три смены. Появление в ЛЭС вычислительного центра на базе ЭВМ «Минск 14» не снизило загрузку ЭДМ, а лишь увеличило объем работ. Накопившийся к середине 1970-х опыт исследований конкретных энергосистем показал, что напряженность стационарных режимов при недостаточных резервах генерации и пропускной способности связей существенно затрудняет организацию ПА. Подчас даже не очень значительный небаланс в одной части энергосистемы мог привести к опасной перегрузке и до того загруженных связей в другой части. Было очевидно, что управление генерацией в аварийных ситуациях недостаточно эффективно, а иногда и служит причиной дальнейшего развития аварийного процесса. Дело несколько упростилось после того, как в начале 1970-х была «узаконена» САОН (система автоматического отключения нагрузки), которая вначале называлась «специальная автоматика отключения нагрузки», чем подчеркивались ограничения в ее использовании. Но, особенно с появлением сложных кольцевых структур системообразующей сети, отключение нагрузки (ОН) средствами ПА использовалось все более широко, и в конце концов стало практически главным управляющим воздействием (УВ) противоаварийной автоматики для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы. Использование ОН наряду с автоматической частотной разгрузкой (АЧР) вызывало естественное недовольство руководителей промышленных предприятий и городов. Объем АЧР и особенно ОН приходилось иногда согласовывать в руководящих партийных органах. Претензии подкреплялись и расчетами переходных процессов «пост-фактум», которые показывали, что во многих аварийных ситуациях можно было обойтись гораздо меньшим объемом отключения нагрузки, или вообще ее

не отключать. Но для точной дозировки ПА необходимо было по крайней мере учесть реальную загрузку электростанций и линий электропередачи, подчас удаленных от места аварийного возмущения, а также вид аварийного возмущения, возможные действия других устройств и т. д., а в заключение, используя все эти данные, оценить устойчивость аварийного перехода и выбрать необходимый минимум УВ. К концу 1960-х определенного успеха удалось достигнуть в области развития средств телепередачи. Появились и неплохие программы для расчета переходных процессов и устойчивости. Однако использовать все это для определения УВ в сложной энергосистеме в темпе развития аварийного процесса было невозможно. Но и отказаться от использования в контуре управления быстро прогрессирующей вычислительной техники тоже было неразумно. Напрашивалась необходимость поиска разумного сочетания использования ее в предварительных расчетах и расчетах в темпе процесса изменения режима энергосистемы.

Для характеристики последовательности решения с использованием ЭВМ при определении УВ для предотвращения нарушения устойчивости в то время использовались условные символические обозначения [1]:

- I ДО – выбор УВ в текущем (предаварийном) режиме для каждого из расчетных аварийных возмущений и реализация УВ по факту идентификации возмущения;
- II ДО – предварительный расчет и запоминание УВ в виде многомерной области для всех предполагаемых схемно-режимных ситуаций и расчетных аварийных возмущений с реализацией УВ по факту идентификации предаварийного режима и аварийного возмущения;
- «После» – выбор и реализация УВ непосредственно после возникновения аварийного возмущения.

Согласно принципу «После» действуют локальные устройства ПА, в которых УВ определяются и реализуются по факту аварийного возмущения в соответствии с уставками, иногда в виде заранее определенной функциональной зависимости от режима и (или) возмущения.

При использовании принципа I ДО главная трудность заключается в необходимости провести в текущем режиме оценку устойчивости и выбрать УВ для всех расчетных возмущений в течение нескольких секунд, максимум минут, имея в виду обычную скорость изменения текущего режима энергосистемы. При технических средствах того времени эта задача большинству специалистов представлялась практически нерешаемой. ЭСП, как головная организация по проектированию энергосистем, отказался от использования I ДО при создании централизованной ПА на базе ЭВМ и приступил к разработке системы ПА с использованием принципа II ДО, предлагая НИИПТУ присоединиться к этой работе. Однако с первых шагов мы поняли ограниченную перспективу использования этой разработки в случае ее успешного завершения: необходимость выполнения огромного объема предварительных расчетов, которые придется повторять при изменении в результате развития схемы энергосистемы, что в конечном счете ограничит область использования крупным энергоузлом с примыкающими к нему линиями электропередачи. Мы же замахивались на энергосистему, в пределе на целую ОЭС, и в свою очередь предложили ЭСП совместно двинуться в этом направлении. Отказ был весьма категоричен – ЭСП не может заниматься авантюриными проектами. В шутку Б.И. Иофьев, в то время

руководитель отдела противоаварийной автоматики ЭСП, обещал в случае успеха выдвинуть нас на Нобелевскую премию.

Был еще один пункт принципиального расхождения с ЭСП, который принял решение разработать для централизованной ПА специализированную ЭВМ. Мы же считали необходимым ориентироваться на стандартную вычислительную технику, полагаясь на быстрый прогресс в ее развитии. В то же время мы понимали, что решать задачу устойчивости и выбора необходимых УВ в сложной энергосистеме на основе использования имевшихся на тот момент расчетных средств и известных программ практически невозможно. Тем не менее в НИИПТ практически постоянно проводились работы по совершенствованию ПА с использованием ЭВМ, в частности для ОЭС Урала. В этих работах, в основном базирующихся на принципе П ДО, при выборе и дозировке УВ использовались те или иные элементы I ДО [2]. Однако все это были примеривания к ЦСПА, а нужен был решительный шаг в сторону I ДО, и мы перебирали спонтанно возникающие, подчас заведомо нереализуемые предложения по преодолению этих трудностей. И вот счастливый случай. Мы с Ю. Д. Садовским в течение двух недель в декабре 1977 г. были в командировке в Праге. Цель поездки не требовала больших затрат времени. К тому же почти все время стояла мерзкая погода. Мы оба были не первый раз в Праге и не были любителями пива. В результате мы основную часть времени провели в гостинице и вели непрерывные обсуждения вариантов решения все той же задачи радикального ускорения оценки устойчивости сложной энергосистемы.

Здесь уместно сказать, что оба мы все предыдущие годы работали на электродинамической модели, пропустили через свои руки множество энергосистем, бесчисленное количество режимов и переходных процессов, в результате обладали недюжинной «режимной интуицией».

Мы исчертили целую пачку бумаги и к концу командировки сформулировали основную идею разделения энергосистемы на определенным образом организованные звездообразные эквиваленты, с уверенностью (на основании «режимной интуиции») в том, что при обеспечении устойчивости во всех звездообразных эквивалентах обеспечивается устойчивость энергосистемы. При этом была надежда и даже уверенность в том, что удастся найти формульный метод для быстрой оценки устойчивости в звездообразных эквивалентах.

