

Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии
постоянным током высокого напряжения

ИЗВЕСТИЯ НИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

НАУЧНЫЙ СБОРНИК

№ 65

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2011

УДК 621.311; 621.314–316

Редакционная коллегия

Главный редактор Кощеев Л. А.

Асанбаев Ю. А., Бондаренко А. Ф., Владимирский Л. Л.,
Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Козлов Г. В.,
Курбатов А. Г., Мазуров М. И., Лисицын А. А., Привалов И. Н.,
Соломоник Е. А., Шлайфштейн В. А., Фролов О. В.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	5
<i>Иванова Е. А., Мазуров М. И.</i>	
Подавление высших гармонических составляющих в кабельно-воздушной линии постоянного тока	7
<i>Змазов Е. Ю., Лозинова Н. Г., Кочкин В. И., Крайнов С. В., Дроздов А. В.</i>	
Результаты первых испытаний СТАТКОМ в составе Выборгской преобразовательной подстанции	19
<i>Андреюк В. А.</i>	
Использование абсолютного угла для управления переходными режимами энергосистемы	27
<i>Невельский В. Л., Тен Е. А.</i>	
К вопросу учета ограничений загрузки синхронных машин при расчете предельных режимов энергосистемы	43
<i>Шаргин Ю. М., Ковязин А. Л., Попов Е. Е., Смирнова Л. С.</i>	
Определение предельного перетока в контролируемых сечениях с помощью метода эквивалентных преобразований	66
<i>Сальникова М. К.</i>	
Эквивалентные модели многосвязных систем для управления их собственными динамическими свойствами	77
<i>Попов Е. Е., Севастьянова А. В., Ковязин А. Л., Смирнова Л. С.</i>	
Сопоставление способов математического моделирования асинхронных электродвигателей в программах расчета динамической устойчивости	84
<i>Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С.</i>	
Оптимизация перетоков мощности в перспективных схемах Ленинградской энергосистемы	89
<i>Герасимов А. С., Есипович А. Х., Романов И. Б.</i>	
Сравнительный анализ отечественных и зарубежных технических требований к системам возбуждения синхронных машин	104
<i>Есипович А. Х., Кабанов Д. А., Кирьенко Г. В., Кузьминова А. А., Смирнов А. Н.</i>	
Настройка регуляторов возбуждения гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС с применением цифровой и физической моделей энергосистемы	115

<i>Машалов Е. В., Неуймин В. Г., Александров А. С.</i>	
Программный комплекс расчета электромеханических переходных процессов и аварийных режимов	125
<i>Шубин Н. Г., Неуймин В. Г., Багрянцев А. А., Максименко Д. М.</i>	
Оптимизация суточных режимов энергосистемы с адаптивным расчетом максимально допустимых перетоков	137
<i>Новикова А. Н., Шмараго О. В., Ефимов Б. В., Данилин А. Н., Невретдинов Ю. М.</i>	
Опыт эксплуатации ВЛ 110 и 150 кВ Северных электросетей ОАО «Колэнерго»: вопросы грозозащиты	147
<i>Шишигин С. Л., Новикова А. Н.</i>	
Расчет сопротивления заземления фундаментов опор ВЛ из железобетонных грибовидных подножников в неоднородном грунте	166
<i>Лубков А. Н., Привалов И. Н., Ушакова М. В.</i>	
Стендовые испытания кабельных систем 110 и 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена	177
<i>Владимирский Л. Л., Орлова Е. Н., Печалин Д. С., Соломоник Е. А., Яковлева Т. В., Вага Н. А., Жулев А. Н.</i>	
Новые нормативные требования к внешней изоляции электроустановок	197
<i>Редакционная коллегия сборника</i>	
Становление и развитие тематики системных исследований в НИИПТ	223
<i>Соломоник Е. А.</i>	
Время творческого подъема ЛТВН НИИПТ (1960–1985).....	238
Андреюк В. А. (некролог)	254
Иваченко В. А. (некролог)	255
Марченко Е. А. (некролог).....	256
Невельский В. Л. (некролог).....	258
Садовский Ю. Д. (некролог)	259
Рефераты публикуемых статей.....	263
Abstracts	270

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

Вашему вниманию предлагается очередной сборник «Известия НИИ постоянного тока». Как обычно сборник отражает основные направления текущей деятельности ОАО «НИИПТ».

Две первые статьи сборника относятся к тематике линий электропередачи постоянного тока и устройств FACTS. Актуальность первой из этих статей определяется практической значимостью вопроса фильтрации гармоник в воздушно-кабельной линии постоянного тока проектируемой электропередачи ± 300 кВ ЛАЭС 2 – ПС Выборгская. Во второй статье представляются материалы испытаний первого в нашей стране устройства СТАТКОМ, установленного на Выборгском преобразовательном комплексе электропередачи Россия – Финляндия.

В двух следующих статьях излагаются новые технические предложения и результаты исследования эффективности использования этих предложений для повышения устойчивости, надежности и управляемости электротехнических систем.

Наибольшее количество статей сборника посвящено методическим вопросам совершенствования моделей, методов исследования и программного обеспечения для решения задач развития энергосистем различного уровня. В этих статьях отражается потребность в совершенствовании инструментария для решения практических задач, связанных с проектированием развития энергосистем на отдаленную и среднесрочную перспективу, а также задач анализа режимов энергосистем в связи со строительством отдельных крупных энергообъектов.

В ряде статей рассматриваются вопросы цифрового моделирования отдельных элементов энергосистемы, в том числе предлагаются модели и программные представления новых элементов. Предлагаются также новые методические подходы при анализе режимов сложных энергосистем в достаточно общем виде и применительно к конкретным задачам.

Традиционно в сборник включены статьи по различным аспектам автоматического регулирования возбуждения генераторов, в которых отражены как общие требования к современным системам регулирования возбуждения, так и примеры решения конкретных задач, связанных с выбором и оптимизацией настроек АРВ.

Высоковольтной тематике посвящены четыре статьи. В этих статьях помимо традиционных вопросов грозозащиты излагается опыт испыта-

ний кабельных систем – важное направление деятельности отдела высоковольтной техники, получившее значительное развитие в последние годы, а также предлагаются новые нормативные требования к внешней изоляции, разработанные в этом отделе с участием специалистов ОАО «ФСК ЕЭС».

В данном сборнике продолжена публикация материалов по истории института и его подразделений. Редакционная статья посвящена истории становления и развития тематики, связанной с режимами, устойчивостью, надежностью и системами управления энергосистем, от создания лаборатории электрических систем в 1953 г. до настоящего времени. Продолжается публикация серии статей Е. А. Соломоника по истории отдела техники высоких напряжений.

*Главный редактор
«Известий НИИ постоянного тока»
Л. А. Коцеев*

УДК 621.314

Е. А. Иванова; М. И. Мазуров, к.т.н. – ОАО «НИИПТ»,
Санкт-Петербург

ПОДАВЛЕНИЕ ВЫСШИХ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ В КАБЕЛЬНО-ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Введение

Применение кабельно-воздушных передач постоянного тока объясняется экономическими причинами, поскольку удельная стоимость кабеля, как правило, в несколько раз превышает удельную стоимость воздушной линии. Поэтому после пересечения водной преграды нередко кабельные участки ППТ (например, Fenno-Skan, Baltic Cable, Skagerak) дополняются воздушными участками.

Для проектируемой ППТ ЛАЭС-2 – ПС «Выборгская», для которой рассмотрена задача подавления высших гармонических составляющих, линия постоянного тока также предполагается кабельно-воздушной. Такая линия, как было отмечено в [1], обладает несимметрией частотных характеристик входных сопротивлений, определенных со стороны выпрямительной и инверторной преобразовательных подстанций и неоднородностью погонных параметров, что усложняет процессы выбора параметров выходных устройств линии для этих подстанций и, в частности, параметров линейных реакторов.

Помимо линейных реакторов, вносящих вклад в подавление высших гармоник тока в линии ППТ, при предъявлении достаточно жестких норм по мешающему влиянию на линии связи, в схему выходных устройств линии устанавливают фильтры высших гармоник.

При этом в зависимости от конкретных условий нормирования могут применяться пассивные или пассивные в сочетании с активными фильтры высших гармоник.

1. Нормирование гармоник тока в линии постоянного тока

В России на сегодняшний день нет установленных норм по мешающему влиянию гармонических составляющих линий электропередач постоянного тока на устройства связи, железнодорожной сигнализации и телемеханики. Единственная действующая линия ППТ в России Волгоград – Донбасс (473 км, ± 400 кВ) – воздушная и содержит на обеих

концевых подстанциях линейные реакторы (1 Гн). Предусмотренные проектом этой ППТ фильтры высших гармоник на ПС «Волжская» были демонтированы в начале эксплуатации передачи.

При предварительной оценке мешающих влияний линий постоянного тока на линии связи можно ориентироваться на имеющиеся в России нормы и правила, разработанные для передач переменного тока [2] или зарубежные нормы для воздушных линий ППТ [3, 4].

Применяемый для оценки влияния на линии связи так называемый психофотометрический ток в фазе ВЛ переменного тока определяется по [2] из формулы:

$$I_{\text{псф}} = \sqrt{\sum_{v=1}^n (I_v \cdot p_v)^2}, \quad (1)$$

где I_v – действующее значение v -й гармоники тока ВЛ;

p_v – коэффициент акустического воздействия v -й гармоники тока (например, для 12-й и 24-й гармоник $p_{12} = 0,794$, $p_{24} = 1,000$).

Допустимый $I_{\text{псф}}$ определяется, как правило, для наихудшего случая расположения линий связи и линии передачи и наибольшего возможного сопротивления земли и обычно ограничивается значением 0,75–3 А [3].

Для некоторых зарубежных ППТ нормирование мешающих влияний осуществляется по следующим двум показателям:

- Индуцированное напряжение $U_{\text{инд}}$ в предполагаемой линии связи длиной 1 км отстоящей от воздушной линии постоянного тока на 1 км должно быть ниже 10 мВ при монополярном режиме ППТ.
- Среднее значение за 1 мин эквивалентного психофотометрического тока $I_{\text{эп}}$ в линии постоянного тока должно быть ниже 400 мА.

Обозначенные индуцированное напряжение и эквивалентный психофотометрический ток определяют по формулам:

$$U_{\text{инд}} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} (2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot M \cdot I_n \cdot p_n)^2}, \quad (2)$$

$$I_{\text{эп}} = \frac{1}{p_{16}} \cdot \sqrt{\sum_{n=1}^{50} (k_n \cdot p_n \cdot I_n)^2}, \quad (3)$$

где f_n – частота n -й гармоники;

M – взаимная индуктивность между линией связи и силовой линией;

I_n – составляющая тока n -й гармоники;

$k_n = (f_1 \cdot n)/800$ – коэффициент приведения тока I_n к частоте 800 Гц;

p_n – n -й психофотометрический коэффициент;

p_{16} – психофотометрический коэффициент для 16-й гармоники.

Таким образом, если принять за основу, что на кабельных участках линии ППТ (из-за отсутствия влияния на линии связи) нет необходимости нормировать уровень психофизического тока, то на воздушных участках в рассматриваемой линии (ППТ ± 300 кВ) можно принять норму согласно [2] ($I_{\text{псф}} \leq 3$ А) или, если ориентироваться на зарубежные нормы, $I_{\text{эл}} \leq 0,4$ А.

Рассмотрим далее, какие гармоники нуждаются в подавлении в реальных условиях работы ППТ в линии постоянного тока.

2. Схема модели преобразователя и линии постоянного тока

Обычный 12-фазный преобразователь помимо канонических (порядка $12k$) может стать источником спектра и неканонических гармоник на стороне постоянного тока, т. е. гармоник других порядков [5].

Если принять во внимание, что неканонические гармоники, появление которых вызвано различного рода несимметрией (неодинаковые углы включения вентилях внутри и между мостами, неодинаковые сопротивления фаз трансформаторов, несинусоидальность и несимметрия питающего напряжения) могут быть сведены к минимуму, то неканонические гармоники, связанные с наличием собственных емкостей оборудования (порядков $3k$) оказываются наиболее вероятными в спектре реального преобразователя [6].

На рис. 1 представлена схема 12-фазного преобразователя с учетом принятых собственных емкостей (емкости вводов и обмоток трансформаторов – $C_{\text{тр}} = 10\text{--}15$ нФ (разные для звезды и треугольника), полюсов мостовых преобразователей – $C_{\text{м}} = 5$ нФ), использованная в модели рассматриваемой ППТ. В незаземленной нейтрали схемы ППТ присоединена специальная конденсаторная батарея емкостью $C_{\text{н}} = 10$ мкФ, которая участвует в подавлении гармоник тока, связанных с собственными емкостями оборудования.

Для упрощения моделирования воздушного участка линии было принято допущение о полной круговой симметрии расположения проводов на опоре. При этом, как показано в [7], схема замещения n -проводной линии представляет собой n -лучевую звезду, и может быть смоделирована ячейками по схеме рис. 2.

В связи с таким способом моделирования каждая ячейка предложенной модели образуется из двух полюсов линии, двух обратных (нейтральных) проводов и земли, соединенных между собой емкостными связями, как показано на рис. 2 (участок воздушной линии) и рис. 3 (участок кабельной линии). Модель кабельного участка представлена 3 ячей-

ками (номера 1, 2 и 3), а воздушного участка – 9 ячейками (номера с 4 по 12).

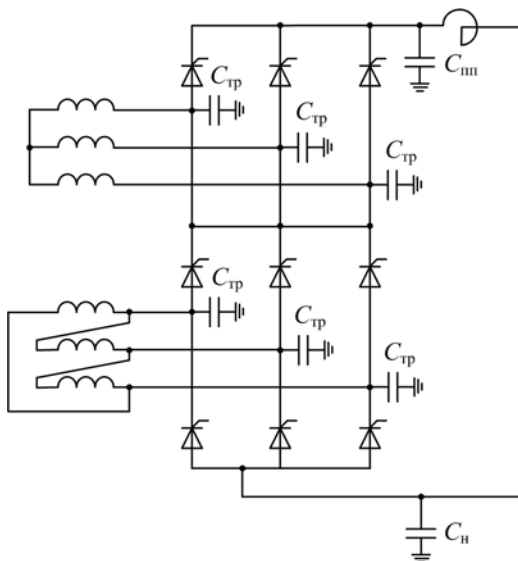


Рис. 1. Схема 12-фазного преобразователя с собственными емкостями

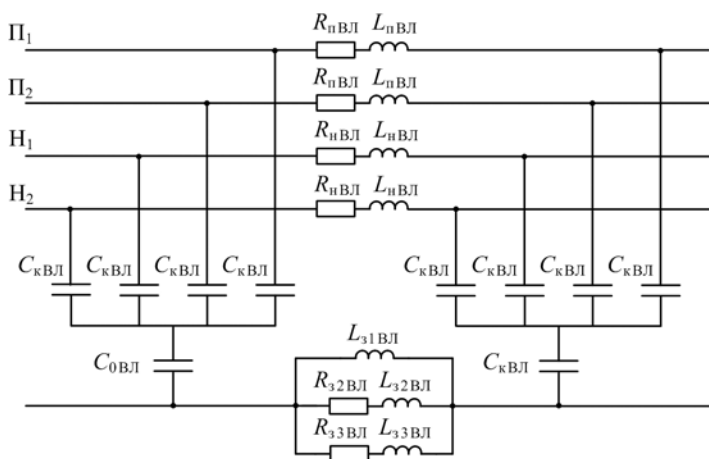


Рис. 2. Схема звена (ячейки) воздушного участка линии постоянного тока

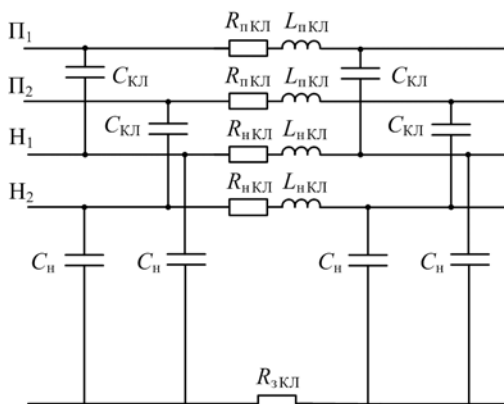


Рис. 3. Схема звена (ячейки) кабельного участка линии постоянного тока

В модели ячейки воздушного участка (см. рис. 2) учтены эквивалентные взаимные емкости прямых и обратных проводов ($C_{к\text{ вл}}$), эквивалентные емкости прямых и обратных проводов на землю ($C_{0\text{ вл}}$), индуктивности и активные сопротивления прямых и обратных проводов ($L_{п\text{ вл}}$, $R_{п\text{ вл}}$, $L_{н\text{ вл}}$, $R_{н\text{ вл}}$), а также эквивалентные индуктивности $L_{31\text{ вл}}$, $L_{32\text{ вл}}$, $L_{33\text{ вл}}$ и активные сопротивления земли $R_{32\text{ вл}}$, $R_{33\text{ вл}}$.

В модели ячейки кабельного участка (см. рис. 3) учтены емкости коаксиальных – прямого и обратного – проводов ($C_{к\text{л}}$), емкость обратного провода на землю ($C_{н}$), индуктивности и активные сопротивления прямых и обратных проводов ($L_{п\text{ кл}}$, $R_{п\text{ кл}}$, $L_{н\text{ кл}}$, $R_{н\text{ кл}}$), а также эквивалентное сопротивление земли $R_{з\text{ кл}}$.

3. Ограничение гармоник в линии постоянного тока с помощью линейного реактора

Как было показано в [1], индуктивность линейного реактора в исследуемой линии ППТ ЛАЭС-2 – ПС «Выборгская» может быть принята порядка 0,6 Гн для выпрямительной и для инверторной подстанции по условиям отстройки от наиболее опасных резонансов в линии. Для проверки достаточности такой индуктивности реактора для подавления высших гармоник в биполярной линии ППТ были проведены расчеты в описанной выше схеме преобразователей и линии на цифровой модели (EMTP), в которой преобразователи на стороне выпрямителя управляют-

ся регуляторами тока, а на стороне инвертора – регуляторами углов погашения вентиляей.

Анализ спектрального состава тока в ячейках линии в режиме номинальной нагрузки (1,8 кА) показал, что максимальными являются канонические гармоники – 12-я (6,9 А в амплитуде в 1-й ячейке линии) и 24-я (12 А в амплитуде во 2-й ячейке линии). Гармоники, вызванные наличием учтенных в модели собственных емкостей трансформаторных фаз и полюсов преобразователей (т. е. кратные 3 – неканонические гармоники) составляют 1–5 А (амплитуда).

Для рассмотренного режима номинальной нагрузки ППТ ($I_d = 1,8$ кА) психофотометрический ток, посчитанный по (1) на входе в полюс линии составил 4,3 А, т. е. превысил норму по [2] (3 А) и, тем более, зарубежную норму (0,4 А).

Анализ гармонического состава и психофотометрического значения токов в ячейках линии (табл. 1) свидетельствует, что только на трех, ближайших к инверторной подстанции, воздушных участках линии (ячейки 10, 11, 12) психофотометрический ток несколько ниже принятой нормы (2,72; 2,55; 2,56 А соответственно), на остальных участках он значительно ее превышает. Наиболее заметно превышение гармоник и психофотометрического тока по отношению к остальным в ячейке № 2, соответствующей кабельному участку, в котором преобладают гармоники порядков 12, 18, 24, 27.