По возвращении в Ленинград мы подключили к делу группу молодых сотрудников, владеющих, в отличие от нас с Садовским, искусством программирования. Прежде всего необходимо было убедиться в достоверности гипотезы о возможности оценки устойчивости сложной энергосистемы по результатам оценки устойчивости звездообразных эквивалентов. Теоретически сделать это было невозможно, поэтому для подтверждения предполагалось предъявить результаты практических расчетов для ряда энергосистем различной конфигурации при широком варьировании режимов. При этом предполагалось, что по ходу работы будет формализоваться регулярный метод определения звездообразных эквивалентов, хотя бы предварительные соображения о формульной оценке устойчивости звездообразного эквивалента и прочие заделы для будущего программного комплекса ЦСПА.

Необходимо заметить, что эта работа проводилась энтузиастами вне тематического плана лаборатории. Как только стали вырисовываться контуры приемлемого

решения, стала очевидной необходимость официально ввести работу в темплан, и это была непростая задача.

Прежде всего необходимо было найти объект для приложения нашей идеи. Трудно было рассчитывать на включение в план поисковой работы по исследованию возможности использования принципа I ДО при организации ПА сложной энергосистемы. Приходилось рисковать, обещая практическую реализацию в одной из энергосистем. Рассчитывать на поддержку ЭСП не приходилось. Решено было в качестве объекта определить ОЭС Северо-Запада. Кроме преимуществ территориальной близости была надежда привлечь на свою сторону начальника ОДУ Северо-Запада Е. И. Петряева и руководителя отдела релейной защиты и противоаварийной автоматики Северо-Западного отделения ЭСП (СЗО ЭСП) М. А. Горева (сына А. А. Горева). Все удалось сделать даже без особых усилий – это были по-настоящему прогрессивные руководители. Удалось найти сторонников и в ЦДУ ЕЭС СССР. Активно поддерживал наши поиски В. А. Семенов, тогда начальник службы защиты и противоаварийной автоматики ЦДУ, интерес к ним проявляли А. А. Окин, А. Ф. Бондаренко. При такой поддержке Главное техническое управление Минэнерго СССР (К. М. Антипов) согласилось на включение в темплан НИИПТ этой весьма проблематичной темы.

Дело закрутилось, но ненадолго. В 1982 г. Е. И. Петряев стал начальником ЦДУ, а новое руководство ОДУ Северо-Запада с первых шагов выявило свое нежелание быть причастным к нашей работе (обычные требования доказательств экономической эффективности, безусловной гарантии успеха в ближайшее время и т. д.). При этом уже был выполнен значительный объем работы по обоснованию алгоритма ЦСПА. Результаты этой работы были опубликованы в [2], а также ряде статей в специальном выпуске трудов НИИПТ «Противоаварийное управление и регулирование энергосистем», Энергоатомиздат 1982.

И тут в НИИПТе появился главный диспетчер ОДУ Урала Е. А. Мошкин. Ему не составило большого труда уговорить нас переключиться на Урал. Нужно было еще официально оформить изменение объекта внедрения, но при поддержке Е. И. Петряева это уже было делом техники.

Замена ОЭС Северо-Запада на ОЭС Урала имела судьбоносное значение. Как теперь представляется, без этого мы вряд ли смогли бы реализовать нашу идею в отведенные для НИР сроки, а возможно, не осуществили бы вообще. При смене ОЭС мы лишались СЗО ЭСП в качестве соисполнителя, а попытки привлечь Уральское отделение ЭСП оказались безрезультатными, и все последующие работы шли без участия ЭСП.

Сотрудники ОДУ Урала подключились к проверке правомерности оценки устойчивости при разделении энергосистемы на звездообразные эквиваленты. Объединенными усилиями убедили, по крайней мере самих себя, в правомерности идеи. При расчетах обнаруживались и исключения, но они были из разряда подтверждающих основное правило.

К этому времени уже было ясно, что при доступном уровне техники того времени выбор УВ для обеспечения устойчивости возможен только по условиям статической устойчивости, без учета динамики аварийного процесса. С этой точки зрения

переключение на ОЭС Урала также было весьма уместно. В ранее выполненных работах ЛЭС НИИПТ было показано, что для кольцевой схемы ОЭС Урала решение задачи устойчивости при аварийных отключениях энергоблоков и ВЛ, образующих кольцевую сеть, сводится в основном к обеспечению статической устойчивости в послеаварийных режимах, при этом определена значимость выявления и введено само понятие «опасного сечения» [3].

Задача предотвращения нарушения статической устойчивости в послеаварийных режимах и возлагалась на ЦСПА. Что касается предотвращения нарушения динамической устойчивости генераторов в первой фазе аварийного процесса, то эта задача более или менее успешно могла быть решена действием локальных устройств ПА и систем регулирования. Конечно, это было еще одним допущением, базирующемся на опыте исследований на ЭДМ энергосистем различной конфигурации.

ОЭС Урала более, чем какая-либо другая, нуждалась в централизованном противоаварийном управлении в силу конфигурации системообразующей сети и высокой загруженности связей. Практически каждое аварийное отключение одной из ВЛ системообразующей сети приводило к необходимости отключения действием ПА промышленной нагрузки Урала. Поэтому на нашу работу, несмотря на кажущуюся ее авантюризм, смотрели с надеждой. Главную надежду на успех давало отношение к этому делу команды ОДУ Урала во главе с Е. А. Мошкиным (А. Т. Демчук, Е. Б. Короткин, Р. В. Двинских, А. М. Слодарж, Ю. В. Масайлов, Б. И. Аюев, Н. В. Блинков, В. Ф. Чесноков и другие). Они взяли на себя решение многих сопутствующих проблем, в том числе многие организационно-технические вопросы, весь комплекс вопросов информационной поддержки ЦСПА, наконец, программирование наших алгоритмических решений в машинном коде для максимального сокращения расчетного времени оценки устойчивости и выбора УВ, а также обеспечения надежности работы вычислительного комплекса в контуре управления. При воспроизведении режима энергосистемы по данным измерений использовалась программа оценивания состояния, разработанная В.Л. Прихно. По результатам совместных обсуждений появлялись и предложения по совершенствованию алгоритма и расчетных методик.

Разработка алгоритма ЦСПА постепенно разделилась между несколькими небольшими группами сотрудников:

- регулярный алгоритм разделения исходной энергосистемы на звездообразные эквиваленты (П. Я. Кац, Е. П. Салита, Л. М. Левит, Н. Ю. Теллинен),
- расчет послеаварийного режима в линеаризованной схеме энергосистемы (П. Я. Кац, Т. Н. Воронина, Г. Б. Косаревич),
- формула оценки устойчивости в звездообразном эквиваленте (И. А. Богомолова, И. М. Дианова, А. С. Зеккель),
- выделение «опасного сечения» (В. Д. Науменко, Н. В. Бабина),
- определение вектора, выбор и дозировка конкретных УВ из доступных (Ю. Д. Садовский, И. А. Богомолова).