Таблица 1

Наиболее выраженные гармонические составляющие токов (А) в ячейках линии при наличии в схеме ППТ линейных реакторов $L_p = 0,6$ Гн

№ гармоники	Амплитуда тока в ячейке											
	Кабельный участок			Воздушный участок								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	3,34	3,42	4,9	5,94	6,07	6,2	6,31	6,43	6,53	6,63	6,72	6,79
9	1,35	1,56	1,74	1,81	1,8	1,77	1,74	1,69	1,63	1,56	1,48	1,39
12	6,87	5,8	4,71	4,51	4,45	4,34	4,16	3,94	3,66	3,34	2,99	2,61
15	0,29	0,5	0,97	1,13	1,17	1,19	1,18	1,15	1,09	1,02	0,92	0,81
18	0,98	2,06	2,54	2,47	2,41	2,26	2,03	1,73	1,38	0,98	0,56	0,13
21	0,83	1,15	1,63	1,76	1,71	1,57	1,36	1,09	0,77	0,43	0,11	0,28
24	5,24	12,05	8,5	4,01	3,52	2,83	1,96	1	0,24	1,05	1,92	2,61
27	3,81	5,6	1,18	1,94	2,14	2,34	2,49	2,52	2,36	1,98	1,36	0,68

$I_{\text{псоф}}^1$	6,04	10,07	7,1	4,79	4,58	4,26	3,86	3,43	3,03	2,72	2,55	2,56
---------------------	------	-------	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Как показали расчеты увеличение индуктивности линейных реакторов в 2 раза ($L_p = 1,2$ Гн) уменьшает псофометрические токи в ячейках линии в 1,4–1,7 раза, однако, это не приводит к удовлетворению принимаемых норм. Таким образом, увеличение индуктивности линейных реакторов для подавления гармоник не является эффективным.

Исходя из того, что, как показывают предварительные расчеты, при увеличении нагрузки преобразователей сверх номинальной псофометрический ток в линии возрастает по сравнению с полученным при номинальной нагрузке, а также учитывая, что нормы допустимого псофометрического тока могут быть скорректированы в сторону уменьшения, для подавления высших гармоник в линии постоянного тока далее рассмотрены условия установки специальных фильтров.

4. Подавление высших гармоник в линии постоянного тока с помощью пассивных фильтров

Хотя схемы фильтрации высших гармоник, применяемые в действующих ППТ, на стороне постоянного напряжения достаточно разнообразны, в последнее время наибольшее применение получили двухчастотные фильтры.

Для рассматриваемой линии постоянного тока ППТ ЛАЭС – ПС «Выборгская» параметры такого фильтра, настроенного на 12-ю и 24-ю гармоники, рассчитываются с использованием методики [8] при принятой исходной величине емкости $C_1 = 1$ мкФ. Такая методика предполагает определение параметров двухчастотного фильтра на основе использования параметров двух параллельных одночастотных узкополосных звеньев.

Полученные расчетные величины элементов схемы фильтра приведены на рис. 4

¹ Псофометрический ток $I_{\text{псоф}}$ рассчитывался по (1).

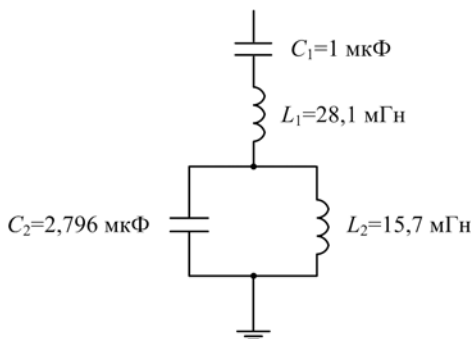


Рис. 4. Схема и параметры предлагаемого фильтра для установки в полюс ППТ

Как показали расчеты психофотометрического тока, определенного на входе в полюс линии в схеме ППТ с предложенным фильтром, включенным непосредственно на полюс линии за линейным реактором, установка фильтра приводит к значительному снижению в линии гармоник, на которые настроен фильтр, т. е. 12-й и 24-й. Однако, установка фильтра в этой точке полюса может привести к резонансному усилению некоторых гармонических составляющих, например, в рассмотренном случае – гармонического тока 9-й гармоники в контуре «фильтр-линия». Так, при номинальной нагрузке преобразователей амплитуда 9-й гармоники увеличилась с 1 А в линейном реакторе до 13 А в линии, и, несмотря на то что психофотометрический коэффициент 9-й гармоники относительно невысокий (0,582), психофотометрический ток в такой схеме не снизился, а, наоборот, повысился.

В таком случае резонансного усиления гармонических составляющих целесообразно использовать вариант, в котором фильтр присоединяется к специально организованной промежуточной точке реактора. При этом часть реактора, присоединенная к линии, участвует в подавлении всех гармоник тока независимо от величины индуктивного сопротивления линии для этой гармоники. Оценка соотношения частот реактора должна производиться с учетом возможных изменений входного сопротивления линии, возникающих из-за различных сценарных и метеорологических условий. В рассматриваемом примере в качестве промежуточной точки реактора была выбрана средняя точка.

Установка по предложенной схеме рекомендованного двухчастотного фильтра, настроенного на 12-ю и 24-ю гармоники, с параметрами по рис. 5 привела к значительному снижению уровней психофотометрического тока в линии (табл. 2) и доведению его до уровня, удовлетворяющего требованию [2].

Однако, если нормы будут более жесткие, требуется применение либо дополнительных звеньев пассивных фильтров либо использование активной фильтрации.

При подавлении высших гармоник в кабельно-воздушной линии постоянного тока присутствие фильтра на стороне кабельного участка в некоторых случаях может оказаться необязательным, так как кабельный участок линии для высших гармоник при достаточной длине является фильтрующим звеном. В этом случае кабель должен быть рассчитан на дополнительное воздействие по нагреву от высших гармоник.

Расчеты, проведенные для рассматриваемой схемы ППТ, показали, что длина кабеля, в три раза превышающая принятую нами, является достаточной для отказа от фильтра на полюсе линии, примыкающем к кабельному участку.

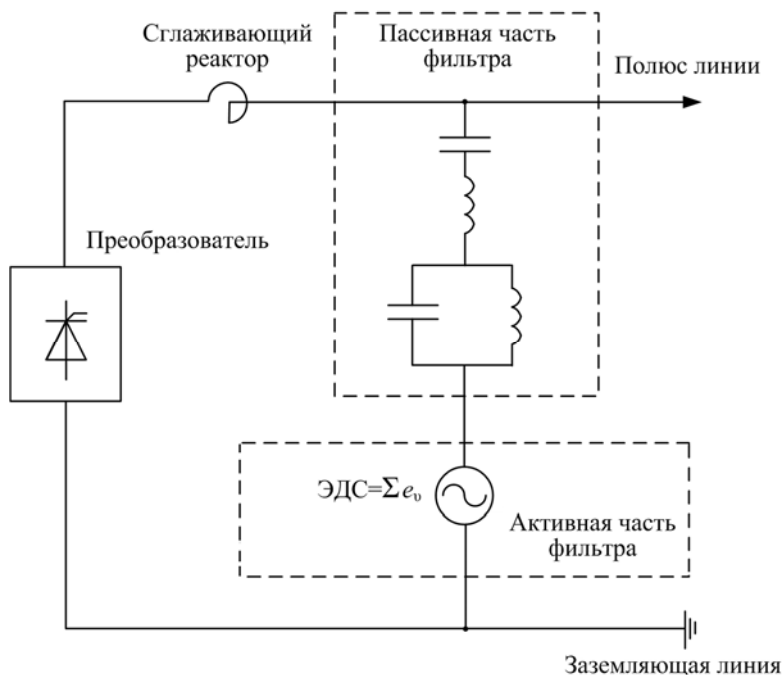


Рис. 5. Основные составляющие активного фильтра на стороне постоянного тока

**Наиболее выраженные гармонические составляющие токов (А)
в ячейках линии в схеме ППТ с фильтром**

№ гармо- ники	Амплитуда тока в ячейке											
	Кабельный участок			Воздушный участок								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1,44	1,33	1,22	1,17	1,16	1,15	1,14	1,14	1,13	1,12	1,11	1,1
3	3,59	4,13	5,58	6,52	6,65	6,76	6,87	6,96	7,05	7,13	7,2	7,27
9	0,94	1,02	1,13	1,18	1,18	1,17	1,15	1,12	1,09	1,04	0,99	0,94
15	0,22	0,41	0,75	0,86	0,89	0,9	0,89	0,87	0,83	0,77	0,7	0,61
$I_{\text{псиф}}$	0,53	0,73	0,8	0,81	0,83	0,83	0,82	0,795	0,76	0,72	0,67	0,61

5. Применение активной фильтрации для подавления высших гармонических составляющих в линии постоянного тока

По экономическим соображениям обычно используют активные фильтры в комбинации с двухчастотными пассивными фильтрами.

Установка устройств активной фильтрации на низком потенциале пассивного фильтра (см. рис. 5) позволяет снизить класс изоляции устройства активной фильтрации и его мощность.

В качестве напряжения источника активного фильтра включается эквивалентная ЭДС, представляющая собой алгебраическую сумму ЭДС u -х гармоник, преобладающих в токе линии $I_{\text{л}}$ и оказывающих наибольшее мешающее влияние на линии связи. ЭДС определяется с учетом частотно зависимых параметров преобразователя, пассивного двухчастотного фильтра и линии. При этом схема передачи представляется условно, преобразователь, пассивный фильтр и линия постоянного тока замещаются соответствующими эквивалентными сопротивлениями.

В нашем исследовании при моделировании активной фильтрации в среде ЕМТР возникали вычислительные проблемы, связанные с введением последовательных источников ЭДС e_v . Для корректного представления e_v и достоверного отображения процессов в передаче было принято решение изолировать каждый источник с двух сторон значительным шунтовым сопротивлением (1000 МОм), а в точку последовательного соединения источников ЭДС включать малое активное сопротивление (0,1 мОм).

Применение описанной методики активной фильтрации в имеющейся модели ППТ ЛАЭС-2 – «Выборгская» позволило снизить составляющую тока 9-й гармоники на входе в линию постоянного тока (в номинальном режиме) более, чем в 10 раз (со значения 0,94 А до значения 0,092 А), а составляющую тока 15-й гармоники – почти в 4 раза (со значения 0,615 А до значения 0,171 А).

В результате активной фильтрации в рассматриваемой схеме психофотметрический ток в линии (в проблемных зонах) снижен до значения $I_{\text{псоф}} = 0,36$ А при компенсации токов гармонических составляющих – 9-й и 15-й гармоник. Такое значение психофотметрического тока отвечает наиболее жестким нормам по мешающему влиянию электропередач постоянного тока на линии связи. Значения токов гармонических составляющих, подавляемых с помощью устройства активной фильтрации, снизились более, чем на порядок. При этом требуемая мощность активного фильтра составляет 5–10 кВт·А.

Выводы

Увеличение индуктивности линейного реактора с целью подавления высших гармоник в кабельно-воздушной линии постоянного тока не является эффективной мерой, в особенности при достаточно жестких нормах по влиянию линии постоянного тока на линии связи.

Подавление гармонических составляющих в токе линии постоянного тока при помощи пассивного двухчастотного фильтра приводит к значительному снижению психофотметрического тока (во всех ячейках линии ПТ $I_{\text{псоф}} < 1$ А), что может удовлетворить норму, принятую согласно [2]. Применение пассивного фильтрующего звена в сочетании с активным приводит к возможности достижения уровня психофотметрического тока в линии, отвечающего наиболее жестким нормативным требованиям (0,4 А).

При достаточных длинах кабельного участка кабельно-воздушной линии ППТ возможна установка фильтрующего устройства только со стороны воздушного участка линии ПТ. В рассмотренном примере кабельно-воздушной линии постоянного тока ППТ ЛАЭС-2 – ПС «Выборгская» отказ от установки фильтра со стороны кабельного участка возможен при увеличении длины кабеля до 100 км.

Список литературы

1. *Иванова Е. А., Мазуров М. И.* Методика выбора индуктивности линейного реактора для кабельно-воздушной линии постоянного тока // Известия НИИ постоянного тока, 2010, № 64.
2. Правила защиты устройств проводной связи, железнодорожной сигнализации и телемеханики от опасного и мешающего влияния линий электропередачи. Часть II. Мешающие влияния. – Москва. 1972.
3. *Johannson A. V., Ekstrom A.* Telephone Interference Criteria for HVDC Transmission Lines // IEEE Paper 88 SM 576-1, 1988.
4. «Directives concerning the protection of telecommunication lines against harmful effects from electricity lines», by The International Telecommunication Union, New Dehli-1960, edition 1963.
5. *Крайчик Ю. С.* Гармоники неканонических порядков в схеме с управляемыми вентилями // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1966, № 5.
6. *Дайновский Р. А., Казачкова И. В., Тетерин В. П., Шехтман Р. М.* Гармонический состав выпрямленного напряжения вентильных преобразователей при учете собственных емкостей оборудования // Передача энергии постоянным и переменным током. Труды НИИПТ, вып. 29. – Л.: Энергия, Ленинградское отделение, 1980.
7. *Костенко М. В., Шкарин Ю. П., Перельман Л. С.* Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения». – М.: Энергия, 1973.
8. *Арриллага Дж., Брэдли Д., Боджер П.* Гармоники в электрических системах. Под ред. Ю. С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

УДК 621.316.933.9

Е. Ю. Змазнов, к.т.н.; Н. Г. Лозинова, к.т.н. – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург;

В. И. Кочкин, д.т.н.; С. В. Крайнов –

ОАО «НТЦ Электроэнергетики», Москва;

А. В. Дроздов, к.т.н. – ООО «НПЦ Энерком-Сервис», Москва

РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРВЫХ ИСПЫТАНИЙ СТАТКОМ В СОСТАВЕ ВЫБОРГСКОЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Введение

На Выборгской преобразовательной подстанции в качестве регулируемых источников реактивной мощности установлены синхронные компенсаторы. В связи с предстоящей реконструкцией подстанции рассматривается вопрос о замене их на статические устройства. В качестве альтернативы могут быть установлены устройства типа СТК или СТАТКОМ. Наиболее целесообразным представляется замена синхронных компенсаторов на устройства СТАТКОМ, как более современные. Предполагаемая мощность СТАТКОМ – ± 100 Мвар. При этом на каждую сторону (шины 330 и 400 кВ) предполагается установить по два таких устройства.

В 2010 г. на Выборгской подстанции был установлен СТАТКОМ мощностью ± 50 Мвар (разработка и изготовление НТЦ «Электроэнергетики»). Это первое подобное устройство в энергосистеме России. Предусмотрена возможность подключения СТАТКОМ как на сторону 330 кВ, так и на сторону 400 кВ. Наибольший интерес представляет подключение СТАТКОМ к стороне 400 кВ, параллельно синхронному компенсатору на напряжение 15,75 кВ, где есть возможность его автоматического регулирования от систем подстанции.

Учитывая небольшую мощность СТАТКОМ (около 4,5 % от суммарной мощности компенсирующих устройств на стороне 400 кВ), основной задачей установки СТАТКОМ на Выборгской ПС было накопление опыта эксплуатации как с точки зрения надежности работы силового оборудования, так и интеграции в системы АСУ ТП и регулирования реактивной мощности. Кроме этого СТАТКОМ рассматривается и как базовое устройство технологии создания гибких управляемых линий.

Как было указано, мощность СТАТКОМ мала, поэтому возлагать на него функции поддержания перетоков реактивной мощности и напряжения, аналогично возлагаемым на синхронные компенсаторы, нецелесообразно. Принято решение о возложении на СТАТКОМ функции компенсации скачков реактивной мощности и напряжения в различного рода переходных процессах. Такие условия работы, с одной стороны, позволяют оценить эффективность СТАТКОМ как быстродействующего устройства, с другой стороны, большую часть времени СТАТКОМ будет работать в режиме малых токов, что позволяет создать облегченные условия работы СТАТКОМ в начальный период его эксплуатации.

Известно, что СТАТКОМ является источником гармоник напряжения. Учитывая строгость нормирования высших гармоник в сети 400 кВ, важной задачей является оценка эффективности фильтра высших гармоник СТАТКОМ и уровня гармоник тока, выходящих на шины 400 кВ. При этом полученные результаты измерений предполагается использовать для прогнозирования состава и уровня гармоник тока при замене всех синхронных компенсаторов на СТАТКОМ.

1. Алгоритмы регулирования СТАТКОМ на Выборгской подстанции

На подстанции функции регулирования активной и реактивной мощностей выполняет регулятор КУРМ (комплект устройств регулирования мощности). Алгоритм управления синхронными компенсаторами на стороне 400 кВ достаточно сложен, упрощенно он работает следующим образом.

1. Управляющие воздействия на синхронный компенсатор подаются в случае выхода суммарной реактивной мощности по всем линиям 400 кВ за пределы ± 50 Мвар. При этом на синхронный компенсатор с периодичностью 1 с подаются сигналы на ступенчатое изменение его уставки по напряжению. Из практики установлено, что одно переключение соответствует изменению реактивной мощности на 2–3 Мвар.

2. При выходе напряжения на шинах 400 кВ за пределы 380–420 кВ управляющие воздействия на регулирование напряжения имеют приоритет и формируются независимо от перетока реактивной мощности.

Алгоритмы управления СТАТКОМ, реализованные в КУРМ

1. При отклонении суммарного перетока реактивной мощности по линиям 400 кВ уставок ± 60 Мвар или отклонении напряжения на шинах 400 кВ за пределы 380–420 кВ СТАТКОМ начинает линейно увеличивать мощность требуемого знака со скоростью 10 Мвар/период.

2. При отсутствии условий увеличения мощности СТАТКОМ линейно снижает мощность до нуля со скоростью 0,0056 Мвар/период. При этом происходит перераспределение мощности между СТАТКОМ и синхронными компенсаторами независимо друг от друга в соответствии с их алгоритмами регулирования.

Предлагаемые алгоритмы являются временными, разработанными в экспериментальных целях, для оценки возможностей СТАТКОМ, как быстродействующего устройства регулирования. При полной замене синхронных компенсаторов на устройства СТАТКОМ система их регулирования будет приближена по алгоритмам к существующей системе регулирования синхронных компенсаторов.

На рис. 1 представлена осциллограмма данных от КУРМ, сформированная в процессе отключения комплектного выпрямительно-преобразовательного устройства КВПУ-4.