Предложения, выдвигавшиеся по тому или иному направлению, обсуждались коллективно. При этом модное в то время выражение «мозговой штурм» было вполне применимым к атмосфере этих обсуждений. Всей этой работой руководил Ю. Д. Садовский, я участвовал только в обсуждениях.

Общий алгоритм определения и дозировки УВ перекладывался на язык программы, обкатывался в самых разных ситуациях, корректировался и вжимался в структуру ЦСПА.

По результатам разработки основных составляющих алгоритма ЦСПА опубликован целый ряд статей, в частности [4–8]. ЦСПА в целом впервые представлена в [9].

К концу неоднократно переносившегося срока окончания разработки была сформирована ЦСПА как устройство противоаварийного управления, оценены ее реальные технические возможности с учетом используемых технических средств в контуре управления с учетом требований надежности их функционирования в условиях непрерывной эксплуатации.

Из сказанного очевидно, что работа шла в тесном взаимодействии разработчиков основного алгоритма с группой специалистов ОДУ Урала.

Этапы внедрения в эксплуатацию столь сложного нового устройства прошли относительно быстро. Этому способствовали с одной стороны желание скорее сократить массовые отключения потребителей, а с другой – вера в успех разработчиков и руководителей организации, в которой это внедрение проводилось. В 1986 г. ЦСПА была включена в промышленную эксплуатацию.

На последнем этапе разработки и в работе по внедрению ЦСПА я практически не участвовал. В это время одним из главных направлений в тематике НИИПТ было участие в разработке перспективного плана развития системообразующей сети ЕЭС СССР с широким использованием ВЛ 1 150 кВ переменного и 1 500 кВ постоянного тока. Лаборатории электрических систем в этой общей теме отводились вопросы надежности и противоаварийного управления. Этой проблеме посвящена моя докторская диссертация [10]. В иерархической структуре системы противоаварийного управления ЕЭС ЦСПА отводилась роль среднего звена (уровень ОЭС).

Кстати, стоит сказать о попытках создать подобное ЦСПА устройство в США. По рассказам участника этих попыток А. А. Меклина, бывшего сотрудника СЗО ЭСП, участвовавшего на начальной фазе нашей работы, одним из главных препятствий при разработке подобного устройства было неприятие постулатов без строгих доказательств. Но мне кажется, дело не только в этом. Нам подобное устройство было остро необходимо, а в США – нет. С другой стороны, рассматривая тяжелые американские аварии и примеряя к ним ЦСПА, легко обнаружить, что при наличии таких устройств по крайней мере некоторые из этих аварий можно было бы предотвратить.

Если бы не острая нужда в то время в устройстве такого рода, то, возможно, и у нас к этому устройству отнеслись бы с большей подозрительностью. Алгоритм устройства базируется на ряде допущений и гипотез. Основные из них:

- в соответствии с алгоритмом ЦСПА УВ при каждом из расчетных аварийных возмущений выбираются и дозируются из доступных средств по условию сохранения статической устойчивости энергосистемы в послеаварийном режиме, при этом предотвращение нарушения динамической устойчивости в первой фазе аварийного процесса возлагается на локальные устройства ПА;
- оценка статической устойчивости сложной энергосистемы проводится по результатам оценки устойчивости звездообразных эквивалентов, образованных соответствующим разделением энергосистемы в текущем и каждом из возможных послеаварийных режимов энергосистемы;

- статическая устойчивость в послеаварийных режимах звездообразных эквивалентов определяется эвристической формулой с использованием соотношений активных и реактивных мощностей в консервативной модели;
- расчет послеаварийного режима энергосистемы (в том числе за пределами реально возможного существования) выполняется без учета нелинейностей.

Все эти положения не имеют строгих обоснований и базируются на опыте исследования режимов и устойчивости различных энергосистем СССР и подтверждаются опытом расчетов многочисленных схемно-режимных и аварийных ситуаций в ОЭС Урала и других энергосистем.

Разработчики алгоритма лучше, чем кто-либо другой, понимали зыбкость его доказательной базы, понимали, что, в сущности, наше устройство – это «черный ящик». Понимали и то, что разрабатывая ЦСПА, мы все время находились как бы в зоне «искусственной устойчивости»: шаг влево – и алгоритм при всех его ухищрениях не обеспечивает приемлемый уровень точности дозировки УВ при предельно допустимой длительности расчетного цикла, шаг вправо – и располагаемые технические средства не обеспечивают реализацию алгоритма ЦСПА и требуемого уровня надежности устройства в контуре управления.

Понимал ли я, что рискую? Конечно, понимал. В той или иной мере понимали и все сотрудники, рисковал К. М. Антипов, безусловно рисковал Е. А. Мошкин. Впрочем, про себя могу сказать, что вряд ли задумывался о том, чем именно рискую.

В работе по ЦСПА была занята значительная часть сотрудников ЛЭС. Не сокращался и объем других обязательных работ. Как участвовавшие, так и не участвовавшие в работе по ЦСПА сотрудники чувствовали напряженность жизни лаборатории. Очевидно, что напряженность была и в ОЭС Урала. В то же время мы видели перед собой цель – радикальное снижение объема аварийных отключений потребителей в ОЭС Урала и верили в ее достижимость.

Первый же год эксплуатации «черного ящика» показал его эффективность. Для количественной оценки эффекта от внедрения ЦСПА в течение года выполнялись расчеты «пост-фактум» для всех случаев аварийных возмущений, при которых согласно уставкам локальных устройств ПА должно было происходить отключение потребителей. Суммарный объем этих псевдо-отключений сопоставили с реальным суммарным объемом отключений от действия ЦСПА. При сопоставлении выявился огромный эффект – снижение объема ОН более, чем в 10 раз, не говоря уже о сокращении объема отключения генерации.

Несмотря на этот успех, на нас продолжали сыпаться обвинения в отсутствии строгих доказательств правомерности исходных положений алгоритма. Но вопреки этим обвинениям академик Ю. Н. Руденко выдвинул нашу работу на представление ее к Государственной премии СССР (самовыдвижение не предполагалось).

В соответствии с правилами работа, выдвинутая на соискание Государственной премии, подлежала обсуждению в научных советах ведущих организаций (МЭИ, ЛПИ, ИЭИ, ВНИИЭ). Понятно, что поддерживать выдвижение «чужой» работы на премию не самое приятное занятие для членов советов. Приходилось отбиваться. Наибольшему остракизму подвергалась оценка устойчивости энергосистемы по звездным эквивалентам, иногда упрекали в отсутствии ссылок и сопоставления с известным узловым методом оценки устойчивости П. Димо [11]. Мы сознательно

не использовали этот метод, т.к. он не позволял выявить связь между возмущением (отключение конкретной ВЛ) и требуемым управляющим воздействием. Сопоставление методов по условиям использования их при разработке ЦСПА проведено в [10]. Что касается обоснования, то этот метод, как и всякий другой, включающий эквивалентирование энергосистемы, не может быть строго математически обоснован.