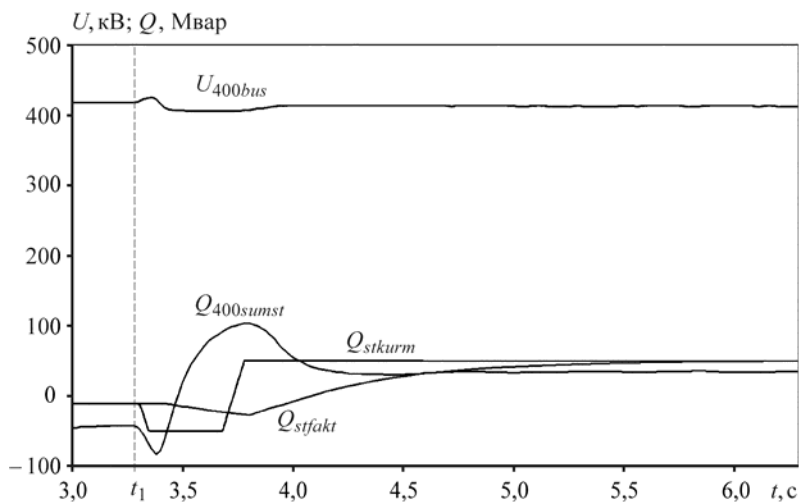


Рис. 1. Процесс, сопровождающий отключение КВПУ-4

На осциллограмме:

Q_{stfakt} — мощность СТАТКОМ (вычисляется средствами СТАТКОМ и передается в КУРМ в фильтрованном виде);

Q_{stkurm} — уставка мощности СТАТКОМ, вычисленная в КУРМ;

U_{400bus} — напряжение шин 400 кВ;

$Q_{400sumst}$ — реактивная мощность в отходящих линиях 400 кВ. (Измерение фильтруется с пониженной постоянной времени специально для

управления СТАТКОМ (0,04 с). Для управления синхронными компенсаторами постоянная времени фильтра составляет 1 с).

Начало переходного процесса (t_1) соответствует моменту запираания импульсов КВПУ. Одновременно с этим формируются команды на отключение конденсаторных батарей КВПУ и перераспределение суммарной уставки тока между КВПУ, остающимися в работе. Так как задержка времени отключения конденсаторных батарей достигает 5 периодов промышленной частоты, а скорость нарастания уставок тока работающих КВПУ ограничивается регулятором тока преобразовательного блока на уровне 180 А/период, то в течение 5 периодов на ВЛ 400 кВ наблюдается избыток реактивной мощности ($Q_{400sumst}$). В соответствии с заложенными в КУРМ алгоритмами СТАТКОМ начинает активную стадию (набор потребления реактивной мощности) по фактам превышения уставки реактивной мощности или превышения напряжения на шинах 400 кВ. В представленном случае работал алгоритм по превышению напряжения.

После отключения конденсаторных батарей КВПУ-4 и набора мощности оставшимися в работе КВПУ возникает дефицит реактивной мощности и происходит реверс мощности СТАТКОМ. В этом процессе был зафиксирован диапазон изменения мощности СТАТКОМ от потребления 42 Мвар до выдачи 50 Мвар. Длительность сигнала КУРМ режима СТАТКОМ в режиме максимального потребления реактивной мощности составила (по осциллограмме КУРМ) 18 периодов. Это соответствует осциллограмме регистратора аварийных процессов (рис. 2.). Напомним, что значение мощности, передаваемой из СТАТКОМ в КУРМ, фильтруется. В то же время из рис. 2 видно, что СТАТКОМ работает с быстрым действием, заложенным в его алгоритмы. Скорость изменения мощности составляет 10 Мвар/период.

Следует отметить, что скорость изменения уставки тока (мощности) СТАТКОМ около 10 Мвар/период. При этом полный реверс производится за 10 периодов. На физической модели разработчики СТАТКОМ демонстрировали полный реверс за 1,5 периода, однако при этом на стороне постоянного тока наблюдалось незначительное перерегулирование с повышением напряжения. Такое повышение напряжения для СТАТКОМ не представляет опасности, но на начальном периоде эксплуатации СТАТКОМ принято решение о снижении скорости изменения уставок мощности.

В ряде случаев была замечена излишняя работа СТАТКОМ по набору мощности. Это связано с несогласованными скоростями сброса мощности СТАТКОМ и набором мощности синхронными компенсаторами. Процесс перераспределения мощностей и избыточный набор мощности СТАТКОМ показан на рис. 3.

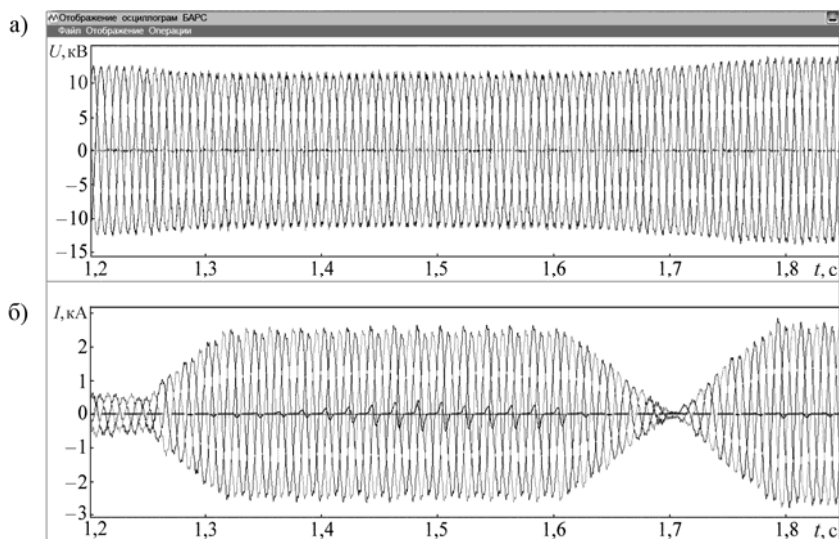


Рис. 2. Процесс отключения КВПУ-4. Осциллограмма регистратора БАРС:
а) напряжения; б) токи СТАТКОМ

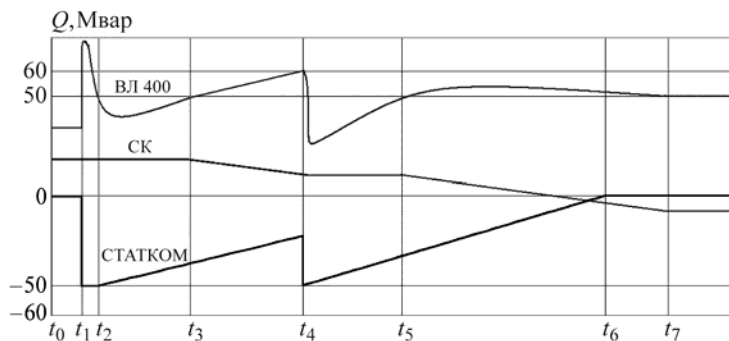


Рис. 3. Взаимодействие СТАТКОМ и синхронного компенсатора

Предположим, в момент t_1 происходит коммутация КБ400 и переток мощности по ВЛ 400 превышает 60 Мвар. СТАТКОМ набирает мощность (здесь и далее речь идет о модуле значения мощности СТАТКОМ), в момент t_2 переток по ВЛ 400 снижается ниже 60 Мвар.

В интервале t_2-t_3 СТАТКОМ снижает мощность. В момент t_3 мощность по ВЛ 400 достигает 50 Мвар, на СК начинают подаваться сигналы на изменение его уставки.

В интервале t_3-t_4 СТАТКОМ снижает мощность, синхронный компенсатор стремится удерживать мощность по ВЛ 400 на уровне 50 Мвар, но, так как изменение мощности синхронного компенсатора происходит медленнее чем СТАТКОМ, то в момент t_4 переток по ВЛ 400 вновь достигает 60 Мвар, что приводит к повторному набросу мощности на СТАТКОМ.

В интервале t_4-t_5 процесс аналогичен t_2-t_3 но с другой начальной мощностью синхронного компенсатора.

Интервал t_5-t_6 аналогичен t_3-t_4 , но на начало интервала синхронный компенсатор частично скомпенсировал мощность СТАТКОМ и мощность по ВЛ 400 не достигает 60 Мвар.

Момент t_6 обозначает прекращение СТАТКОМом активных действий.

В интервале t_6-t_7 СК снижает переток мощности до уставки.

В момент t_7 наступает установившийся режим, СТАТКОМ готов к следующему циклу работы.

В настоящее время уставки оптимизированы, и случаев повторных набросов мощности СТАТКОМ не наблюдается.

2. Гармонический состав тока СТАТКОМ

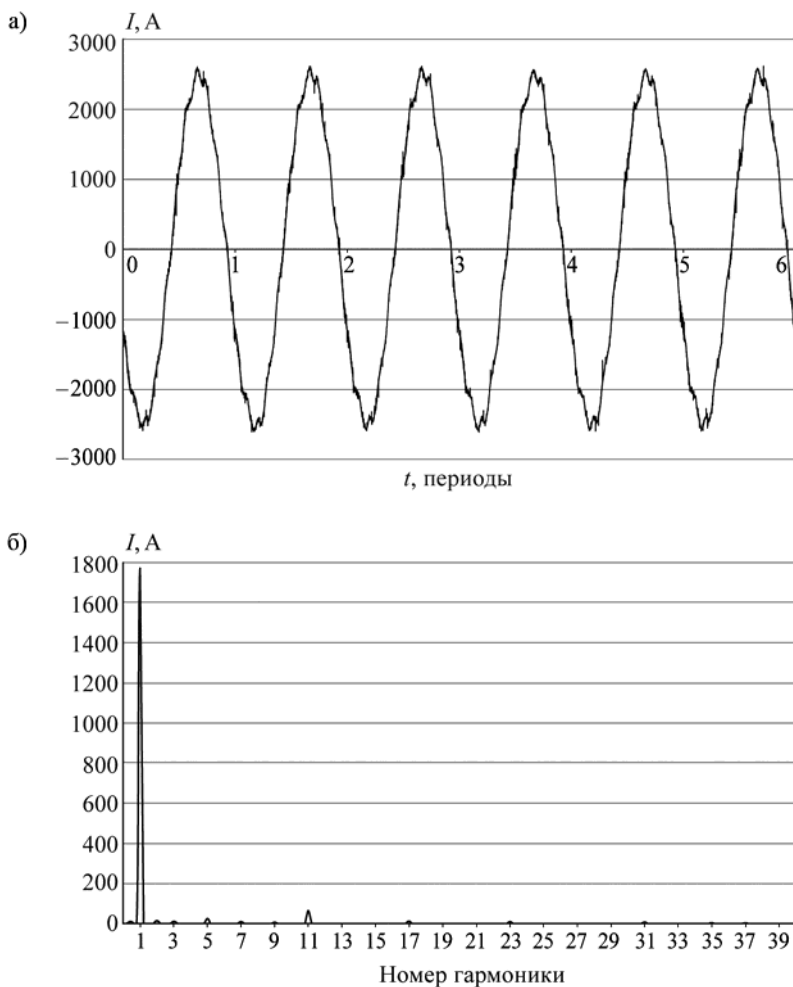
Были проведены измерения гармонического состава тока СТАТКОМ в различных режимах работы и оценен вклад СТАТКОМ в нормируемые показатели качества энергии на стороне 400 кВ по трендам АСУ на протяжении трех дней работы СТАТКОМ.

Измерения проводились путем осциллографирования мгновенных значений тока в ячейке КРУ с последующим разложением в ряд Фурье. Частота опроса аналого-цифрового преобразователя составляла до 250 кГц.

Установлено, что гармонический состав тока практически не зависит от режима работы СТАТКОМ. Результат измерений и расчета гармоник тока для режима максимальной выдачи мощности приведен на рис. 4. В гармоническом составе тока наиболее выражена 11-я гармоника, которая в зависимости от режима работы преобразователя находится в пределах от 17 до 64 А. По предварительным оценкам, в цепи синхронного компенсатора будет замыкаться около 30 % генерируемой гармоники тока, т. е. около 20 А, что не является опасным. В сеть 400 кВ с учетом коэффициента трансформации будет выходить гармоника тока на уровне 1,7 А, что не должно оказать какого либо влияния на контролируемый гармонический состав напряжения и тока.

Иные результаты могут быть получены при замене синхронных компенсаторов на два СТАТКОМ суммарной мощностью 200 Мвар, т. е. при увеличении мощности СТАТКОМ в 4 раза. Оценивая 11-ю гармонику как $64 \cdot 4 = 256$ А на стороне 15,75 кВ, на стороне 400 кВ получаем 10 А.

Эта величина соизмерима с уровнями гармоник, генерируемыми преобразовательными блоками подстанции. Контрактная норма на суммарную величину гармоник тока в диапазоне от 250 Гц и выше составляет 20 А. Поэтому может потребоваться установить на СТАТКОМ дополнительно к широкополосному звену звено 11-й гармоники.



Выводы

Во время испытаний СТАТКОМ его мощность в режиме выдачи составила 50 Мвар, в режиме потребления 42 Мвар. Снижение потребляемой мощности ниже номинала связано со снижением напряжения на шинах СТАТКОМ.

Были проверены алгоритмы работы СТАТКОМ от регулятора мощности. Полученные результаты подтвердили работоспособность комплекса КУРМ–СТАТКОМ. Отмечена необходимость уточнения ряда уставок. Окончательная отладка алгоритмов запланирована на время проведения системных испытаний СТАТКОМ.

В гармоническом составе тока наиболее выражена 11-я гармоника, которая в зависимости от режима работы преобразователя, находится в пределах от 17 до 64 А. По предварительным оценкам, в цепи синхронного компенсатора будет замыкаться около 30 % генерируемой гармоники тока, т. е. не более 20 А, что не является опасным. В сеть 400 кВ с учетом коэффициента трансформации будет выходить гармоника тока на уровне 1,7 А, что практически не оказывает влияния на контролируемый гармонический состав напряжения и тока. При замене синхронных компенсаторов на СТАТКОМ (2 устройства по ± 100 Мвар) может потребоваться установка дополнительного фильтрового звена 11-й гармоники.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АБСОЛЮТНОГО УГЛА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕХОДНЫМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Идея использования «абсолютных углов» для целей вторичного регулирования была первоначально высказана и исследована в пятидесятых годах прошлого столетия в работах д.т.н. Юревича Е. И. [1–4]. Под «абсолютным углом» понимается угол между вектором напряжения на шинах станции и опорным вектором энергосистемы. Однако такая система не получила в то время практического применения из-за отсутствия способа передачи опорного вектора одновременно к шинам всех электростанций энергосистемы. Тогда существовали лишь проводные каналы телеинформации, а они вносили недопустимо большие временные запаздывания при передаче сигнала по проводам.

Практический интерес к этому способу регулирования вновь возродился в связи с созданием в США и России космических систем «Единого времени». Такая система доставляет в любую точку земной поверхности величину астрономического времени практически без запаздывания. Таким образом, появляется возможность иметь на шинах всех электростанций один и тот же опорный вектор, как результат перемножения астрономического времени на текущую частоту энергосистемы. В связи с этим в НИИПТ в 1990-х годах были выполнены исследования устойчивости энергосистем при регулировании мощности электростанций по «абсолютному углу» – АРМ АУ [5–7]. Использовался закон регулирования мощности турбин генераторов, представленный в виде:

$$\Delta P_T = K_{\delta_0} \int_0^t (\delta - \delta_{уст}) dt + K_{\delta} (\delta - \delta_{уст}) + K_f \cdot \Delta f + K_{f'} \cdot f', \quad (1)$$

где ΔP_T – отклонение значения мощности турбины;

K_{δ_0} , K_{δ} , K_f , $K_{f'}$ – коэффициенты регулирования;

δ – текущее значение абсолютного угла;

$\delta_{уст}$ – величина угла, принимаемая в качестве уставки;

Δf – отклонение частоты напряжения на шинах станции;

f' – производная частоты напряжения.

В этом законе используются четыре канала регулирования:

- интеграл отклонения угла от уставки – обеспечивает близость регулируемого параметра в установившемся режиме к уставке (обеспечивается астатическое регулирование);
- пропорциональный канал регулирования – обеспечивает быстрое восстановление регулируемой переменной после аварийного возмущения;
- отклонение частоты и производная частоты – обеспечивают требуемое качество переходного процесса.

Все четыре канала характеризуются своими коэффициентами регулирования.

Прежде всего, представляло интерес выяснить эффективность рассматриваемого закона регулирования в повышении статической устойчивости энергосистемы. В связи с этим предварительно рассматривалась устойчивость простейшей системы, содержащей электростанцию, регулируемую по абсолютному углу, местную нагрузку и линию электропередачи (рис. 1).

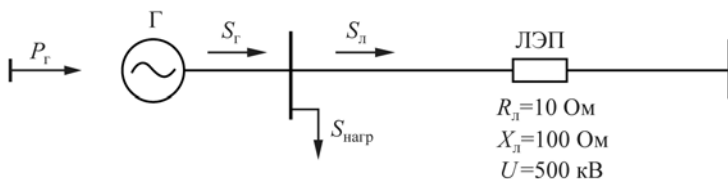


Рис. 1. Схема рассматриваемой системы. $P_{Г\text{ ном}} = 15\,000$ МВт.

$P_{Г}$ – активная мощность генератора;

$S_{Г}$; $S_{Л}$; $S_{\text{нагр}}$ – полная мощность соответственно генератора, линии, нагрузки

Использовалась простейшая математическая модель турбины, имеющей золотник и поршень серводвигателя с временем на закрытие клапанов 0,3–0,5 с и на открытие 1–1,5 с – в случае тепловых турбин с долей части высокого давления (ЧВД) 0,3 о.е. и 5–7 с – в случае гидравлических турбин. Генераторы оснащены автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ). Для исследования статической устойчивости использовался метод D -разбиения, при этом величины коэффициентов по отклонению угла K_{δ} и интегралу угла K_{δ_0} фиксировались, а величины коэффициентов стабилизации K_f и $K_{f'}$ варьировались. Строилась область устойчивости в плоскости коэффициентов стабилизации. Расчеты показали, что вариация значений параметров генераторов и систем регулирования (T_j , T_{d_0} , T_{q_0} , D_s , T_B , K_u , K_u' , K_s , K_s' , σ , T_c) в реально возможных пределах мало

влияют на области устойчивости в условиях АРМ АУ и поэтому при ее анализе допустимо использование усредненных или типовых значений этих параметров.

Как известно, АРВ СД генераторов в состоянии обеспечивать устойчивость системы лишь до углов линии, не превышающих 90° .

На рис. 2 приведены области устойчивости, соответствующие различным значениям угла между векторами напряжения по концам линии электропередачи (δ_L): 0, 45, 90, 120, 150 и 180° . Области иллюстрируют уникальную способность системы регулирования мощности турбины по абсолютному углу обеспечивать устойчивость энергосистемы практически во всем диапазоне значений угла линии. Физически этот результат объясняется тем, что регулирование мощности турбины по абсолютному углу сообщает этой мощности характер синхронизирующей мощности, которая всегда положительна и, следовательно, дополнительно стабилизирует систему по углу, компенсируя при углах больше 90° отрицательную электромагнитную синхронизирующую мощность генератора. Этот факт был проверен опытами на физической модели, при этом оказалось, что в рассмотренной схеме физической модели удалось увеличить предельный угол по линии сверх 90° , однако до величины не более 120° .