Успешно, в конечном счете, удалось провести и кампанию по минимизации потерь при определении списка будущих лауреатов. Не буду описывать тернистый путь решения этой задачи, отмечу лишь, что далеко не все участники работы вошли в список, представленных к Госпремии, но вошедшие в этот список того заслуживают.

В списке лауреатов Государственной премии СССР от НИИПТ представлены Л. А. Кошечев, Ю. Д. Садовский, И. А. Богомолова, П. Я. Кац, от ОДУ Урала Е. А. Мошкин, А. Т. Демчук, Е. Б. Короткин, от ЦДУ ЕЭС СССР А. А. Окин. Очень жаль, что в списке отсутствуют Ю. В. Масайлов, А. М. Слодарж и многие другие активные участники работы. Замечу в скобках, что в списке лауреатов Госпремии за разработку и внедрение первой в стране и крупнейшей в мире вставки постоянного тока в составе электропередачи СССР – Финляндия, наиболее практически значимой разработки НИИПТ по тематике передачи электроэнергии постоянным током от НИИПТ представлен один сотрудник.

Наша работа успешно прошла конкурс из трех работ, выдвинутых на Госпремию по энергетической тематике, хотя была представлена наименьшим числом «остепененных» (из восьми один доктор и четыре кандидата технических наук), в отличие от двух других работ, в числе участников которых был и академик, и члены-корреспонденты, не говоря уже о докторе наук.

Здесь уместно еще поговорить о названии нашего устройства. Вынесенная в заглавие данной статьи аббревиатура ЦСПА, если и использовалась в процессе разработки, то наряду с другими – ЦПА, ЦПУ, АЦПУ. В документах на представление к Государственной премии СССР значится «Адаптивная централизованная система противоаварийного управления энергообъединением».

Слово «адаптивная» определяло главную особенность нашего устройства – способность автоматически адаптироваться к текущему режиму и схеме энергосистемы в соответствии с принципом I ДО. Этим проводилось и размежевание с разработанным в ЭСП централизованным устройством ПА узла Братской ГЭС¹, базирующемся на принципе ПДО.

Присуждение нам Государственной премии СССР можно считать последним штрихом в истории создания ЦСПА, но этим не заканчивается история развития централизованного противоаварийного управления в энергосистемах. Прежде всего необходимо заметить, что после ввода в эксплуатацию ЦСПА нуждалась в корректировках, связанных с изменением условий эксплуатации, модернизацией и развитием технической базы, изменением режимов энергосистемы и т. д. В последние 1980-е и особенно в 1990-е годы НИИПТ в силу разных, в том числе финансовых причин, не мог уделить этому должного внимания. Решение текущих задач, а также использование технологии ЦСПА в комплексе «Советчик диспетчера» легло на

¹ Разработка этого комплекса ПА проводилась в то же время, что и разработка ЦСПА.

плечи И. А. Богомоловой и, разумеется, сотрудников ОДУ Урала. Лишь через 15 лет НИИПТ и его правопреемник НТЦ ЕЭС в полную силу взялись за модернизацию, а по существу создание новой ЦСПА, но это уже другая и не менее интересная история. Обращу лишь внимание читателей на специальный выпуск «Известий НТЦ Единой энергетической системы», целиком посвященный разработке нового алгоритма ЦСПА [12].

Список литературы

1. Иофьев Б. И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистемы / Б. И. Иофьев. – Москва: Энергия, 1974.
2. Кощев Л. А., Садовский Ю. Д. Алгоритм дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики сложных энергосистем / Л. А. Кощев, Ю. Д. Садовский // Электрические станции. – 1981. – № 9. – С. 53–58.
3. Глебовская А.А., Кощев Л.А., Садовский Ю.Д. Устойчивость и противоаварийная автоматика энергосистемы с кольцевой схемой высоковольтной сети / А. А. Глебовская, Л. А. Кощев, Ю. Д. Садовский // Электрические станции. – 1973. – № 9. – С. 65–68.
4. Приведение расчетной схемы энергосистемы к совокупности узловых моделей для дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики / П. Я. Кац, Ю. Д. Садовский, Е. П. Салита, Н. Ю. Теллинен // Сборник научных трудов НИИПТ. – Энергоатомиздат, 1987.
5. Кац П. Я. Модель энергосистемы для экспресс-анализа послеаварийных режимов / П. Я. Кац // Сборник научных трудов НИИПТ. – Энергоатомиздат, 1987.
6. Богомолова И. А. Оценка устойчивости режима узловой модели энергосистемы / И. А. Богомолова // Сборник научных трудов НИИПТ. – Энергоатомиздат, 1987.
7. Богомолова И. А., Дианова И. М. Автоматический выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики на базе узловых моделей энергосистемы / И. А. Богомолова, И. М. Дианова // Сборник научных трудов НИИПТ. – Энергоатомиздат, 1987.
8. Науменко В. Д. Алгоритм определения опасного по условиям устойчивости сечения энергосистемы / В. Д. Науменко // Сборник научных трудов НИИПТ. – Энергоатомиздат, 1987.
9. Адаптивная централизованная система противоаварийной автоматики / Л. А. Кощев, Е. А. Мошкин, А. А. Окин // Электричество. – 1991. – № 10.
10. Кощев Л. А. Методические основы создания централизованной системы противоаварийного управления ЕЭС СССР и исследование ее эффективности: дисс. ... д-ра техн. наук / Л. А. Кощев. – 1987.
11. Димо П. Узловой анализ энергосистем / П. Димо. – Москва: Мир, 1973. – 263 с.
12. Известия НТЦ Единой энергетической системы (специальный выпуск) / [глав. ред: Л. А. Кощев]. – № 1 (68). – 2013. – 135 с.

Кощев Лев Ананьевич, д-р техн. наук, профессор, научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

CONTENT, ABSTRACTS, KEY WORDS**POWER SYSTEMS' CONTROL IN NORMAL AND EMERGENCY OPERATING CONDITIONS**

Investigation of dangerous disturbances of large power units.

Brilinsky A. S., Grishin N. V., Koshcheev L. A., Smolovik S. V.

The T3V-1200-2 generators are featured by significant design complexity and large electromagnetic and mechanical loads. To reduce the rated and short-circuit currents, the stator winding is made of a six-phase split into two three-phase systems with a shift of 30 degrees, while they form phase-matching first harmonics of magnetic field induction in the air gap of the machine. The presence of mutual inductance of three-phase systems by stator leakage magnetic fluxes and mutual magnetic flux determines the specifics of transient processes during disturbances. An important task is to study the processes of short circuits at the terminals of the windings, which is necessary, among other things, to evaluate requirements for generator switches and their control devices. The purpose of the article is to determine the most dangerous emergency impacts during short circuits on the side of the generator voltage. It is shown that non-simultaneous short circuits are the most dangerous.

Key words: synchronous generator, split stator winding, three-phase short circuit, non-simultaneous short circuit

The performance improvement of available power transfer capability analysis with transient stability constraints for stability margins monitoring system.

Aleksandrov A. A., Mashalov E. V., Neuymin V. G., Snegirev D. A.

A number of ways to improve the performance of available power transfer capability analysis with transient stability constraints for stability margins monitoring system were proposed, in particular: power system model equivalencing, electromechanical transients analysis using implicit integration methods, parallel computing of transients for various initial modes and emergency scenarios and initial data preparation optimization for transients calculations. A performance assessment of separate and joint use of these techniques was carried out.

Key words: stability boundary, power transfer capability, electromechanical transients, transient stability, equivalencing, implicit integration methods, parallel computing.

Improvement of the algorithm for evaluating the correctness of power source participation in the rated primary frequency control.

Esipovich A. H., Kabanov D. A., Prokhorov K. V., Smirnov A. N.

The analysis of one of the monitoring algorithms was performed using real data. A disadvantage of the algorithm has been identified leading to its false triggering. An approach is proposed and implemented to eliminate false triggering.

Key words: monitoring system, algorithm, criterion, power system, frequency control, generating equipment.

Study of Serebryanskaya HPP hydraulic unit's governors.

Gerasimov A. S., Gerasimov D. A., Gurikov O. V., Kabanov D. A., Satsuk E. I., Smirnov A. N.

In October 2018, Serebryanskaya-15 HPP and Serebryanskaya-16 HPP were islanded from the Unified Power System of Russia due to multiple power lines trips. While island operation of the power plants frequency and power oscillations caused by the mis-operation of the hydro turbine governors were present. This paper describes the three years long Serebryanskaya HPPs governors study and the measures taken to improve frequency control. The results of field tests are also presented.

Key words: frequency, frequency control, speed control, hydro turbine governor, hydro turbine model, hydro turbine.

Determination of the rotation angular velocity and acceleration of the rotor of a synchronous generator in transient processes by measuring its electrical parameters.

Berdin A. S., Kabanov D. A., Moiseichenkov A. N., Senyuk M. D.

Paper is devoted to the development of a method for indirect determination of the rotor rotation angular velocity and acceleration for a synchronous machine with a frequency of more than 50 Hz based on the results of measurements of stator's and rotor's voltages and currents and the known electrical and mechanical parameters of the synchronous machine. Approbation of the method was performed on the data obtained during tests on the electrodynamic model of JSC "NTC UES". The developed method can be used for the purpose of emergency control of power systems modes, as well as testing of control systems of power units.

Key words: synchronous machine, rotor speed, digital signal processing.

Modern software "RITM" for modeling processes in electric power systems.

Menshikov N. N., Popkov E. N., Feshin A. O.

The basic provisions of the theory of simulation of electric power systems with a high degree of ideality of design schemes are presented in an accessible form. The general characteristic of the software computing complex of automated modeling of processes in electric power systems is given. Simulation of the transient process of switching on an autonomous electric power system with a six-phase generator under load is performed.

Key words: simulation, mathematical model, macromodel, software computing complex, modeling in electric power systems of arbitrary configuration.

ISSUES OF POWER SYSTEMS' SUSTAINABILITY AND ELECTRICAL NETWORK DEVELOPMENT

Calculating methods for the marginal steady-state modes and identifying weak links of electric power system.

Altukhova M. K., Chilibev A. G.

In the design and operation of electric power systems (EPS) one of the major challenges is the marginal steady-state modes calculation. The matters of formulation and application of the generalized marginal mode equations (MME) for solving the problems of EPS static stability are considered. Algorithms for EPS sensor nodes determining based on the spectrum analysis of the conductance matrix and singular value decomposition of the Jacobi matrix are presented. Methodology for specifying the EPS links which are weak in terms of the static aperiodic stability based on the calculation of union Jacobi matrix elements of the steady-state mode equations with MME application has been developed. It was demonstrated, that application of the EPS weak link identifying methodology allows to develop measures of the mode effective introduction into the admissible domain as well as making informed decisions on optimizing EPS structure at the design stage.

Key words: electric power system, marginal steady-state modes, Jacobi matrix, sensory node, weak links.

Issues of regulation of number of branches from 110-220 kV power transmission lines with two-way power supply.

Vinogradov A. Y., Kozlov A. V.

Correction of existing regulations that are used for development of main technical solutions for power plants' power distribution schemes and for external power supply schemes of power facilities

is proposed. Limitation of maximum number of branches from power transmission lines with two-way power supply is proposed to be added in regulations.

Key words: power distribution scheme, external power supply scheme, power supply reliability, primary scheme of substation switchgear, branch substation, branch from power transmission line.

Methods for transmitted power increasing in transit power systems on the Kola-Karelian transit example.

Vybornykh I. G., Petrushin D. E., Popov M. G.

The task of making the most complete use of the capacity of existing intersystem power transmission lines is relevant under the constraints of network construction. Ways to increase the throughput of intersystem transits are presented and their effectiveness is justified in this paper. The research methodology consisted in conducting numerical experiments to study non-stationary, emergency modes of operation in specialized software complexes. In the course of the study, an additional criterion for choosing a "dangerous" controlled section was developed and justified. In addition, the calculated functional dependences of the mutual influence of the connected controlled sections corresponding to the configuration and structure of the electrical network circuit have been determined. The determination and justification of the technological effect of the closure of normally open connections was carried out. The results of the study have practical significance in the management of the electric power mode of the power system.

Key words: power lines, electrical network capacity, dangerous controlled area, maximum allowable flows, normally open transits.

ISSUES OF ELECTRICAL ENGINEERING AND HIGH VOLTAGE TECHNOLOGY

Modern methods of electrodynamic forces calculation in power transformers.

Brilinskii A. S., Evdokunin G. A., Popov I. V.

In this paper the authors reviewed modern methods of electrodynamic forces calculation in power transformers and considered new way to improve accuracy of calculations. The accuracy of an electrodynamic force calculation mainly determinates by accuracy of magnetic field distribution calculation, because such kind of the calculation usually very complicated, especially in a nonlinear system, like a transformer. One of the modern ways to solve such problems is Finite Element Method analysis, which helps to find numerical solutions of system of nonlinear equations. The authors considered method of calculation of the electrodynamic forces, which combined with the FEM analysis of the magnetic field and accounting influence of the external electric network. According to this method, axial and radial electrodynamic forces are determinated in every turn of transformer winding, which can be very useful for mechanical strength analysis. The process of calculating is shown on ex-ample of three phase group of single phase transformers ORTS-417000/750/24/24 in different operating conditions. Based on the results of the calculations, graphs of the distribution of electrodynamic loads on the turns of the windings, graphs of the magnetic field distribution in the core and near the windings were constructed. The proposed methods for calculating electrodynamic forces can be useful in the manufacturing of the new trans-formers, allowing designers to reduce the cost of field tests by identifying and eliminating the weak points at the stage of project planning.