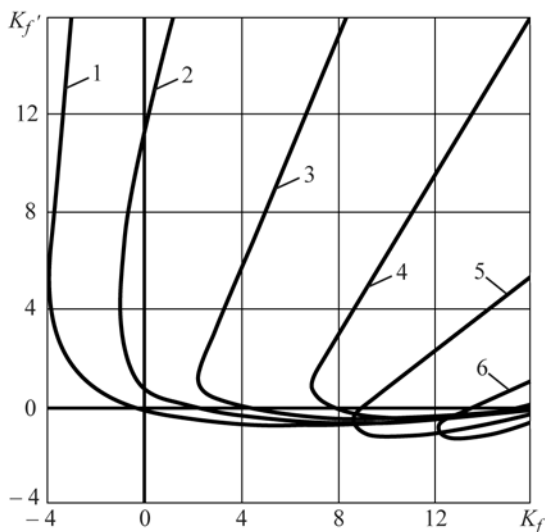


Рис. 2. Влияние на области устойчивости величины угла линии (δ_L):
1 — $\delta_L = 0^\circ$; 2 — $\delta_L = 45^\circ$; 3 — $\delta_L = 90^\circ$; 4 — $\delta_L = 120^\circ$; 5 — $\delta_L = 150^\circ$; 6 — $\delta_L = 180^\circ$

На рис. 3 показано влияние на область устойчивости величины пропускной способности линии. Видно, что предлагаемый способ регулирования обладает способностью обеспечивать устойчивость системы при ослаблении межсистемной связи, вплоть до полного ее отключения (см. кривую 4). Остающаяся область устойчивости соответствует случаю автономной работы энергосистемы. Этот результат так же интересен, так как в этом режиме станция работает параллельно с энергосистемой при нулевой мощности, но при заданной величине угла.

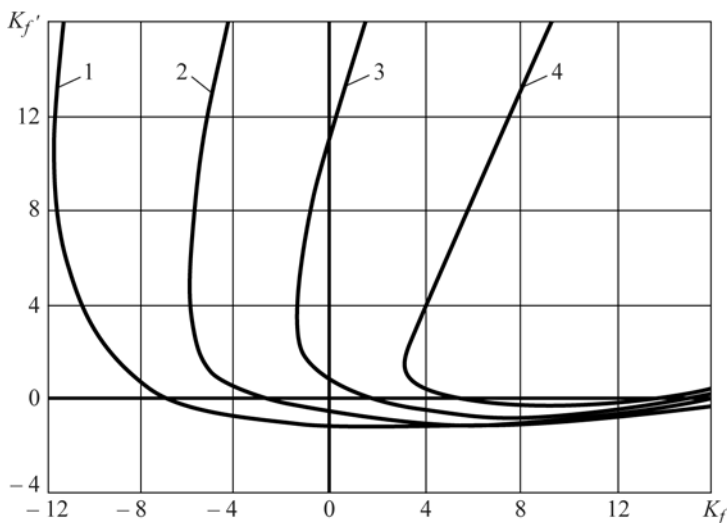


Рис. 3. Влияние на области устойчивости величины пропускной способности линии межсистемной связи ($P_{л. \max}$):

1 – $P_{л. \max} = 7500$ МВт; 2 – $P_{л. \max} = 5000$ МВт; 3 – $P_{л. \max} = 2500$ МВт;
4 – $P_{л. \max} = 0$ МВт

Далее рассматривался вариант энергосистемы, содержащей гидроэлектростанцию. Результаты расчетов областей устойчивости в этом случае приведены на рис. 4 для трех вариантов пропускной способности линии: 5000, 2500 и 0 МВт. Видно, что и в этом случае при размыкании линии существует обширная область устойчивости системы.

Выявленное свойство АРМ АУ сохранять устойчивость системы при изолированной работе генератора указывает на возможность выбора совместных настроек АРМ АУ генераторов, работающих в составе сложного энергообъединения. Для этого необходимо рассчитать области

устойчивости для каждого генератора, входящего в состав энергообъединения, в условиях их автономной работы. Затем эти области строятся в одной и той же системе координат $(K_f, K_{f'})$ и определяется их общая часть. Настройки АРМ АУ генераторов, соответствующие общей части области, будут обеспечивать устойчивость генераторов при работе их как в составе энергообъединения, так и при их отделении. Такая методика выбора настроек генераторов ОЭС, входящих в состав сложного энергообъединения, будет использована ниже.

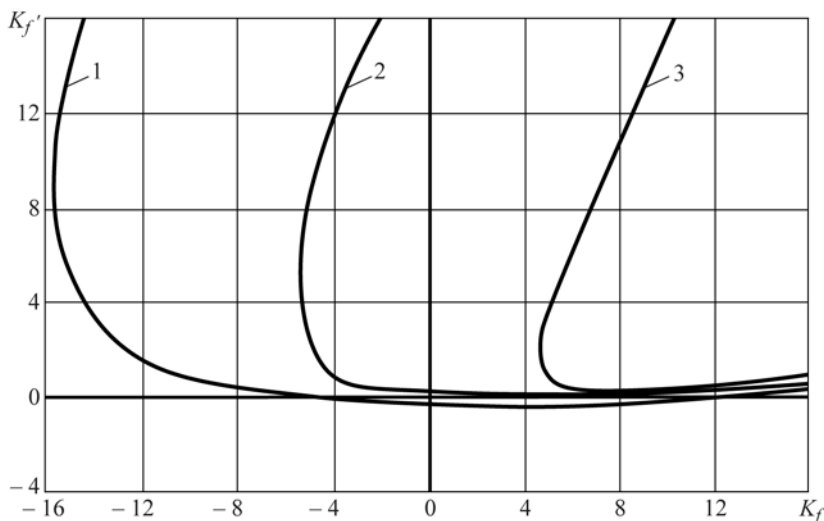


Рис. 4. Влияние на области устойчивости величины пропускной способности линии межсистемной связи в случае энергосистемы с гидростанциями:
1 – $P_{л. max} = 5000$ МВт; 2 – $P_{л. max} = 2500$ МВт; 3 – $P_{л. max} = 0$ МВт

Далее рассматривалось энергообъединение, состоящее из нескольких ОЭС, связанных друг с другом межсистемными линиями электропередачи сравнительно малой пропускной способности. Каждая ОЭС была представлена одним эквивалентным генератором с местной нагрузкой. На рис. 5 приведена схема энергообъединения, содержащая 7 ОЭС и структурно отображающая синхронную часть ЕЭС РФ. В таблицах 1 и 2 представлены параметры расчетной схемы.

Для расчетной схемы на рис. 5 номинальное напряжение генераторов принималось равным 500 кВ, номинальные коэффициенты мощности – равными 0,85, а остальные параметры генераторов и их турбин принима-

лись одинаковыми и равными либо усредненным, либо типовым их значениям. В качестве статических характеристик нагрузок принимались постоянные отборы мощности. Для АРМ АУ принимались значения коэффициентов регулирования: по интегралу $K_{\delta_0} = 1$ о.е./(рад·с) и по отклонению угла $K_{\delta} = 3$ о.е./рад. По изложенной выше методике строились области устойчивости в координатах (K_{β}, K_f) для всех генераторов энергообъединения. Эти области приведены на рис. 6.

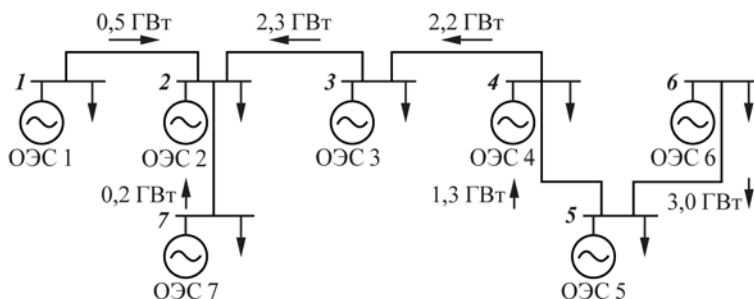


Рис. 5. Схема рассматриваемой объединенной системы (ЕЭС)

Таблица 1

Расчетные параметры связей

Связь	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	2–7
$(R + jX)$, Ом	$8,3 + j83$	$5,2 + j52$	$5,2 + j52$	$8,6 + j86$	$4,3 + j43$	$5,2 + j52$

Таблица 2

Параметры ОЭС, входящих в состав ЕЭС РФ

Номер ОЭС	$P_{\text{нагр}}$, МВт	$Q_{\text{нагр}}$, МВ·А	$P_{\text{г. ном}}$, МВт	T_j , с	X_d , Ом	X_q , Ом	X_d' , Ом
1	13 000	6500	15 000	7,5	30	30	5
2	59 700	29 850	63 000	8	10,3	10,3	1,3
3	9700	4850	11 000	8	42	42	7
4	24 100	12 050	28 000	8	18	18	3
5	11 600	5800	11 000	8	42,6	42,6	7,1
6	32 000	16 000	39 000	9,5	14,4	14,4	2,4
7	36 700	18 350	41 000	8	11	11	1,8

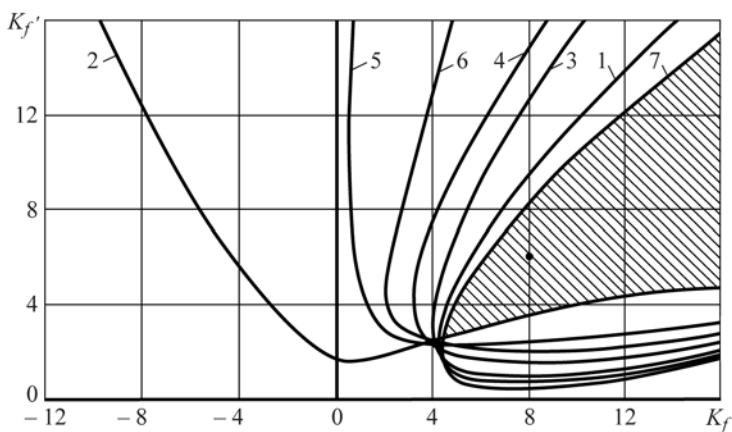


Рис. 6. Области статической устойчивости генераторов ЕЭС

На рисунке заштрихована их общая часть, из этой общей части выбиралась оптимальная настройка: $K_f = 8$ о.е./Гц и $K_{f'} = 6$ о.е.·с/Гц (точка на рисунке). Расчетами установлено, что при принятой настройке АРМ АУ обеспечивалась статическая устойчивость режима объединения.

Каждая из ОЭС характеризовалась величиной избытка (+) или дефицита (–) мощности ($P_{\Gamma} - P_{\text{нагр}}$), величиной резерва генерирующей мощности $P_{\text{рез}} = (P_{\Gamma, \text{ном}} - P_{\Gamma})$ и величиной абсолютного угла, вычисляемого как разность между углом вектора напряжения на шинах ОЭС и углом опорного вектора системы. Последний совмещался с вектором напряжения ОЭС 2 ($\delta_2 = 0$). Величины этих углов принимались в установившемся режиме в качестве уставок АРМ АУ. Эти данные приведены в табл. 3.

Таблица 3

Избыточность (дефицитность), вращающийся резерв,
абсолютные углы ОЭС

Номер ОЭС	1	2	3	4	5	6	7
$P_{\Gamma} - P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	+500	–3000	+200	+1100	–1700	+3200	+200
$P_{\Gamma, \text{ном}} - P_{\Gamma}, \text{МВт}$	1500	6300	1100	2800	1100	3200	4100
δ , град	9,6	0	29,9	58,8	85,4	118,2	2,4

В табл. 4 приведены коэффициенты запаса устойчивости передаваемой мощности по связям в направлении их загрузки при аварийных сбросах мощности $K_{\text{зап}} = (P_{\text{л. max}} - P_{\text{л}})/P_{\Gamma, \text{ном}}$ и период свободных колеба-

ний Т. Величины последних указывают на то, что рассматриваемые межсистемные связи относятся к категории «слабых».

Таблица 4

Запасы устойчивости по межсистемным связям ОЭС

Межсистемная связь	1–2	3–2	4–3	5–4	6–5	7–2
$P_{л. \max} - P_{л.}, \text{ МВт}$	2520	2500	2500	1590	2800	4600
$K_{\text{зап}}, \%$	16,8	22,7	22,7	14,4	25,4	11,2
$T, \text{ с}$	2,37	2,10	2,10	2,64	3,96	3,26

Рассматривались аварийные сбросы мощности нагрузки во всех ОЭС ($P_{\text{нб}}$), кроме ОЭС 2. В табл. 5 приведены предельные аварийные небалансы мощности нагрузки для двух вариантов, когда распределение небаланса мощности между ОЭС происходит в соответствии с их статизмом по частоте (пропорционально их установленным мощностям) (без АРМ АУ) и при регулировании мощности генераторов ОЭС по абсолютному углу (с АРМ АУ). Видно, что предельные сбросы мощности для второго варианта значительно больше, последнее характеризуется кратностью увеличения сброса мощности $K = P_{\text{нб с АРМ АУ}} / P_{\text{нб без АРМ АУ}}$.

Таблица 5

Предельные аварийные сбросы мощности нагрузки в ОЭС

Номер ОЭС	$P_{\text{нб}} = P_{\text{Г}} - P_{\text{нагр}}, \text{ МВт}$		Кратность увеличения
	без АРМ АУ	с АРМ АУ	
1	2750	6000	2,2
3	3700	8950	2,4
4	2850	11 600	4,1
5	1725	9850	5,7
6	2400	12 200	5,0
7	5200	14 950	2,9

На рис. 7 приведены графики изменения мощности турбин генераторов ОЭС (в долях $P_{\text{т. ном}}$) при сбросе мощности в ОЭС 3 (при отсутствии АРМ АУ), а на рис. 8 – в случае наличия АРМ АУ. Видно, что в последнем случае возникший небаланс мощности почти полностью компенсируется генераторами аварийной энергосистемы и поэтому перераспределения мощности между другими энергосистемами практически не

происходит. Эти результаты следует рассматривать как чрезмерно оптимистические, поскольку использовалась быстродействующая модель турбины (на закрытие клапанов 0,3–0,5 с). Поэтому в последующих исследованиях следует использовать более реальную модель турбины.

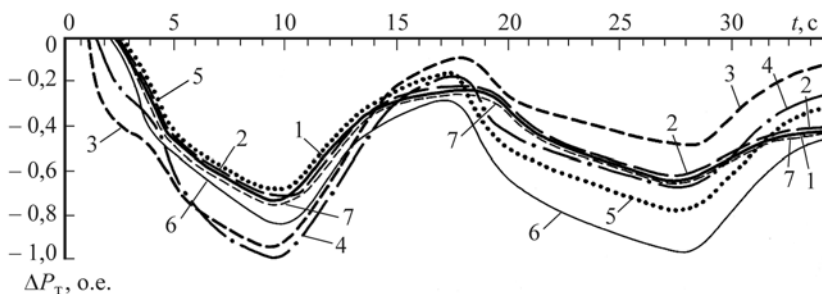


Рис. 7. Графики изменения мощности турбин генераторов ОЭС при сбросе мощности в ОЭС 3 (при отсутствии АРМ АУ)

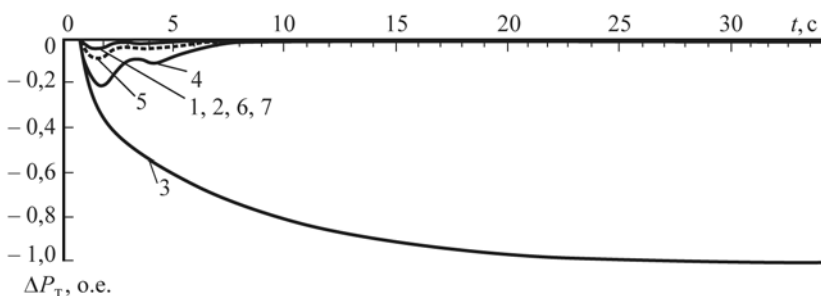


Рис. 8. Графики изменения мощности турбин генераторов ОЭС при сбросе мощности в ОЭС 3 (при наличии АРМ АУ)

Перейдем теперь к рассмотрению аварийных набросов мощности нагрузки. Такие набросы рассматривались в дефицитных системах: в ОЭС 2 и ОЭС 5. Результаты расчетов представлены в табл. 6.

Как видно, эффективность АРМ АУ в этом случае не столь высока, как ранее, тем не менее достаточно существенна, так как позволяет сохранить при таких авариях 500–1000 МВт генераторной мощности. Последняя определяется, во-первых, большей величиной постоянной времени серводвигателя на открытие турбины и, во-вторых, малыми величинами вращающегося резерва мощности генераторов. В случае

исчерпания вращающегося резерва мощности данной станции в работу включаются другие станции, имеющие резерв. На рис. 9 приведены графики изменения мощности турбин генераторов ОЭС при набросе мощности нагрузки в ОЭС 2 в случае действия АРМ АУ. Из-за малой величины резерва генераторной мощности происходит ограничение мощности и в работу вступают станции других энергосистем, в результате переходной процесс распространяется на другие ОЭС.

Таблица 6

Предельные аварийные набросы мощности нагрузки в ОЭС

№ ОЭС	$P_{нб} = P_r - P_{нагр}, \text{ МВт}$		Кратность увеличения
	без АРМ АУ	с АРМ АУ	
2	3550	4550	1,23
5	2650	2900	1,1

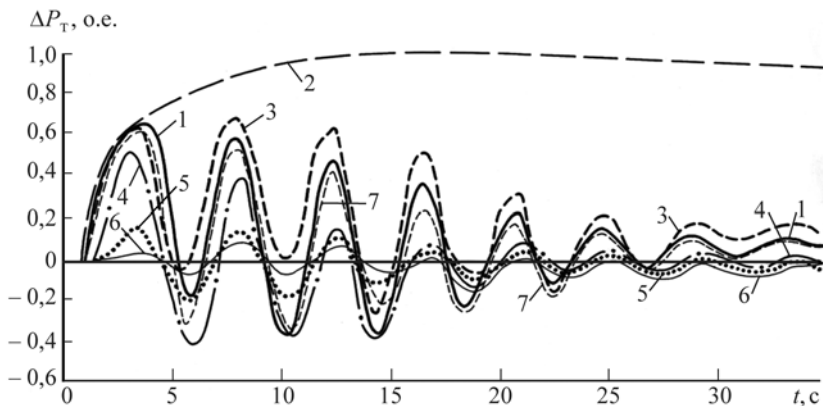


Рис. 9. Графики изменения мощности турбин генераторов ОЭС (в долях $P_{т. ном}$) при набросе мощности в ОЭС 2 (при наличии АРМ АУ)

Далее рассматривались переходные процессы ЕЭС в результате аварийного снижения пропускной способности межсистемных связей. В случае отсутствия АРМ АУ при аварийном снижении пропускной способности связи ниже уровня передаваемой в доаварийном режиме мощности происходит нарушение параллельной работы. В случае использования АРМ АУ синхронная устойчивость сохраняется даже при аварийном снижении пропускной способности до нуля, т. е. даже при отключении этой связи. Последнее иллюстрируется графиком изменения взаимного

угла между векторами напряжения ОЭС 5 и ОЭС 4 при отключении межсистемной связи 5–4 (рис. 10). Это замечательное свойство рассматриваемого способа регулирования открывает возможность простого способа восстановления работоспособности энергообъединения путем обратного включения связи в работу. Расчеты показывают, что в этом случае происходит спокойное восстановление исходного режима работы системы.