Key words: transformer, electrodynamic withstand, electrodynamic force, FEM analysis, transient analysis.

Induced voltages on crossing underground communications.

Korovkin N. V., Minevich T. G.

The task of evaluation of the voltages between screens of the crossed underground cables or other long lasting technical systems (water pipes, gas pipes, railway and streetcar rails) induced by high-

voltage line located near to is considered. The analytical relations for the required voltage depending on the soil properties and mutual location of cable lines and the high-voltage line are given. An approach to calculation of induced voltages alternative to the one presented in M. V. Kostenko's works is proposed and substantiated in the paper. The proposed approach makes it possible to estimate induced voltages using relatively simple analytical expressions.

Key words: induced voltage, crossed cables, EMF, buried cable, high-voltage line.

Calculation of the heating temperature of electric motor cables for auxiliary needs, taking into account the current distribution in parallel branches.

Lapidus A. A., Solovieva S. N., Perfiliev A. P.

For auxiliary electric motors of high power, it is necessary to have two or three parallel supply cables. The usual approach to calculating short-circuit currents on the auxiliary motor cable does not take into account the current supply from the undamaged parallel cable. A calculation technique is proposed taking into account the influence of this factor.

Keywords: short-circuit current, auxiliary needs, asynchronous electric motor, cable heating, thermal impulse.

FEEDBACKS AND COMMENTS

Feedback to the paper by P. V. Legkokonets "On the expansion of the simplest power system aperiodic stability limit reaching criterion to the complex systems case", STC of Unified Power System Proceedings, No. 2 (87), 2022.

Belyaev A. N.

NAMES AND DATES

The history of the creation of a centralized emergency control in power system.

Koshcheev L. A.

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: Российская Федерация, 194223, г. 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:

Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 2620, 2623.

E-mail: nto@ntcees.ru



НТЦ ЕЭС

официальный информационный партнер РМЭФ 2023

В Экспофоруме завершился XI Российский международный энергетический форум

В этом году РМЭФ посетили 8000 человек из 18 стран: России, Беларуси, Казахстана, Узбекистана, Киргизии, Азербайджана, Китая, Южной Кореи, Индии, ОАЭ, Ирана, Пакистана, Италии, Турции, Эстонии, Латвии, Литвы, Польши. Конгрессная программа Форума состояла из 20 мероприятий, в ней приняли участие более 130 спикеров и 800 делегатов. В рамках экспозиции площадью 7500 кв. м 120 компаний представили новинки для энергетического рынка.

Основные темы, которые обсуждались в ходе РМЭФ в этом году, – устойчивость развития энергетики в России, вопросы импортозамещения, расширение международного сотрудничества в сфере ТЭК, будущее низкоуглеродной энергетики.

В первый день работы Форума делегация Правительства Санкт-Петербурга во главе с вице-губернатором Сергеем Дрегвалем осмотрела экспозицию. Осмотр начался со стенда Правительства Санкт-Петербурга, на котором представители Центра энергосбережения Комитета по энергетике и инженерному обеспечению Санкт-Петербурга продемонстрировали уникальные энергокроссовки, оснащенные трибоэлектрическими генераторами и пьезоэлементами, позволяющими превращать энергию движения человека в электроэнергию.

ГУП «ТЭК СПб» продемонстрировало систему роботизированной диагностики для поиска зарождающихся дефектов и VR-очки, с помощью которых можно побывать внутри газовой котельной. ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга» представило прибор учета воды повышенного класса точности и испытательное оборудование для метрологической поверки приборов учета и расходомеров бездемонтажным методом. СПб ГБУ «Ленсвет» презентовало интерактивную карту развития наружного освещения, благодаря которой горожане получают актуальную информацию о проводимых в городе работах и планах на ближайшую перспективу.

На пленарном заседании «Энергетическая безопасность России и последствия смещения вектора развития международного сотрудничества в сфере ТЭК» в рамках Форума эксперты обсудили вызовы и угрозы энергетической безопасности России. Речь шла о том, что Россия пока в значительной степени зависит от иностранного оборудования в сфере ТЭК, но к 2025 году долю отечественных производителей в этом сегменте планируется довести до 80%. Несмотря на внешние ограничения, российская энергосистема продолжает обновляться: только в прошлом году в стране введены и модернизированы объекты общим объемом мощности более 2 тыс. МВт.

Одним из важнейших сегментов ТЭК эксперты назвали зеленую энергетику. Алексей Жихарев, директор Ассоциации развития возобновляемой энергетики, рассказал, что объекты возобновляемой генерации работают сейчас более чем в 50 регионах страны.

В отрасли есть и ряд проблем. Одну из них озвучил Георгий Кутовой, эксперт НП «НТЦ ЕЭС», заместитель председателя Комитета энергетической стратегии и развития ТЭК ТПП РФ: «Сегодня цена за киловатт-час не является балансом экономических интересов, а превратилась в тормоз нашего развития, фактор риска экономической безопасности страны».

Другие проблемы ТЭК, такие как кадровый голод и старение генерирующего оборудования, средний возраст которого составляет около 30 лет, назвал Денис Пиленикс, директор по развитию ЕЭС – руководитель дирекции АО «СО ЕЭС».

Важным мероприятием РМЭФ-2023 стал Презентационный день с участием Департамента энергетики Блока разведки и добычи (БРД) ПАО «Газпром нефть», посвященный инновационному

оборудованию и технологиям для энергообъектов нефтегазовой отрасли, – в нем приняли участие 15 компаний.

В рамках Выставки «Энергетика и электротехника» компании и научные организации продемонстрировали новые разработки.

ООО «Прософт-Системы» показало новейшие решения в сфере автоматизации подстанций и энергосистем, релейной защиты и противоаварийной автоматики, а также программного обеспечения. АО «Транснефть – Верхняя Волга» презентовало автоматизированные комбинированные горелки с модулирующим управлением, работающие на трех видах топлива: нефти, дизеле и природном газе. ООО «ТурбоМашПром» представило гидравлическую станцию, произведенную с использованием отечественных компонентов.