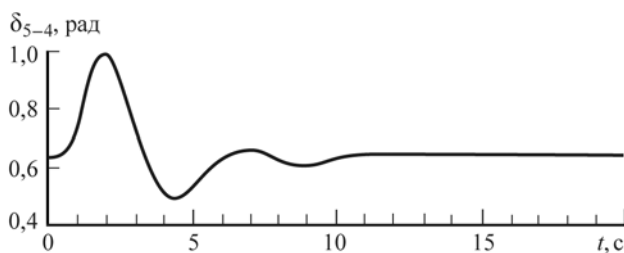


Рис. 10. График изменения взаимного угла между векторами напряжения ОЭС 5 и ОЭС 4 при отключении межсистемной связи 5–4

Во всех рассмотренных выше случаях использовалось упрощенное представление регулирования паровых турбин. Напомним, что закрытие турбины производилось с запаздыванием 0,3–0,5 с, а открытие – с запаздыванием 1–1,5 с при ЧВД = 0,3 о.е. Для гидравлических турбин запаздывание на закрытие принималось равным 5–7 с. Понятно, что такой учет турбин недостаточно точен. Поэтому было принято решение уточнить протекание переходных процессов в самой турбине. На основании консультаций с разработчиками систем регулирования турбоагрегатов была предложена математическая модель турбины К-800-240 и ее системы регулирования. Рассматривалась схема транзита Рефтинская ГРЭС – Сургутская ГРЭС-1, 2, сначала в упрощенном варианте с использованием математической модели транзита: станция – шины бесконечной мощности, а затем с более детальным отображением транзита (рис. 11) с использованием электродинамической модели. Для целей проверки эффективности управления мощностью энергоблоков в переходных режимах использовался ранее предложенный алгоритм управления АРМ АУ, но вводился не абсолютный угол, а относительный. Для этого измерялись абсолютные углы векторов напряжений на шинах Рефтинской и Сургутской ГРЭС-2, первый передавался по каналам связи к шинам второй ГРЭС, где их разность ($\delta_{\text{л}} = \delta_{\text{сург}} - \delta_{\text{реф}}$) вводилась в регулятор мощности.

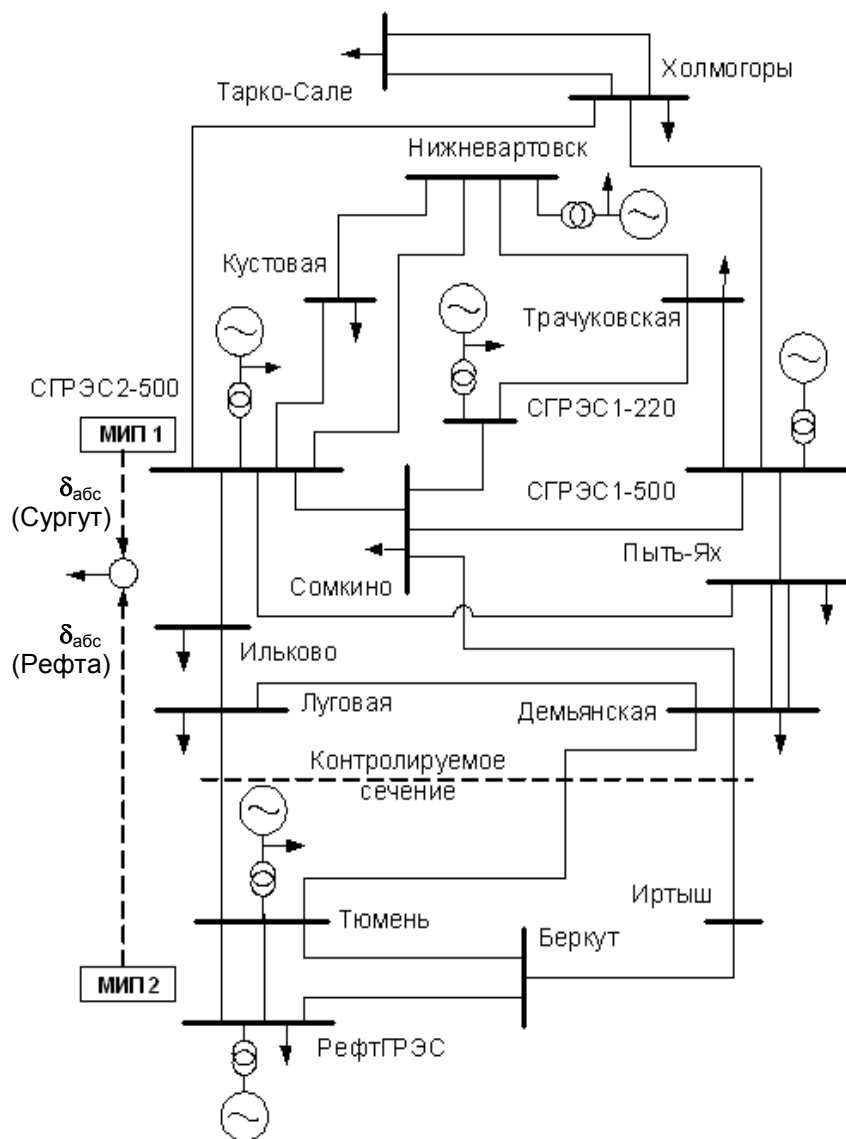


Рис. 11. Эквивалентная схема транзита «Сургутские ГРЭС – Тюмень – Рефта»

Исследования показали, что управление мощностью генераторов по этому алгоритму оказалась малоэффективной из-за недостаточной скорости изменения мощности турбины. Поэтому для повышения эффективности управления было решено использовать сочетание программного и непрерывного принципов управления мощностью турбоагрегата [8] – использовать двухканальный регулятор мощности:

$$U_{\text{ЭГП}} = U_{\text{упр}} + U_{\text{ПАА}},$$

$$U_{\text{упр}} = K_{\delta_0} \int_0^t (\delta_{\text{л}} - \delta_{\text{л.уст}}) dt + K_{\delta} (\delta_{\text{л}} - \delta_{\text{л.уст}}) + K_f \cdot \Delta f + K_{f'} \cdot f', \quad (2)$$

где $U_{\text{ЭГП}}$ – управляющий сигнал, поступающий от ЭГП в турбину;

$U_{\text{упр}}$ – управляющий сигнал, поступающий от регулятора непрерывного действия на вход ЭГП;

$U_{\text{ПАА}}$ – управляющий сигнал, поступающий от ПАА на вход ЭГП;

$\delta_{\text{л}}$ – текущее значение взаимного угла;

$\delta_{\text{л.уст}}$ – величина угла, принимаемого в качестве уставки.

Для обеспечения устойчивости переходного процесса в первом цикле качаний программно формируется (по принципу «2ДЮ») разгрузочный импульс, который вводится в турбину по сигналу противоаварийной автоматики. Для обеспечения устойчивости во втором и последующих циклах качаний формируется управляющий импульс по отклонению относительного угла, его интеграла, частоты и производной частоты напряжения на шинах станции. В процессе исследований было рассмотрено дополнение к предлагаемому закону управления, при котором через 15–20 с после возникновения аварийного возмущения происходит увеличение уставки по углу до нового значения, соответствующего нагрузке контролируемого сечения с запасом в 8 %.

Далее, исследованиями было установлено, что использование программного импульса управления, вводимого по сигналу противоаварийной автоматики, приводит к избыточности управляющего воздействия и к необходимости его нейтрализации со стороны канала непрерывного регулирования, что затягивает процесс регулирования. Поэтому было решено отказаться от использования программного управления и заменить его непрерывным управлением, используя канал регулирования по отклонению мощности генератора от его значения в исходном установившемся режиме. Величина коэффициента регулирования выбирается так, чтобы управляющее воздействие оказалось достаточным для обеспечения устойчивости в первом цикле качаний при наибольшем аварийном возмущении [9].

Алгоритм управления мощностью турбины в этом случае записывается в следующем виде:

$$U_{\text{упр}} = K_p (P_0 - P_{\text{тек}}) + K_{\delta_0} \int_0^t (\delta_{\text{л}} - \delta_{\text{л.уст}}) dt + \\ + K_{\delta} (\delta_0 - \delta_{\text{л.уст}}) + K_f \Delta f + K_{f'} (\Delta f)', \quad (3)$$

где P_0 и $P_{\text{тек}}$ – электрическая мощность управляемого генератора в доаварийном режиме и в аварийной фазе переходного процесса.

На рис. 12 и 13 показаны переходные процессы при двухфазном КЗ вблизи шин 500 кВ Сургутской ГРЭС-2 с отключением ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Пыть-Ях, при управлении мощностью, соответственно, двух и всех генераторов Сургутской ГРЭС-2. Переток активной мощности в контролируемом сечении равен 2000 МВт. Первый разгрузочный импульс формируется практически независимо от количества управляемых агрегатов, что понятно, поскольку формируется его амплитуда по сбросу мощности генераторов и определяется только тяжестью КЗ. На последующих фазах процесса управление всеми агрегатами требует меньшего воздействия на каждый генератор.

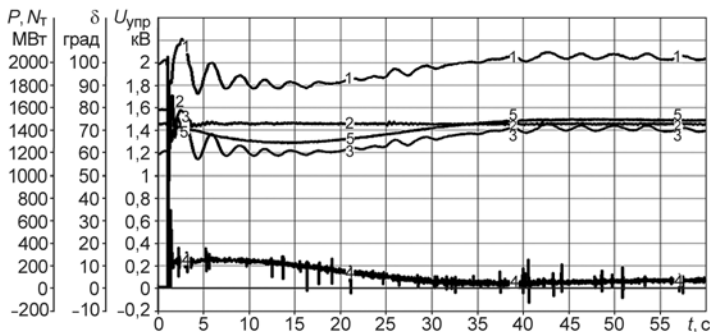


Рис. 12. Переходный процесс при двухфазном КЗ вблизи шин 500 кВ Сургутской ГРЭС-2 с отключением ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Пыть-Ях.

Управление мощностью двух генераторов Сургутской ГРЭС-2

В этих примерах использовался для регулирования мощности турбоагрегатов относительный угол между векторами напряжений отправной и приемной частей энергосистемы. В общем случае, регулирование мощности N генераторов требует передачи $N(N-1)/2$ относительных углов, что чрезмерно много и поэтому нецелесообразно. Так, если принять число генераторов – 10, то число относительных углов будет $10 \cdot 9/2 = 45$.

Поэтому для целей регулирования мощности генераторов целесообразно использовать не относительные, а абсолютные углы, количество которых равно числу генераторов – N . Абсолютные углы генераторов – это разности между углами векторов напряжения генераторов и опорным вектором энергосистемы в установившемся режиме (это уставки регуляторов мощности генераторов по углу). Регулирование мощности генераторов осуществляется по факту отклонения абсолютных углов генераторов от их уставок в соответствии с указанными выше законами регулирования. Как было показано выше, такое регулирование сообщает энергосистеме целый ряд новых и важных технических свойств. В дальнейшем следует провести дополнительные исследования устойчивости сложного энергообъединения при достоверном учете динамических характеристик систем регулирования турбоагрегатов по абсолютному углу.

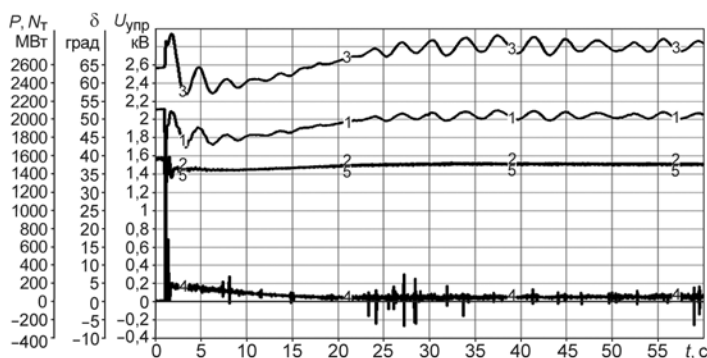


Рис. 13. Переходный процесс при двухфазном КЗ вблизи шин 500 кВ Сургутской ГРЭС-2 с отключением ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Пыть-Ях.
Управление мощностью всех генераторов Сургутской ГРЭС-2

Список литературы

1. Доманский Б. И., Юревич Е. И. О регулировании мощности и частоты крупных энергообъединений // Электричество, 1954, № 2.
2. Юревич Е. И. Способ автоматического регулирования мощности и частоты в энергосистемах. – В сб.: Вопросы автоматики и телемеханики. – М.: ЦЭНТОЭП, 1959.
3. Юревич Е. И. Условия абсолютной устойчивости энергосистем при наличии регулирования угла // Изв. вузов МВ и ССО СССР. Энергетика, 1963.

4. Юревич Е. И. Разработка системы автоматического регулирования сверхмощных объединенных энергосистем по углу: Автореф. дис. на соиск. ученой степени доктора техн. наук. – ЛПИ им. М. И. Калинина, 1963.
5. Андреюк В. А., Асанбаев Ю. А., Сказываева Н. С. Система автоматического управления установившимися и переходными режимами энергосистем по абсолютному углу // Электрические станции. 1995, № 12.
6. Андреюк В. А., Асанбаев Ю. А., Сказываева Н. С. Статическая устойчивость энергосистемы, регулируемой по абсолютному углу. – Л.: Энергия. 1997, № 56.
7. Андреюк В. А., Асанбаев Ю. А., Сказываева Н. С. Технические требования к комплексу регистрации режимной информации в Системе Единого Времени. – Л.: Энергия. 1997, № 56.
8. Жуков А. В., Демчук А. Т., Леонидов В. И., Андреюк В. А., Кирьенко Г. В., Гущина Т. А. Исследование эффективности управления режимами энергосистем с воздействием на турбины энергоблоков электростанций по данным СМПП // Материалы Второй международной научно-практической конференции «Мониторинг параметров электроэнергетической системы», 28–30 апреля 2008, Санкт-Петербург.
9. Андреюк В. А., Гущина Т. А., Демчук А. Т., Жуков А. В. Оценка эффективности алгоритмов управления переходными режимами транзита 500 кВ Сургутские ГРЭС – ПС Тюмень – Рефтинская ГРЭС по данным системы мониторинга переходных режимов // Сборник докладов Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», 7–10 сентября 2009, Москва.

К ВОПРОСУ УЧЕТА ОГРАНИЧЕНИЙ ЗАГРУЗКИ СИНХРОННЫХ МАШИН ПРИ РАСЧЕТЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В используемых вычислительных программах расчета режимов энергосистемы учет ограничений загрузки синхронных машин осуществляется по максимальному значению реактивной мощности, которое задается в числе исходных данных и в процессе расчета не корректируется.

При достижении в ходе утяжеления режима реактивной мощностью генератора максимального значения продолжение расчета происходит при фиксированной реактивной мощности и при снижении напряжения на шинах синхронной машины, таким образом, косвенно моделируется действие автоматического регулятора возбуждения (АРВ).

Согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ) допустимый режим генератора определяется величиной тока по его обмоткам – тока ротора и тока статора. Длительно допустимые значения токов нормируются:

- в течение 60 мин: $I_{\text{ст}} \leq 1,1 \cdot I_{\text{ст. ном}}$, $I_{\text{рот}} \leq 1,06 \cdot I_{\text{рот. ном}}$;
- в течение не более 20 мин (диспетчерское время для принятия оперативных решений): $I_{\text{ст}} \leq 1,15 \cdot I_{\text{ст. ном}}$, $I_{\text{рот}} \leq 1,1 \cdot I_{\text{рот. ном}}$,

где $I_{\text{ст}}$, $I_{\text{ст. ном}}$ – действующее и номинальное значение тока статора соответственно;

$I_{\text{рот}}$, $I_{\text{рот. ном}}$ – действующее и номинальное значение тока ротора соответственно.

В нормативных документах отсутствуют требования о допустимых режимах по реактивной мощности (Q).

В статье содержится анализ соответствия предельных режимов энергосистемы, определенных при ограничении реактивной мощности генераторов, предельным режимам, характеризующимся допустимыми токами обмоток генератора.

1. Пределные режимы энергосистемы по условию ограничения режима генераторов в отправной части энергосистемы

1.1. Ограничение по реактивной мощности

Для схемы, приведенной на рис. 1, пропускную способность связи между генератором и системой через электропередачу с реактансом X определим как:

$$P_{\text{проп}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{X},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на шинах генератора.

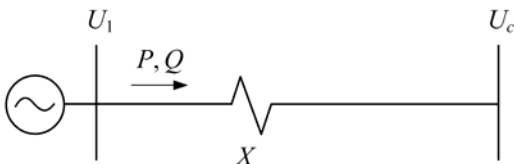


Рис. 1. Схема сети

Значение номинальной мощности генератора $S_{\text{ном}}$ приведем к пропускной способности связи, используя коэффициент b :

$$S_{\text{ном}} = b \cdot P_{\text{проп}}.$$

Значения активной и реактивной мощности на шинах генератора можно определить по формулам:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_c}{X} \cdot \sin \delta, \quad (1.1)$$

$$Q = \frac{U_1^2 - U_1 \cdot U_c \cdot \cos \delta}{X}, \quad (1.2)$$

где U_1, U_c – напряжение в начале и конце электропередачи соответственно;
 δ – угол между векторами напряжения U_1 и U_c .

При ограничении режима по реактивной мощности $Q = Q_{\text{ном}}$ можно записать:

$$Q_{\text{ном}} = b \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot \sin \varphi}{X}. \quad (1.3)$$

Из совместного рассмотрения выражений (1.2) и (1.3) имеем:

$$\cos \delta = \frac{U_1^2 - b \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \sin \varphi}{U_1 \cdot U_c}. \quad (1.4)$$

Учитывая, что $\sin \delta = \sqrt{1 - \cos^2 \delta}$, из (1.1) получаем выражение для активной мощности генератора при постоянстве $Q = Q_{\text{ном}}$:

$$P = \frac{1}{X} \cdot \sqrt{(U_1 \cdot U_c)^2 - (U_1^2 - U_{\text{ном}}^2 \cdot b \cdot \sin \varphi)^2} \quad (1.5)$$

или

$$P = P_{\text{проп}} \cdot \sqrt{\left(\frac{U_1 \cdot U_c}{U_{\text{ном}}^2}\right)^2 - \left(\frac{U_1^2}{U_{\text{ном}}^2} - b \cdot \sin \varphi\right)^2} \quad (1.6)$$

или

$$P / P_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{\left(\frac{U_1 \cdot U_c}{U_{\text{ном}}^2}\right)^2 - \left(\frac{U_1^2}{U_{\text{ном}}^2} - b \cdot \sin \varphi\right)^2}}{b \cdot \cos \varphi}. \quad (1.7)$$

Из (1.7) следует, что при заданном соотношении номинальной мощности генератора и пропускной способности связи (коэффициент b) активная мощность генератора в режиме $Q = Q_{\text{ном}}$ при заданном коэффициенте мощности определяется уровнем напряжения в системе и на шинах генератора.

Введем обозначения

$$X_g = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}, \quad X_{\text{вн}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{P_{\text{проп}}},$$

где X_g – эквивалентный реактанс генератора;

$X_{\text{вн}}$ – эквивалентный внешний реактанс связи между шинами генератора и системой.

Тогда $\frac{X_{\text{вн}}}{X_g} = \frac{S_{\text{ном}}}{P_{\text{проп}}} = b$, откуда следует, что величина $X_{\text{вн}}$ в долях от эк-

вивалентного реактанса генератора соответствует соотношению номинальной мощности генератора и пропускной способности связи.

Определим диапазон значений $X_{\text{вн}}$, в котором увеличение передаваемой мощности при $Q = \text{const}$ характеризуется снижением напряжения на шинах генератора U_1 .

Максимальное значение функции $P = f(U_1)$ определяется из условия

$$\frac{dP}{dU_1} = 0,$$

которое выполняется при

$$b = \frac{2 \cdot U_1^2 - U_c^2}{2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \sin \varphi}. \quad (1.8)$$

Условие (1.8) соответствует максимуму функции $P = f(U_1)$ при напряжении на генераторе U_1 .

На рис. 2 приведены значения активной загрузки генератора в режиме $Q = Q_{\text{ном}} = \text{const}$ при изменении напряжения на шинах для различных величин $X_{\text{вн}}$ при $\cos \varphi = 0,9$ и $U_c = U_{\text{ном}}$.

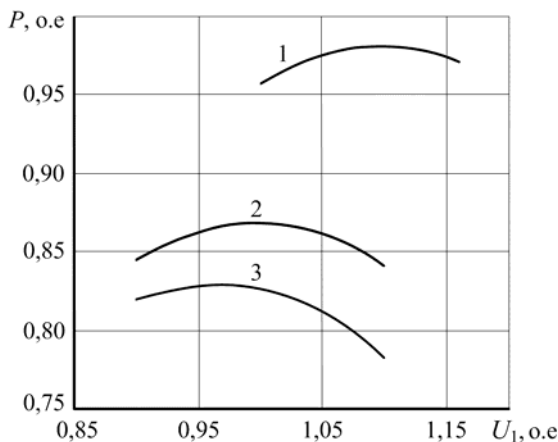


Рис. 2. Величина активной мощности генератора в режиме $Q = Q_{\text{ном}} = \text{const}$:
1 — $U_m = 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$, $b = 1,63$; 2 — $U_m = U_{\text{ном}}$, $b = 1,15$; 3 — $U_m = 0,96 \cdot U_{\text{ном}}$, $b = 1$

Максимальному значению P_{max} соответствует определенное значение напряжения на шинах генератора, обозначим его как U_m .

Если напряжение на шинах генератора U_1 ниже соответствующего для рассматриваемой схемы значения U_m , то предельная величина выдачи мощности ограничивается режимом достижения $Q = Q_{\text{ном}}$. Дальнейшее увеличение выдачи активной мощности невозможно.

Из (1.8) следует, что при $b = 1,63$ величина $U_m = 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$. Следовательно, в схемах, характеризующихся $b > 1,63$, где внешний реактанс системы больше генераторного, предел передаваемой мощности соответ-

ствует режиму достижения $Q = Q_{\text{ном}}$, поскольку допустимый уровень напряжения на генераторе ниже значения $U_m = 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$.

С использованием (1.7) и (1.8) получаем выражение для максимального значения выдаваемой мощности при $Q = Q_{\text{ном}} = \text{const}$.

Подставляя (1.8) в (1.6), имеем:

$$P_{\text{max}} = \frac{P_{\text{проп}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{U_1^2 - (0,5 \cdot U_c)^2}. \quad (1.9)$$

И далее, U_1^2 из (1.8) подставляем в (1.9)

$$P_{\text{max}} = \frac{P_{\text{проп}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{U_c \cdot U_{\text{ном}} \cdot b \cdot \sin \varphi + \frac{U_c^2}{4}}, \quad (1.10)$$

$$P_{\text{max}} / P_{\text{ном}} = \frac{1}{U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot b} \cdot \sqrt{U \cdot U_{\text{ном}} \cdot b \cdot \sin \varphi + \frac{U_c^2}{4}}. \quad (1.11)$$

Из условия $P_{\text{max}} / P_{\text{ном}} \leq 1$ из (1.11) – следует выражение:

$$b \geq \frac{U_c \cdot \sin \varphi + 1}{2 \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi^2}. \quad (1.12)$$

Таким образом, в схемах с $X_{\text{вн}}$, соответствующим условию (1.12), максимальное значение выдаваемой мощности при $Q = Q_{\text{ном}}$ не превышает номинальную мощность генератора.

Предельный режим генератора по аperiodической устойчивости определяется достижением угла по передаче $\delta = 90^\circ$, значение реактивной мощности в этом режиме равно:

$$Q = \frac{U_1^2}{X}.$$

Таким образом, ограничение режима по реактивной мощности генератора возможно, если

$$Q_{\text{ном}} \leq \frac{U_1^2}{X}$$

или

$$P_{\text{проп}} \cdot b \cdot \sin \varphi \leq \frac{U_1}{U_c} \cdot P_{\text{проп}}$$

или

$$b \leq \frac{U_1}{U_c} \cdot \frac{1}{\sin \varphi}. \quad (1.13)$$

Активная мощность генератора в этом режиме равна

$$P/P_{\text{ном}} = \frac{U_1 \cdot U_c}{X} / \frac{b \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos \varphi}{X} = \frac{U_1 \cdot U_c}{U_{\text{ном}}^2 \cdot b \cdot \cos \varphi} \quad (1.14)$$

или

$$P/P_{\text{ном}} = \operatorname{tg} \varphi \cdot \frac{U_c^2}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (1.15)$$

Условие (1.13) ограничивает диапазон относительных значений $X_{\text{вн}}$, соответствующих схемам, в которых предельные режимы выдачи мощности при $Q = Q_{\text{ном}}$ определяются режимными ограничениями генератора.

В схемах со значением $X_{\text{вн}}$, превышающим условие (1.13), предельные режимы выдачи мощности определяются условиями апериодической статической устойчивости.

Ограничим диапазон допустимых режимов уровнем напряжения на шинах $U_1 = 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$.

Тогда максимальное значение $X_{\text{вн}}$, при котором предел выдаваемой мощности соответствует максимуму функции $P = f(U_1)$, равно:

$$b = \frac{2,42 - \left(\frac{U_c}{U_{\text{ном}}} \right)^2}{2 \cdot \sin \varphi}.$$

В результате выполненного анализа установлено, что условия ограничения предельных режимов при $Q = Q_{\text{ном}} = \text{const}$ определяются значениями внешнего реактанса $X_{\text{вн}}$ для рассматриваемой схемы:

- при $X_{\text{вн}}(Q)_1 \leq \frac{U_c \cdot \sin \varphi + 1}{2 \cdot U_0 \cdot \cos \varphi^2}$ максимальное значение выдаваемой

мощности ограничивается номинальной мощностью генератора $P_{\text{max}} = P_{\text{ном}}$;

- при $X_{\text{вн}}(Q)_3 \geq \frac{U_1}{U_c} \cdot \frac{1}{\sin \varphi}$ максимальное значение выдаваемой мощ-

ности P_{max} ограничивается пропускной способностью связи;

- при $X_{\text{вн}}(Q)_2 \geq \frac{2,42 - \left(\frac{U_c}{U_{\text{ном}}} \right)^2}{2 \cdot \sin \varphi}$ максимальное значение выдаваемой

мощности достигается при максимально допустимом напряжении генератора $U_1 = 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$. При меньших значениях внешнего реак-

танса максимальное значение выдаваемой мощности имеет место при напряжении на генераторе $U_1 < 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$;

- в диапазоне значений $X_{\text{вн}}(Q)_2 > X_{\text{вн}} > X_{\text{вн}}(Q)_1$ максимальное значение выдаваемой мощности определяется условием:

$$P/P_{\text{ном}} = \frac{U_c}{U_{\text{ном}}} \cdot \frac{\sqrt{4 \cdot X_{\text{вн}} \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \sin \varphi + 2 \cdot U_c^2 - \left(\frac{U_c}{U_{\text{ном}}}\right)^2}}{2 \cdot X_{\text{вн}} \cdot \cos \varphi}. \quad (1.16)$$

Выражение (1.16) получено путем подстановки значения U_1 из (1.7) в (1.5).

- в диапазоне значений $X_{\text{вн}}(Q)_3 > X_{\text{вн}} > X_{\text{вн}}(Q)_2$ максимальное значение выдаваемой мощности определяется условием:

$$P/P_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{1,21 \cdot U_c^2 - (1,21 - b \cdot \sin \varphi)^2}}{b \cdot \cos \varphi}. \quad (1.17)$$

Выражение (1.17) получено из (1.5) при $U_1 < 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$.

Относительные значения внешнего реактанта $X_{\text{вн}}$ для различных значений коэффициента мощности приведены в табл. 1

Таблица 1

Значения внешнего реактанта $X_{\text{вн}}$ при различных значениях $\cos \varphi$

$\cos \varphi$	$X_{\text{вн}}(Q)_1$	$X_{\text{вн}}(Q)_2$	$X_{\text{вн}}(Q)_3$
0,8	1,25	1,18	1,83
0,85	1,06	1,35	2,09
0,9	0,89	1,63	2,52

Учитывая, что напряжение на шинах генератора не должно превышать $U_1 \leq 1,1 \cdot U_0$, из (1.7) при $U_c = U_0 = 1$ имеем:

$$b \cdot \sin \varphi \leq 0,71. \quad (1.18)$$

Условие (1.18) определяет существование максимальных режимов выдачи мощности P_{max} при $Q = Q_{\text{ном}}$ при снижении напряжения генератора.

На рис. 3–5 приведены характеристики предельной мощности генератора в зависимости от величины внешнего реактанта связи $P_{\text{max}} = f(X_{\text{вн}})$ в режиме $Q = Q_{\text{ном}} = \text{const}$ при различных коэффициентах мощности генератора для трех значений $U_1 = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}$, $U_1 = 1,0 \cdot U_{\text{ном}}$, $U_1 = 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$.

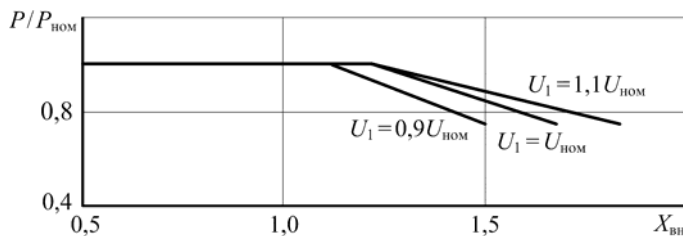


Рис. 3. Максимальная выдача мощности генератора $Q = Q_{\text{ном}} = \text{const}$, $\cos \varphi = 0,8$

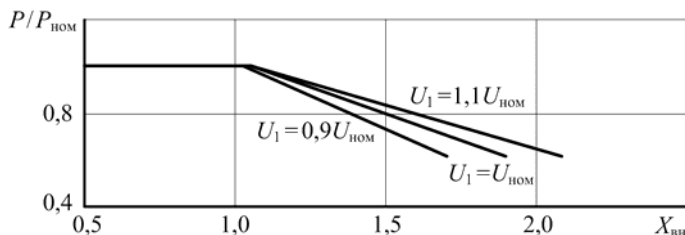


Рис. 4. Максимальная выдача мощности генератора $Q = Q_{\text{ном}} = \text{const}$, $\cos \varphi = 0,85$

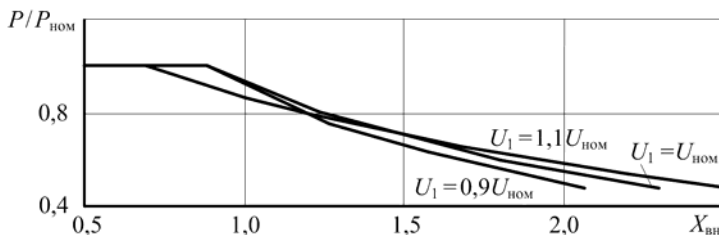


Рис. 5. Максимальная выдача мощности генератора $Q = Q_{\text{ном}} = \text{const}$, $\cos \varphi = 0,9$

Из рис. 3 следует, что при $\cos \varphi = 0,8$ максимальный режим выдачи мощности имеет место при максимальном значении напряжения на генераторе.

При $\cos \varphi = 0,8$ режим при достижении $Q = Q_{\text{ном}}$ является предельным по активной мощности, в этом случае при выходе на $Q = Q_{\text{ном}}$ невозможно дальнейшее увеличение загрузки со снижением напряжения на генераторе.

При $\cos \varphi = 0,85$ (см. рис. 4) максимальный режим выдачи мощности, в основном, достигается при максимальном уровне напряжения на генераторе.

При $\cos \varphi = 0,9$ (см. рис. 5) диапазон значений $X_{\text{вн}}$ разбивается на зоны:

- первая – предельный режим P_{max} достигается при напряжении $U_1 = U_{\text{ном}}$;
- вторая – при напряжении $U_1 = 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$.

На рис. 6–8 с использованием данных рис. 3–5 приведены границы области предельных режимов, определяемые достижением реактивной мощности номинального значения $Q = Q_{\text{ном}}$. Предельные режимы определены при различных коэффициентах мощности генератора.

На приведенных рисунках даны следующие обозначения:

$P_{\text{пр.1}}$ – предел выдачи мощности, обусловленный номинальной мощностью генератора;

$P_{\text{пр.2}}$ – предел выдачи мощности, обусловленный пропускной способностью связи;

$P_{\text{пр.3}}$ – предел выдачи мощности, обусловленный достижением током ротора генератора допустимого значения ($E_{q \text{ доп}} = 1,06 \cdot E_{q \text{ ном}}$);

$P_{\text{пр.4}}$ – предел выдачи мощности, обусловленный достижением реактивной мощностью генератора номинального значения при $U_1 = 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$;

$P_{\text{пр.5}}$ – предел выдачи мощности, обусловленный достижением реактивной мощностью генератора номинального значения при $U_1 < 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$.

В результате анализа установлены три диапазона значений внешнего реактansa $X_{\text{вн}}$ (о.е.), которым соответствуют различный характер ограничения предельной загрузки генератора: номинальная активная мощность генератора, номинальная реактивная мощность $Q = Q_{\text{ном}}$, предел статической устойчивости связи генератор – система.

Приведенные зависимости позволяют оценить для каждого диапазона значений внешнего реактansa $X_{\text{вн}}$ максимальную величину выдаваемой мощности генератора P_{max} в зависимости от коэффициента мощности $\cos \varphi$.

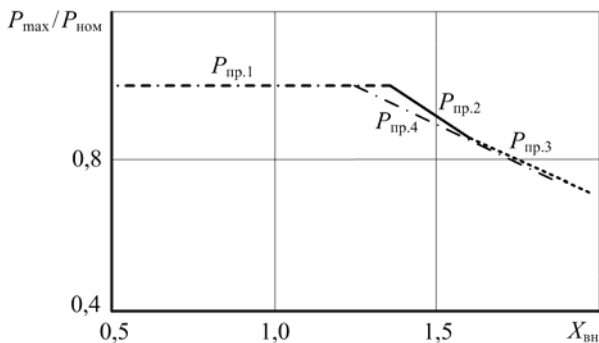


Рис. 6. Максимальная выдача мощности генератора, $\cos \varphi = 0,9$

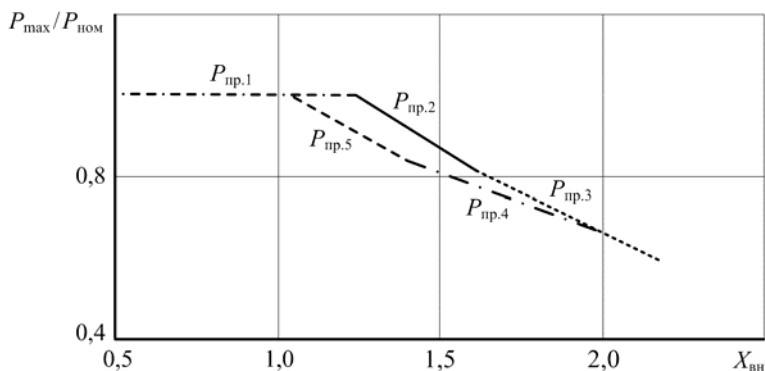


Рис. 7. Максимальная выдача мощности генератора, $\cos \varphi = 0,85$

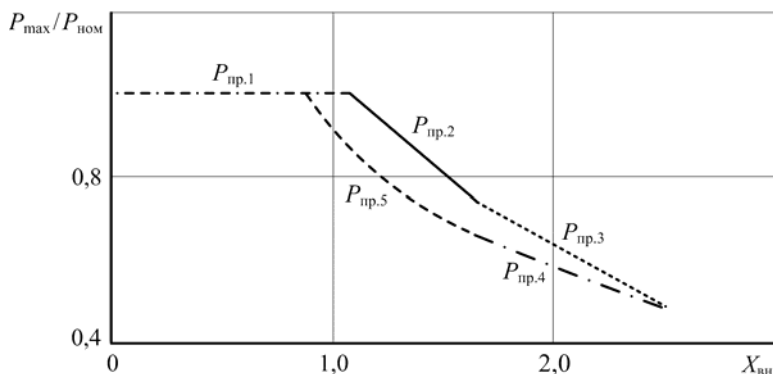


Рис. 8. Максимальная выдача мощности генератора, $\cos \varphi = 0,9$

При значениях $X_{\text{вн}} \leq X_{\text{вн}}(Q)_1$ максимальное значение выдаваемой мощности обеспечивается на уровне номинальной мощности генератора.

При значении $X_{\text{вн}} > X_{\text{вн}}(Q)_3$ максимальное значение выдаваемой мощности определяется пропускной способностью связи.

Диапазон $X_{\text{вн}}$, ограниченный значениями $X_{\text{вн}}(Q)_1$ и $X_{\text{вн}}(Q)_2$, характеризуется тем, что в этих схемах максимальное значение выдаваемой мощности в режиме $Q = Q_{\text{ном}} = \text{const}$ достигается при снижении напряжения на шинах генератора.

В диапазоне $X_{\text{вн}}$, ограниченном характеристиками $X_{\text{вн}}(Q)_2$ и $X_{\text{вн}}(Q)_3$, при достижении $Q = Q_{\text{ном}}$ расчет невозможен, так как отсутствует увеличение выдаваемой мощности при снижении напряжения на генераторе.

Анализ зависимостей, приведенных на рис. 5–7 позволяет заключить, что:

- существует диапазон относительных значений $X_{\text{вн}}$, характеризующихся различием величин пределов передаваемой мощности, определенных при $Q = Q_{\text{ном}}$ и при допустимом токе ротора ($E_{q \text{ доп}} = 1,06 \cdot E_{q \text{ ном}}$);
- в указанном диапазоне $X_{\text{вн}}$ значения пределов передаваемой мощности в режиме $Q = Q_{\text{ном}}$ меньше предельных мощностей, определенных при $E_{q \text{ доп}} = 1,06 \cdot E_{q \text{ ном}}$;
- снижение предела в режиме $Q = Q_{\text{ном}}$ по сравнению с режимом в схеме генератор – шины бесконечной мощности составляет до 15%.

1.2. Ограничение по току ротора и статора

Значение номинального тока ротора генератора пропорционально $E_{q \text{ ном}}$, которое определяется условием:

$$E_{q \text{ ном}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{(U^2 + Q_{\text{ном}} \cdot X_q)^2 + (P_{\text{ном}} \cdot X_q)^2}$$

или в относительных единицах:

$$E_{q \text{ ном}} = U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{1 + X_{q\%}^2 + 2 \cdot X_{q\%} \cdot \sin \varphi}, \quad (1.19)$$

где $X_{q\%} = X_q \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}^2}$.