На Выставке «Энергетика и электротехника» были реализованы новые для проекта форматы мероприятий: мастер-классы, семинары, презентации компаний. Так, в открытой презентационной зоне Единый центр приборов учета провел мастер-класс «Вопросы интеграции ЕЦПУ в управляющие и энергоснабжающие организации». В открытом конференц-зале состоялась конференция «Управленческая трансформация в условиях неопределенности. Видение и экспертиза через работу с B2G / крупными B2B» от компании Craft Mind.

На площадке Форума работал Центр деловых контактов, в рамках которого было проведено 1500 встреч между закупщиками и поставщиками энергетического рынка.

Отраслевые эксперты высоко оценили значимость Российского международного энергетического форума

«В текущих геополитических условиях становится все более важным объединение усилий крупнейших компаний энергетической отрасли для того, чтобы Россия смогла удержать свои позиции на мировом рынке», – отметил генеральный директор компании «ЭкспоФорум-Интернэшнл» Сергей Воронков.

РМЭФ-2023 прошел при участии Правительства Санкт-Петербурга и Торгово-промышленной палаты Российской Федерации.

Активную поддержку РМЭФ оказали АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы», Ассоциация инновационных предприятий в энергетике «ЭнергоИнновация», НП «Национальное агентство по энергосбережению и возобновляемым источникам энергии», Ассоциация гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний, Ассоциация «Некоммерческое партнерство территориальных сетевых организаций», Ассоциация «Совет производителей энергии».

Ключевыми соорганизаторами конгрессной программы выступили ПАО «Газпром нефть», Ассоциация гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний, Ассоциация инновационных предприятий в энергетике «ЭнергоИнновация», НП «Национальное агентство по энергосбережению и возобновляемым источникам энергии», НП «Научно-технический совет Единой энергетической системы», ПАО «Россети Ленэнерго», Издательский дом «Энергетика и промышленность».

Генеральный отраслевой информационный партнер – сетевой портал Neftegaz.ru. Генеральный деловой информационный партнер – Федеральное агентство новостей. Официальный информационный партнер – электротехнический интернет-портал Elec.ru. Официальный отраслевой информационный партнер – общественно-деловой научный журнал «Энергетическая политика». Стратегический информационный партнер – Camelot Publishing.

Генеральный радиопартнер – «Business FM Санкт-Петербург». Официальный переводчик – бюро переводов «Голос мира».

В 2024 году XII Российский международный энергетический форум и XXXI Международная выставка «Энергетика и электротехника» пройдут в апреле. Местом проведения традиционно выступит конгрессно-выставочный центр «Экспофорум».

Официальный сайт РМЭФ: energyforum.ru



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

АО «НТЦ ЕЭС»

АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (АО «НТЦ ЕЭС») – многопрофильный электроэнергетический российский научно-исследовательский центр, ведущая организация отрасли в области развития системообразующей сети ЕЭС России и межгосударственных электрических связей, признанный в России и мире центр компетенций по вопросам цифрового и физического моделирования энергосистем, исследованию статической и динамической устойчивости.

Научно-исследовательская деятельность общества построена на базе старейшего центра исследований в электроэнергетике – Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ», основан в 1945 году).

Научный потенциал Центра: 6 докторов и 37 кандидатов наук.
Получено более 1000 авторских свидетельств и патентов на изобретения.

С 2007 г. АО «НТЦ ЕЭС» является дочерним обществом Системного оператора (АО «СО ЕЭС»), его научным и инжиниринговым центром.

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Развитие энергосистем

- Участие в разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России и генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики.
- Разработка и экспертиза схем выдачи мощности электростанций / внешнего электроснабжения потребителей.
- Разработка замещающих мероприятий, обеспечивающих вывод из эксплуатации объектов электроэнергетики.
- Выполнение разделов «Балансы и режимы» в составе проектной документации.
- Разработка и технико-экономическое обоснование мероприятий (проектов) по развитию (строению, реконструкции и пр.) электросетевых объектов (линий электропередачи и подстанций) и объектов генерации (объектов по производству электрической энергии).
- Разработка решений для работы объектов, функционирующих на основе ВИЭ в составе энергосистемы.
- Выявление рисков нарушения внешнего и внутреннего электроснабжения потребителей, разработка технических и организационных мер для их исключения.
- Разработка комплексных программ развития электрических сетей всех классов напряжения.

Системные исследования

- Решение задач в области надежности, живучести и управляемости электроэнергетических систем и систем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.
- Развитие технологий производства, накопления и передачи электрической энергии.
- Математическое, цифровое и физическое моделирование энергосистем, генерирующих и энергопринимающих устройств, объектов электросетевого хозяйства, систем управления агрегатного, станционного и системного уровней.
- Анализ текущих и перспективных электрических режимов и устойчивости электроэнергетических систем.
- Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
- Испытания и настройка систем управления агрегатного, станционного и системного уровней.

АО «НТЦ ЕЭС»

Противоаварийная автоматика, системы управления и релейной защиты

Разработка и проектирование устройств и систем релейной защиты, режимного и противоаварийного управления для энергообъектов и энергосистем.

Сертификация оборудования и устройств в Системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»

Сертификация автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов, устройств АЛАР, ЛАПНУ, АЧР, АРПМ, АОПЧ, АРКЗ и ФТКЗ, АОПО, УСВИ, ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ, ФОСШ и АУВ с функцией ФОВ, концентраторов синхронизированных векторных данных.

Независимая оценка квалификаций в электроэнергетике

- Диспетчер по управлению электроэнергетическим режимом работы электроэнергетической системы.
- Старший диспетчер по управлению электроэнергетическим режимом работы электроэнергетической системы.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ БАЗА

Экспериментальная база Центра состоит из самой большой в мире электродинамической модели, входящей в состав цифро-аналого-физического комплекса (**ЦАФК**), и одного из самых производительных в России программно-аппаратных комплексов реального времени (**RTDS**), которые позволяют обеспечить адекватное физическое или цифровое моделирование энергосистем любой степени сложности, включающих модели современных источников электроэнергии (ГТУ/ПГУ, ВИЭ) и микропроцессорных устройств управления, автоматики и защиты.

С использованием данных комплексов выполняется сертификация, проверка на функционирование и соответствие техническим требованиям нормативных документов, а также настройка для конкретных схемно-режимных условий эксплуатации цифровых устройств регулирования, управления, релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики любого уровня.



www.ntcees.ru



Цифро-аналогово-физический комплекс (**ЦАФК**)



Вычислительный программно-аппаратный комплекс (**RTDS**)



ПВК «АРУ РЗА»: ОТЕЧЕСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА МИРОВОГО УРОВНЯ

Программно-вычислительный комплекс для расчёта токов короткого замыкания,

АВТОМАТИЗИРОВАННОГО РАСЧЕТА УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

и проверки электротехнического оборудования (ПВК «АРУ РЗА») – ориентирован на специалистов служб РЗА сетевых и генерирующих компаний, АО «СО ЕЭС», проектных институтов.