Принимаем

$$E_{q \text{ доп}} = 1,06 \cdot E_{q \text{ ном}}. \quad (1.20)$$

Для векторной диаграммы установившегося режима работы синхронной машины, соответствующей векторам E_g , U_1 , U_c , справедливо следующее соотношение:

$$U_1^2 = \frac{1}{X_q + X} \left[(U_c \cdot X_q)^2 + (E_q \cdot X)^2 + 2 \cdot X \cdot X_q \cdot U_c \cdot E_q \cdot \cos \delta \right] \frac{1}{2}. \quad (1.21)$$

где δ – угол между векторами E_g и E_c .

Учитывая, что

$$X_q = X_{q\%} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}, \quad S_{\text{ном}} = b \cdot P_{\text{проп}}, \quad P_{\text{проп}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{X},$$

имеем:

$$X_q = X_{q\%} \cdot \frac{X}{b}. \quad (1.22)$$

Подставляя (1.22) в (1.21), получаем:

$$U_1^2 = \frac{1}{(1+a)^2} \cdot \left[(U_c \cdot a)^2 + E_q^2 + 2 \cdot U_c \cdot E_q \cdot a \cdot \cos \delta \right], \quad (1.23)$$

где

$$a = \frac{X_{q\%}}{b}. \quad (1.24)$$

Из (1.23) имеем

$$\cos \delta = \frac{1}{2 \cdot U_c \cdot E_q \cdot a} \cdot \left[U_1^2 \cdot (1+a)^2 - (U_c \cdot a)^2 - E_q^2 \right]. \quad (1.25)$$

Величина активной мощности генератора в режиме достижения током ротора допустимого значения имеет вид:

$$P_{\max} = \frac{E_{q \text{ доп}} \cdot U \cdot \sin \delta}{X(1+a)}. \quad (1.26)$$

$$P_{\max} / P_{\text{ном}} = \frac{E_{q \text{ доп}} \cdot U_c \cdot \sin \delta}{1+a} \cdot \frac{1}{b \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos \varphi}. \quad (1.27)$$

Учитывая, что $P_{\max} / P_{\text{ном}} \leq 1$, из совместного рассмотрения уравнений (1.27) и (1.25) получаем полное уравнение 4-й степени для $X_{\text{вн}}$.

Решение этого уравнения $X_{\text{вн}}(E_q)_1$ определяет границу значений внешнего реактанса. В схеме с внешним реактансом $X_{\text{вн}} \leq X_{\text{вн}}(E_q)_1$ предельный режим выдачи мощности определяется номинальной мощностью генератора, отсутствует ограничение режима по величине тока ротора.

Предельному режиму, определяемому пропускной способностью связи, соответствует уравнение:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_c \cdot \sin \delta_{\text{л}}}{X}, \quad (1.28)$$

или из равенства уравнений (1.26) и (1.28)

$$\frac{E_{q \text{ доп}} \cdot \sin \delta}{U_1 \cdot (1+a)} = 1. \quad (1.29)$$

Из совместного рассмотрения уравнений (1.25) и (1.30) определяется величина реактанса $X_{\text{вн}}(E_q)_2$, соответствующая пределу пропускной способности связи.

В табл. 2 приведены значения $X_{\text{вн}}(E_q)_1$, $X_{\text{вн}}(E_q)_2$ и соответствующие относительные значения реактивной мощности Q и тока статора $I_{\text{ст}}$ для различных уровней напряжения U_1 при $X_{q\%} = 200 \%$.

Таблица 2

Значение $X_{\text{вн}}, \frac{Q}{Q_{\text{ном}}}, \frac{I_{\text{ст}}}{I_{\text{ном}}}$ в различных режимах работы генератора

№ п/п	$\cos \varphi$	U_1	$P_{\text{max}} = P_{\text{ном}}$			$P_{\text{max}} = P_{\text{проп}}$			
			$X_{\text{вн}}(E_q)_1$	$\frac{Q}{Q_{\text{ном}}}$	$\frac{I_{\text{ст}}}{I_{\text{стном}}}$	$X_{\text{вн}}(E_q)_2$	$\frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ном}}}$	$\frac{Q}{Q_{\text{ном}}}$	$\frac{I_{\text{ст}}}{I_{\text{ст. ном}}}$
1	0,8	0,9	1,11	1,0	1,0	1,22	0,92	1,1	0,99
2		1,0	1,24	1,1	1,0	1,35	0,92	1,22	1,04
3		1,1	1,36	1,2	1,10	1,50	0,91	1,13	1,08
4	0,85	0,9	1,01	1,02	1	1,27	0,83	1,18	0,94
5		1,0	1,12	1,1	1,0	1,41	0,83	1,32	0,99
6		1,1	1,22	1,3	1,1	1,53	0,84	1,47	1,06
7	0,9	0,9	0,89	1,02	1	1,3	0,76	1,42	0,93
8		1,0	0,98	1,2	1,0	1,44	0,76	1,58	0,97
9		1,1	1,0	1,4	1,0	1,61	0,75	1,71	1

В схеме с внешним реактансом $X_{\text{вн}}(E_q)_2 \geq X_{\text{вн}} > X_{\text{вн}}(E_q)_1$ предельный режим ограничивается допустимым током ротора. В схеме с $X_{\text{вн}} = X_{\text{вн}}(E_q)_2$ предельный режим генератора характеризуется одновременным достижением допустимого тока ротора и предела передаваемой мощности по связи.

При $X_{\text{вн}} > X_{\text{вн}}(E_q)_2$ ограничение загрузки генератора определяется достижением предела апериодической устойчивости по связи генератор–система.

Для определения характеристик генератора $P, Q, I_{\text{ст}}$ в предельных режимах, определяемых допустимым током ротора, использованы следующие уравнения:

$$Q_{\text{ном}} = b \cdot P_{\text{проп}} \cdot \sin \varphi = \frac{b \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \sin \varphi}{X},$$

$$Q = \frac{U_1^2 - U_1 \cdot U_c \cdot \cos \delta_{\text{л}}}{X},$$

$$\frac{Q}{Q_{\text{ном}}} = \frac{U_1^2 - U_1 \cdot U_c \cdot \cos \delta_{\text{л}}}{b \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \sin \varphi},$$

$$I_{\text{ст}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{U_1},$$

$$I_{\text{ст. ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{U_1},$$

$$\frac{I_{\text{ст}}}{I_{\text{ст. ном}}} = \sqrt{\frac{P^2 + Q^2}{S_{\text{ном}}^2}} = \sqrt{\frac{P^2 + Q^2}{P_{\text{ном}}^2 + Q_{\text{ном}}^2}},$$

$$\frac{I_{\text{ст}}}{I_{\text{ст. ном}}} = \sqrt{\left(\frac{\frac{P}{P_{\text{ном}}}}{1 + \operatorname{tg} \varphi^2} \right)^2 + \left(\frac{\frac{Q}{Q_{\text{ном}}}}{1 + \operatorname{ctg} \varphi^2} \right)^2}.$$

Из данных табл. 2 следует, что условием ограничения допустимого режима генератора является перегрузка по току ротора. Как показал анализ, при определении предельных режимов достижение допустимых величин тока ротора наступает ранее, чем ограничение по току статора.

2. Предельные режимы энергосистемы по условию ограничения режима генераторов в промежуточных узлах

2.1. Влияние синхронной машины в промежуточном узле на величину передаваемой мощности

Для качественной оценки влияния вида ограничения режима синхронной машины на предельные режимы энергосистемы рассмотрим схему рис. 9 с синхронным компенсатором в промежуточном узле, где Q_g – реактивная мощность синхронного компенсатора, а U_g – напряжение на шинах синхронного компенсатора.

При увеличении перетока мощности по связи 1–2 происходит снижение напряжения в промежуточном узле – U_0 , которое приводит к увеличению загрузки СК по реактивной мощности и к увеличению тока ротора. Предельный переток мощности по связи 1–2 определяется выходом режима СК на ограничение по условию достижения номинальной реактивной мощности ($Q_g = Q_{\text{ном}}$) либо условием достижения предельного тока ротора ($E_{q \text{ доп}} = 1,06 \cdot E_{q \text{ ном}}$).

В соответствии с обозначениями на рис. 9 уравнения баланса активной и реактивной мощности в промежуточном узле с напряжением U_0 будут иметь вид:

$$\begin{aligned} \frac{U_1 \cdot U_0}{X_1} \cdot \sin \delta_1 &= \frac{U_0 \cdot U_2}{X_2} \cdot \sin \delta_2, \\ \frac{-U_0^2 + U_0 \cdot U_1 \cdot \cos \delta_1}{X_1} + Q_0 &= \frac{U_0^2 - U_0 \cdot U_2 \cdot \cos \delta_2}{X_2}. \end{aligned} \quad (2.1)$$

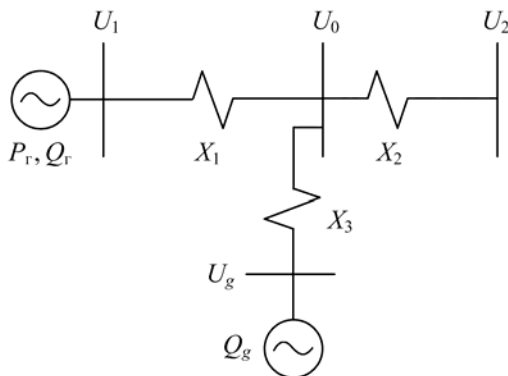


Рис. 9. Схема сети с синхронным компенсатором

При совместном рассмотрении этих уравнений и при исключении тригонометрических функций угла δ_1 получаем:

$$\cos \delta_2 = \frac{U_0^2 \cdot \left[1 + \frac{X_2}{X_1} - \frac{X_2}{U_0^2} \cdot Q_0 \right]^2 + U_2^2 - \left(U_1 \cdot \frac{X_2}{X_1} \right)^2}{2 \cdot U_0 \cdot U_2 \cdot \left[1 + \frac{X_2}{X_1} - U_0^2 \cdot Q_0 \right]}. \quad (2.2)$$

Учитывая, что величина Q_0 определяется напряжениями U_0 и U_g , принимая $\delta_3 = 0$,

$$Q_0 = \frac{-U_0^2 + U_0 \cdot U_g}{X_3}. \quad (2.3)$$

Подставляем (2.3) в (2.2):

$$\cos \delta_2 = \frac{U_0^2 \cdot \left[1 + \frac{X_2}{X_1} - \frac{X_2}{X_3} \cdot \left(\frac{U_g}{U_0} - 1 \right) \right]^2 + U_2^2 - \left(U_1 \cdot \frac{X_2}{X_1} \right)^2}{2 \cdot U_0 \cdot U_2 \cdot \left[1 + \frac{X_2}{X_1} - \frac{X_2}{X_3} \cdot \left(\frac{U_g}{U_0} - 1 \right) \right]}. \quad (2.4)$$

Из (2.4) следует, что режим загрузки связи зависит от уровня напряжения в промежуточном узле U_0 и на шинах СК U_g .

Величины U_0 и U_g определяются видом ограничения режима синхронной машины – по номинальной реактивной мощности $Q_g = Q_{\text{ном}}$ или по допустимому току ротора $E_q = E_{q \text{ доп}}$.

Значение активной мощности по связи 1–2 в режиме ограничения СК определяется уравнением:

$$\frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{проп}}} = \frac{U_0 \cdot U_2 \cdot \sin \delta_2}{X_2} \cdot \frac{X_1 + X_2}{U_{\text{ном}}^2}$$

или

$$\frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{проп}}} = \left(1 + \frac{X_1}{X_2}\right) \cdot \frac{U_0 \cdot U_2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \sin \delta_2. \quad (2.5)$$

2.2. Ограничение по реактивной мощности СК

При ограничении режима по условию достижения выдачи синхронным компенсатором $Q = Q_{\text{ном}}$ справедливы следующие выражения:

$$Q_{\text{ном}} = b \cdot P_{\text{проп}} = b \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{X_1 + X_2}, \quad (2.6)$$

$$Q_{\text{ном}} = \frac{U_g^2 - U_g \cdot U_0}{X_3}.$$

Откуда получаем:

$$U_0 = U_g - b \cdot \frac{X_3}{X_1 + X_2} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{U_g}. \quad (2.7)$$

Соотношение (2.7) определяет величину напряжения в промежуточном узле U_0 в режиме $Q = Q_{\text{ном}}$ при напряжении на шинах СК U_g .

Расчетное значение предельной загрузки связи при $Q = Q_{\text{ном}}$ определяется вычислительными программами при снижении напряжения на шинах синхронной машины, характеризующейся достижением реактивной мощностью заданного значения.

Анализ показывает, что при ограничении режима СК $Q = Q_{\text{ном}}$ величина перетока мощности по связи 1–2 определяется уровнем напряжения U_g . Максимальное значение P_{max} имеет место при сниженном уровне напряжения. При ограничении минимального напряжения $U_g = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ максимальное значение P_{max} соответствует (2.4), при

$$U_0 = (0,9 - b \cdot \frac{X_3}{X_1 + X_2} \cdot \frac{1}{0,9}) \cdot U_{\text{ном}}.$$

В табл. 3 приведены значения $P_{\max}$ при ограничении режима СК $Q = Q_{\text{ном}}$ при различных значениях мощности СК (параметр b) и реактанса замыкания X_3 . Расчеты выполнены в схеме $X_1 = X_2$ при $U_g = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ (столбцы 3, 4, 5).

Таблица 3

Значение U_0 , δ , $\frac{P_{\max}}{P_{\text{прон}}}$ в различных режимах работы СК

№ п/п	$\frac{X_3}{X_1}$	Ограничение по реактивной мощности $U_g = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}$			Ограничение по току ротора $U_g = U_{\text{ном}}$		
		U_0	δ	$\frac{P_{\max}}{P_{\text{прон}}}$	U_0	δ	$\frac{P_{\max}}{P_{\text{прон}}}$
1	2	3	4	5	6	7	8
$b = 0,05$							
1	0,05	0,89	27,8	0,83	0,99	9,9	0,34
2	0,1	0,89	28	0,84	0,99	10,3	0,36
3	0,2	0,89	28,3	0,84	0,99	11,1	0,38
4	0,5	0,88	29,3	0,86	0,98	13,3	0,46
5	1	0,87	30,9	0,89	0,97	16,3	0,54
$b = 0,1$							
6	0,05	0,897	29,6	0,88	0,99	14	0,48
7	0,1	0,894	30	0,892	0,99	14,6	0,50
8	0,2	0,889	30,6	0,904	0,98	15,8	0,53
9	0,5	0,872	32,4	0,934	0,98	18,9	0,63
10	1	0,844	35,2	0,974	0,94	23,2	0,74
$b = 0,2$							
11	0,05	0,89	33	0,97	0,99	19,8	0,67
12	0,1	0,88	33,6	0,98	0,98	20,7	0,70
13	0,2	0,87	34,7	1,0	0,97	22,4	0,74
14	0,5	0,84	37,9	1,04	0,94	26,8	0,85
15	1,0	0,78	42,9	1,07	0,89	33	0,97

2.3. Ограничение по току ротора СК

Из баланса реактивной мощности, учитывая, что $\delta_3 = 0$, имеем:

$$U_g \cdot (X_q + X_3) = E_q \cdot X_3 + U_0 \cdot X_q. \quad (2.8)$$

При

$$d = \frac{X_3}{X_1 + X_2}, \quad X_q = X_{q\%} \cdot \frac{X_1 + X_2}{b}, \quad \frac{X_3}{X_q} = \frac{b \cdot d}{X_{q\%}}$$

имеем

$$U_0 = U_g \cdot \left(1 + \frac{b \cdot d}{X_{q\%}}\right) - E_q \cdot \frac{b \cdot d}{X_{q\%}}. \quad (2.9)$$

Для СК номинальное значение тока ротора соответствует условию

$$E_{q \text{ ном}} = (1 + X_{q\%}) \cdot U_{\text{ном}},$$

а предельно допустимое значение тока ротора может быть определено как:

$$E_{q \text{ доп}} = 1,06 \cdot (1 + X_{q\%}) \cdot U_{\text{ном}}.$$

Величина напряжения в промежуточном узле U_0 в режиме достижения предельно допустимого значения тока ротора запишется

$$U_0 = U_g \cdot \left(1 + \frac{b \cdot d}{X_{q\%}}\right) - 1,06 \cdot b \cdot d \cdot \left(1 + \frac{1}{X_{q\%}}\right) \cdot U_{\text{ном}}. \quad (2.10)$$

При $U_g = U_{\text{ном}}$ получаем

$$U_0 = U_{\text{ном}} \cdot \left[1 - b \cdot d \cdot \left(1,06 + \frac{0,06}{X_{q\%}}\right)\right]. \quad (2.11)$$

В табл. 3 (столбцы 6, 7, 8) приведены параметры режима при $I_p = I_{p \text{ доп}}$. При увеличении перетока мощности по связи 1–2 регулирование возбуждения СК на поддержание постоянства напряжения $U_g = \text{const}$ приводит к увеличению тока ротора. Предельный режим по связи 1–2 определяется ограничением тока ротора допустимым значением.

Из данных табл. 3 следует, что результаты расчета предельных режимов при ограничении синхронных машин по реактивной мощности превышают предельные загрузки, определяемые при учете ограничения по току ротора. В зависимости от параметров схемы предельные значения перетоков мощности могут в разы превышать реально допустимые загрузки связей.

Существенное различие в предельных режимах при различных видах учета ограничения СК определяется тем, что значение предела при

$Q = Q_{\text{ном}}$ рассчитывается при снижении напряжения на шинах U_g . Реальное же значение предельной загрузки связи при учете допустимого тока ротора определяется при исходном уровне напряжения.

2.4. Учет действия автоматической системы перегрузки синхронной машины

Действие системы автоматического ограничения перегрузки тока ротора синхронной машины заключается в следующем.

При превышении допустимой временной зависимости характеристики $E_q = E_{q \text{ доп}}(t)$ осуществляется переход регулирования АРВ на поддержание тока ротора на номинальном значении $E_q = E_{q \text{ ном}}$ с выводом канала регулирования по напряжению.

При ограничении $E_q = E_{q \text{ ном}}$ предельный режим СК определяется номинальным током статора $I_{\text{ст}} = I_{\text{ст. ном}}$.

В этом случае величина напряжения в узле замыкания U_0 равна

$$U_0 = E_q - I_{\text{ст}} \cdot (X_q + X_3).$$

Учитывая, что

$$E_q = U_{\text{ном}} \cdot (1 + X_{q\%}), \quad I_{\text{ст. ном}} = \frac{b \cdot U_{\text{ном}}}{X_1 + X_2}, \quad X_q = X_{q\%} \cdot \frac{X_1 + X_2}{b}, \quad \frac{X_3}{X_1 + X_2} = d,$$

имеем

$$U_0 = U_{\text{ном}} \cdot (1 - b \cdot d). \quad (2.12)$$

При этом

$$U_g = E_q - I_{\text{ст}} \cdot X_q = U_{\text{ном}}.$$

Условие (2.12) определяет значение напряжения в промежуточном узле при ограничении режима СК номинальными токами ротора и статора.

Сопоставление (2.12) и (2.11) показывает, что при переходе на регулирование $E_q = E_{q \text{ ном}}$ и $I_{\text{ст}} = I_{\text{ст. ном}}$ допустимый режим токов СК может быть обеспечен только при более высоком уровне напряжения в промежуточном узле, чем в режиме перегрузки тока ротора. Но более высокий уровень напряжения U_0 соответствует режиму с меньшим перетоком мощности по связи 1–2.