РЕАЛИЗОВАНЫ СЛЕДУЮЩИЕ МОДУЛИ И ФУНКЦИИ

- Графический редактор с возможностью работы с несколькими изображениями одной сети.
- Табличный редактор.
- Модуль Команд Управления и Расчёта Сети (К.У.Р.С.).
- Функция полного импорта моделей и графических изображений, фонда устройств РЗ из ПВК «АРМ СРЗА».
- Функция построения модели сети из специализированных комплексов, функционирующих на базе CIM (СК-11).
- Модуль расчёта электрических величин при любых типах множественных повреждений, в том числе с учетом:
 - нелинейных элементов;
 - элементов FACTS.
- Модуль расчёта эквивалентной схемы электрической сети.
- Модуль групповой коррекции сетей.
- Модуль автоматического расчёта параметров схемы замещения элементов сети по паспортным данным оборудования.
- Модуль расчета параметров воздушных и кабельных линий.
- Функция поиска элементов, входящих в заданное число поясов для узла.
- Наиболее полная база силового оборудования с заданными параметрами и возможностью редактирования и создания собственных образцов.
- Модуль контроля исходных данных и топологии электрической сети.
- Проверка классов напряжений в узлах.
- Библиотека нормативных документов.
- Модуль РЗА:
 - расчета уставок релейных защит (ТЗНП, ТЗОП, МТЗ, ДЗ, ДФЗ, ДЗЛ, ДЗШ, ВЧЗ) с функцией формирования протокола расчётов уставок в формате MS Word;
 - автоматического формирования бланков параметрирования микропроцессорных защит;
 - анализа срабатывания защит для обеспечения ближнего и дальнего резервирования с проверкой корректности работы устройств РЗ.
- Модуль анализа срабатывания защит для обеспечения ближнего и дальнего резервирования с проверкой корректности работы устройств РЗ.
- Модуль автоматизированного расчёта уставок устройств РЗА с учетом требований чувствительности и селективности.



ПВК «АРУ РЗА»: ОТЕЧЕСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА МИРОВОГО УРОВНЯ

- Модуль расчёта производной схемы прямой последовательности (расчет шунтов).
- Модуль проверки оборудования на термическую и динамическую стойкость току КЗ с расчётом ударного тока и теплового импульса.
- Модуль определения места повреждения.
- Модуль определения минимального состава генерирующего оборудования по условиям функционирования устройств РЗ.
- Вывод результатов расчётов в файлы форматов TXT, DOCX, XLS, HTML.
- Сохранение графического изображения сети в файлы форматов: PNG, SVG, PDF.

В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ БУДУТ ДОСТУПНЫ

- Шаблоны типовых электрических принципиальных схем РУ электрических станций и подстанций.
- Модуль для расчёта токов КЗ в сетях, питающих тяговые подстанции с разработкой подробных моделей тяговой электрической сети и тяговой нагрузки.

ПВК «АРУ РЗА» активно используется в АО «СО ЕЭС», генерирующих компаниях, организациях нефтегазовой отрасли, проектных институтах России и Казахстана, включен в учебный процесс вузов: ПЭИПК, НГТУ, КГЭУ, АлтГТУ.

ПВК «АРУ РЗА» может работать с различными операционными системами, в том числе отечественного производства на базе ядра Linux.

Автоматизированные пакетные расчеты с помощью ПВК «АРУ РЗА» позволяют существенно снизить число рутинных однотипных операций, что **способствует значительному сокращению время – и трудозатрат специалистов РЗА** в совокупности со снижением влияния человеческого фактора на итоги проделанной работы.



www.arurza.ru

Является основным расчётным средством для определения уставок РЗА и токов КЗ в АО «СО ЕЭС»

(введён в промышленную эксплуатацию с 11.01.2021 – распоряжение №151р от 30.12.2020)

Включен в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных

(запись в реестре №4128 от 11.12.2017)

ПВК «АРУ РЗА» удостоен международной премии «Время инноваций – 2021» в номинации «Проект года»

(Дубай, 2021 г.)

АО «НТЦ ЕЭС»

Россия, 194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, К. А

+7 (812) 297-54-10, доб. 26-00; Факс: +7 (812) 552-62-23; ntc@ntcees.ru; www.ntcees.ru



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

АСПИРАНТУРА АО «НТЦ ЕЭС»

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.

Профиль подготовки:

2.4.3 – Электроэнергетика.

УСЛОВИЯ

- Обучение в аспирантуре осуществляется по очной (до четырех лет) форме обучения.
- Обучение в аспирантуре для сотрудников АО «НТЦ ЕЭС» производится за счет средств НТЦ ЕЭС.
- Для сторонних соискателей обучение производится на договорной (платной) основе.
- Время обучения в очной аспирантуре засчитывается в стаж научно-педагогической и научной работы.
- Аспирантам очной формы обучения предоставляется отсрочка от службы в армии.

ПРАВИЛА ПРИЕМА

В аспирантуру принимаются лица, имеющие высшее профессиональное образование, подтвержденное дипломом специалиста или дипломом магистра.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на осуществление образовательной деятельности – № 2507 от 26 декабря 2016 г.

Распоряжением Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки (Рособрнадзор) от 28.06.2022 № 1593-06 АО «НТЦ ЕЭС» предоставлено право ведения образовательной деятельности в аспирантуре по новой научной специальности 2.4.3 – Электроэнергетика.



Контакты по вопросам аспирантуры:

Начальник научно-технического отдела АО «НТЦ ЕЭС» –
канд. техн. наук, доцент Курбатов Александр Геннадьевич
Контактный телефон: (812) 297-54-10, доб. 2620, 2623
Факс: (812) 552-62-23
E-mail: nto@ntcees.ru

АО «НТЦ ЕЭС»

Россия, 194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, К. А
+7 (812) 297-54-10, доб. 26-00; Факс: +7 (812) 552-62-23; ntc@ntcees.ru; www.ntcees.ru

СПРАВКА

предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи

В соответствии с Законом Российской Федерации об авторских правах, сообщаю, что я, _____

автор (соавтор) статьи _____

уведомлен об ответственности за использование в статье материалов, защищенных авторским правом, включая цитаты, воспроизведенные данные, иллюстрации и иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится на автора статьи.

Я сообщаю, что данная статья не опубликована и не представлена для опубликования в другие периодические издания.

подавая статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы», я передаю редакции право на ее опубликование и дальнейшее распространение и сообщаю, что при этом не нарушаются авторские права других лиц и организаций.

Подпись автора _____ «__» _____ 20__ г.

Ф.И.О. _____

Ученая степень _____

Ученое звание _____

Место работы _____

Должность _____

Адрес служебный _____

Телефон _____

E-mail _____