Следовательно, в случае перегрузки синхронной машины, работающей на транзите, режим с номинальными параметрами $E_q = E_{q \text{ ном}}$, $I_{\text{ст}} = I_{\text{ст. ном}}$ может быть обеспечен только за счет снижения перетока мощности по транзиту.

3. Учет ограничений по допустимому току ротора в программных комплексах расчета установившегося режима

Существующие программы установившегося режима используют при расчетах установившихся режимов модель генератора, которая представляет из себя узел с постоянством активной мощности и напряжения.

В [1] отмечено, что режим поддержания напряжения в генераторном узле возможен до тех пор, пока значения токов статора I_r и ротора i_f находятся в допустимых пределах:

$$I_r \leq I_{\text{доп}} = k_i \cdot I_{\text{ном}}, \quad (3.1)$$

$$i_{f \text{ min}} \leq i_f \leq i_{f \text{ доп}} = k_E \cdot i_{f \text{ ном}}, \quad (3.2)$$

где k_i, k_E – предельно допустимые кратности перегрузки по токам статора и ротора.

Выражения (3.1) и (3.2) могут быть учтены тремя способами, описанными в [1]:

Первый способ состоит в том, что при задании генераторов узлом с постоянной активной мощностью и напряжением, после расчета всех параметров режима определяется ток генератора I_r и ЭДС E_q , после чего проверяется выполнение условия (3.1) и условия, равносильного (3.2):

$$E_{q \text{ min}} \leq E_q \leq E_{q \text{ доп}} = k_E \cdot E_{q \text{ ном}}. \quad (3.3)$$

При их нарушении задается новое значение U – меньше исходного, если $I > I_{\text{доп}}$ или $E_q > E_{q \text{ доп}}$, или больше его, если $E_q < E_{q \text{ min}}$. Расчеты повторяются до тех пор, пока не будет получен режим с соблюденными условиями (3.1), (3.3).

Второй способ основан на том, что условиям (3.1), (3.3) задается диапазон располагаемых значений Q_r :

$$Q_{r \text{ min}} \leq Q_r \leq Q_{r \text{ max}}. \quad (3.4)$$

Если условие (3.4) не выполняется, то осуществляется автоматическая замена задания генераторного узла: напряжение U переводится в число вычисляемых переменных, а значение Q_r фиксируется на уровне $Q_{r \text{ min}}$ или $Q_{r \text{ max}}$, после чего расчет повторяется.

Поскольку значения $Q_{r \text{ min}}$ и $Q_{r \text{ max}}$ зависят от U , эти значения пересчитываются для полученных U и расчет вновь повторяется.

Третий способ. При нарушении условия (3.3) генератор вводится неизменной ЭДС E_q , равной $E_{q \text{ min}}$ или $E_{q \text{ доп}}$ за некоторым сопротивлением (X_d или X_q).

Учитывая, что зависимость тока ротора от Q_r нелинейна, оценить перегрузку генератора по току ротора, используя лишь действующее значение реактивной мощности, невозможно. Режим, рассчитанный при модели генератора с постоянными P и U с переходом на модель P, Q , при достижении ограничения $Q_{\max}$ в некоторых случаях не отражает действительности и реальных ограничений в энергосистеме.

В табл. 4, 5 представлены расчетные данные предельных перетоков по сечениям ОЭС Востока. Расчеты проводились в программном комплексе «*Rastr*», предел передаваемой мощности определялся двумя способами:

- при заданных ограничениях $Q_{\min}$, $Q_{\max}$ на генераторах станции путем утяжеления определялся предел мощности, соответствующий итерационной сходимости расчета в ПК *Rastr*;
- при снятых ограничениях $Q_{\min}$, $Q_{\max}$ путем утяжеления определялся предел мощности, соответствующий перегрузке генераторов станции по току ротора.

Расчеты статической устойчивости проводились в режиме зимнего максимума ОЭС Востока 2010 г.

Пределы передаваемой мощности, представленные в табл. 4, 5, обусловлены перегрузкой генераторов Приморской ГРЭС и генератора ТГ-3 Нерюнгринской ГРЭС. Предел передаваемой мощности достигался путем утяжеления режима по заданной траектории и фиксировался при $E_q = 1,1 \cdot E_{q_{\text{ном}}}$ на одном (любом) генераторе исследуемого участка сети. Не производились попытки оптимизировать режим по реактивной мощности и снять токовую перегрузку с генераторов без ограничения выдачи мощности.

Как видно из данных таблиц величина $Q_{\max}$, неверно отражающая перегрузочную способность генератора, накладывает корректировку на величину максимального перетока, определяемого по сечениям.

Выводы

1. Расчетное определение предельных режимов в энергосистеме при учете ограничения режима генератора $Q = Q_{\text{ном}} = \text{const}$ в общем случае характеризуется значениями предельных нагрузок, отличающимися от предельных режимов, определенных при учете реальных ограничений синхронной машины – по токам статора и ротора.

2. Определен диапазон значений внешнего реактанса относительно шин электростанции, в котором предел выдаваемой мощности при ограничении по $Q = Q_{\text{ном}}$ меньше предела при ограничении по току ротора. Максимальное снижение предельного значения составляет ~ 15–16 %.

Таблица 4

Предельные загрузки связи Приморская ГРЭС – Юг ДВЭС

№ п/п	Состав сети связи	Предельная нагрузка контролируемого сечения*	
		Предел по сходимости режима, МВт	Предел, обусловленный перегрузкой по току ротора, МВт
1	Полный	1573	1199
2	Отключена ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная	1166	918
3	Отключена ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка	1455	1170
4	Отключена ВЛ 500 кВ Дальневосточная – Владивосток	1441	1150

* В состав контролируемого сечения входят ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка, Приморская ГРЭС – Дальневосточная и ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Губеров-т, Приморская ГРЭС – Лесозаводск. В исходном режиме нагрузка сечения 8 составляет 1056 МВт.

Таблица 5

Предельные нагрузки связи Нерюнгринская ГРЭС – Зейская ГЭС

№ п/п	Состав сети связи	Предельная нагрузка контролируемого сечения*	
		Предел по сходимости режима, МВт	Предел, обусловленный перегрузкой по току ротора, МВт
1	Полный	226	264
2	Отключена ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПС «Тында»	145	162
3	Отключена ВЛ 220 кВ Тында – Сковородино	164	184

* В состав контролируемого сечения входят ВЛ 220 кВ Нерюнгри – Тында 1, 2.

3. Расчетный предел передаваемой мощности по транзиту при учете ограничения $Q = Q_{\text{ном}}$ на электростанциях в промежуточных узлах существенно выше предельного значения, определенного при учете допустимого тока ротора генераторов.

4. Система автоматического ограничения перегрузки синхронного генератора, расположенного в промежуточном узле транзитной сети, с действием на поддержание номинальных значений тока ротора и статора не обеспечивает нормализацию режима генератора и повышение предельных нагрузок связи.

5. Учитывая неадекватность в общем случае определения предельных режимов при ограничении Q_{max} , расчет предельных режимов необходимо проводить при учете допустимых значений токов ротора синхронных машин.

Список литературы

1. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е. Окин А. А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. — М.: Энергоатомиздат, 1990.

УДК 621.314

Ю. М. Шаргин, к.т.н.; А. Л. Ковязин; Е. Е. Попов; Л. С. Смирнова –
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО ПЕРЕТОКА В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ

При анализе статической аperiodической устойчивости энергосистем предельные перетоки в контролируемых сечениях определяют методом утяжеления режима [1]. В процессе утяжеления режима вследствие перегрузок электрической сети происходит местное и общее снижение напряжения, часть PU -генераторов (с заданными уставками по активной мощности, напряжению и располагаемым диапазоном реактивной мощности $Q_{\min} - Q_{\max}$) переходит в разряд PQ -генераторов (с заданными уставками активной и реактивной мощности) с зафиксированным значением $Q_{\max}$. В [2] предложена методика более точного контроля режима генераторов при расчете установившихся режимов, однако она в промышленных программах расчетов установившихся режимов не нашла применения.

Известно, что PQ -генераторы являются некорректной моделью и могут препятствовать получению заведомо существующего решения [3]. Наличие в расчетной схеме PQ -генераторов разрушает эквивалентность существования и единственности решения уравнений установившегося режима и статической аperiodической устойчивости этого режима. Таким образом, приближенный контроль режима PU -генераторов в процессе балансирования установившегося режима и появление в схеме новых PQ -генераторов при утяжелении режима заведомо искажают параметры предельных по статической устойчивости режимов.

В настоящее время предложен и доведен до практической реализации новый метод расчета установившихся режимов, названный методом эквивалентных преобразований [4], в котором генераторы замещаются ЭДС за поперечной реактивностью (PE_q -модель генератора). Балансирование установившегося режима осуществляется регулированием PE_q -генераторов на поддержание заданных уставок по активной мощности и напряжению. Регулируются модуль синхронной ЭДС E_q и угол между векторами ЭДС и напряжения с контролем значений E_q в пределах $E_{q\min} - E_{q\max}$. В отличие

от классических PQ - и PQ -моделей, PE_q -модель учитывает взаимосвязь процессов регулирования активной и реактивной мощности генератора и обеспечивает автоматический точный контроль допустимости его режима, освобождая расчетчика от контроля за располагаемым диапазоном $Q_{\min} - Q_{\max}$ PQ -генераторов, который зависит от режима генераторов.

В [4] показано, что метод эквивалентных преобразований может быть использован для анализа предельных режимов и имеет ряд преимуществ по сравнению с решением системы узловых уравнений методом Ньютона.

Сопоставление традиционного и нового методов анализа предельных режимов целесообразно провести на конкретном примере определения предельных перетоков и максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемых сечениях Северо-Запад – Центр и Центр – Северо-Запад в перспективной схеме электрического кольца, включающего ОЭС Центра, ОЭС Северо-Запада, энергосистемы Балтии, Белоруссии и Украины (ЭК БРЭЛЛ) на 2016 г. Структурная схема ЭК БРЭЛЛ и линии 750 кВ и 330 кВ, которые входят в состав рассматриваемых сечений, представлены на рис. 1.

К 2016 г. для выдачи мощности ЛАЭС-2 сооружаются РУ 330 и 750 кВ с установкой двух АТ 750/330 кВ мощностью 1000 МВ·А каждый, пять линий 330 кВ, заходы ВЛ 750 кВ ЛАЭС – Ленинградская на ЛАЭС-2 и вторая ВЛ 750 кВ ЛАЭС-2 – Ленинградская. Располагаемая мощность ЛАЭС и ЛАЭС-2 после ввода двух энергоблоков на ЛАЭС-2 достигнет 6340 МВт.

Установленная мощность Киришской ГРЭС с учетом ввода нового блока ПГУ 800 и демонтажей двух энергоблоков суммарной мощностью 340 МВт составит 2560 МВт.

Для усиления связи ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада будет введена в работу ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская, которая включается в состав контролируемых сечений Центр – Северо-Запад, Северо-Запад – Центр.

В энергосистемах Балтии, Белоруссии и Калининградской энергосистеме с учетом вводов энергоблоков на Балтийской АЭС генерация соответствует потреблению.

Загрузка контролируемого сечения Северо-Запад – Центр осуществляется увеличением генерации на крупных электростанциях Северо-Запада (Ленинградской АЭС, Киришской ГРЭС) и уменьшением генерации на станциях Центра (Загорской ГАЭС, Рязанской ГРЭС, Костромской ГРЭС).

При определении предельного перетока в направлении из Центра в Северо-Запад увеличивается генерация на станциях Московской ЭС, Рязанской ГРЭС, Костромской ГРЭС разгружаются Ленинградская АЭС и Киришской ГРЭС.

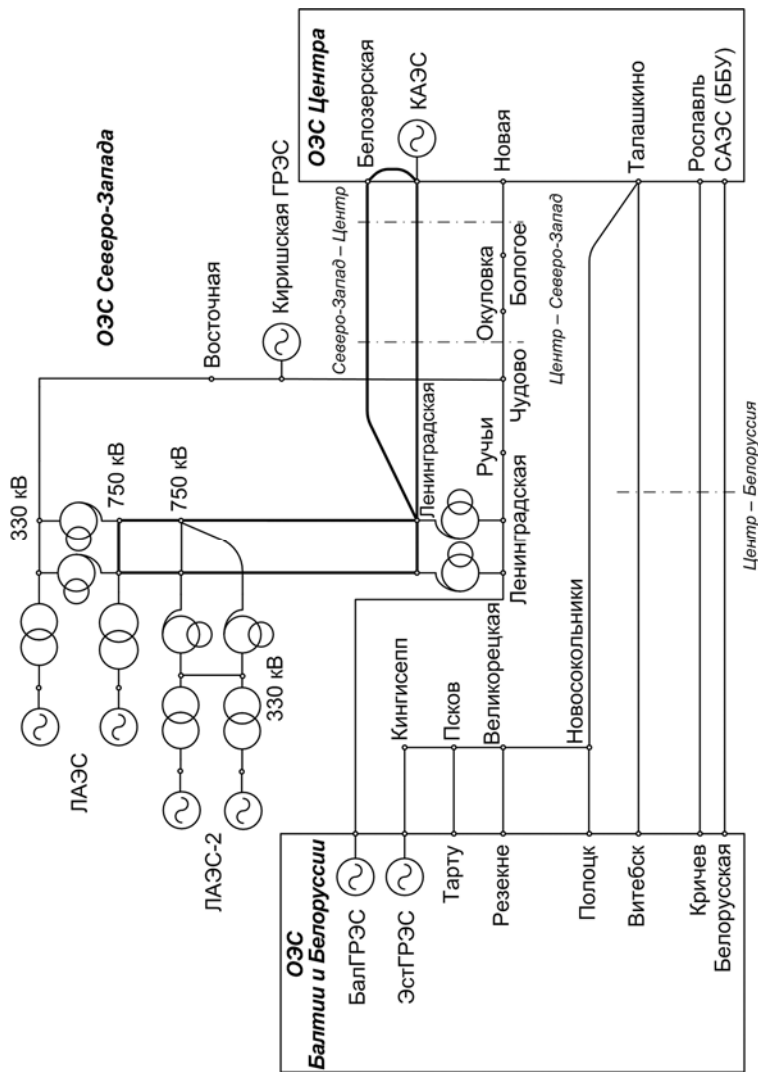


Рис. 1. Структурная схема ЭК БРЭЛЛ

В методе эквивалентных преобразований нарушение сходимости итеративного процесса проявляется в «провороте» векторов ЭДС PE_q -генераторов, начиная с генераторных узлов, в которых невозможно свести баланс мощности. Поэтому в ходе утяжеления режима можно получить серию режимов не только до, но и после нарушения устойчивости, и четко зафиксировать предельные перетоки в контролируемых сечениях. Кроме того, при достаточно малых изменениях координат режима в процессе его утяжеления можно получить полную имитацию процесса нарушения статической устойчивости по заданной траектории утяжеления. Для определения допустимого шага утяжеления при непрерывном (от шага к шагу) изменении координат режима были проведены сопоставительные расчеты, которые показали, что на достижение предельного режима требуется порядка 1000 шагов. При этом на каждом шаге происходит перераспределение генерации 6 МВт. При утяжелении режима за 5000 шагов значения предельных перетоков по сравнению с утяжелением за 1000 шагов различаются не более чем на 35 МВт (практически совпадают).

При утяжелении режимов PE_q -модель генераторов позволяет автоматически отслеживать располагаемый диапазон реактивной мощности в узлах с эквивалентными генераторами, объединяющими несколько однотипных генераторов. Если траектория утяжеления предполагает значительное уменьшение или увеличение мощности эквивалентного генератора, превышающее номинальную мощность одного или нескольких генераторов, возникает необходимость отключения или включения генераторов (изменения числа включенных генераторов), что приводит к изменению располагаемого диапазона реактивной мощности. Для этого при использовании PE_q -модели генераторов достаточно изменить значение x_q эквивалентного генератора.

На рис. 2 и 3 представлены графики изменения контролируемых координат режима в процессе перераспределения генерации между Северо-Западом и Центром при перетоке мощности в сторону Центра и Северо-Запада соответственно.

На рис. 2а представлены графики изменения перетоков в контролируемых сечениях. Как видно из рисунка за чуть более чем 1000 итераций (со скоростью утяжеления 5 МВт/шаг) обеспечивается плавное достижение максимального перетока в исследуемом сечении Северо-Запад – Центр). Максимальный переток в нормальной схеме по сечению составляет 6340 МВт. Переток в сечении Центр – Белоруссия также увеличился, но не достиг предельного значения (нет пика с последующим сползанием).

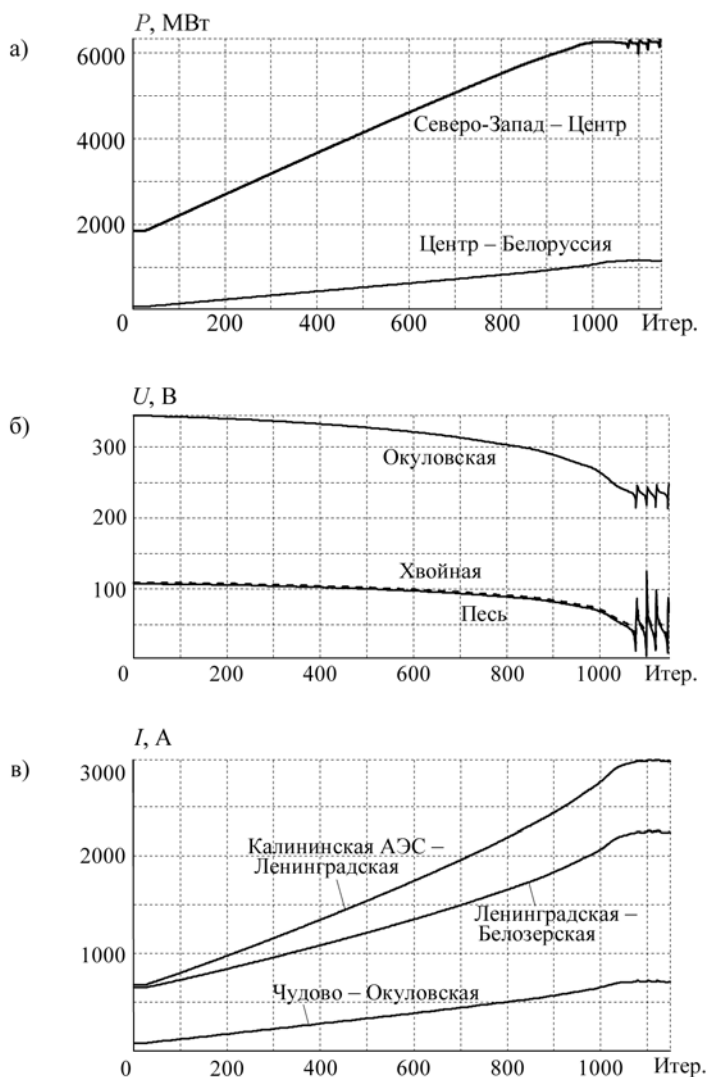


Рис. 2. Изменение параметров в сечении Северо-Запад – Центр в процессе утяжеления режима: а) перетока активной мощности; б) уровней напряжения в узлах; в) токов в сетевом оборудовании

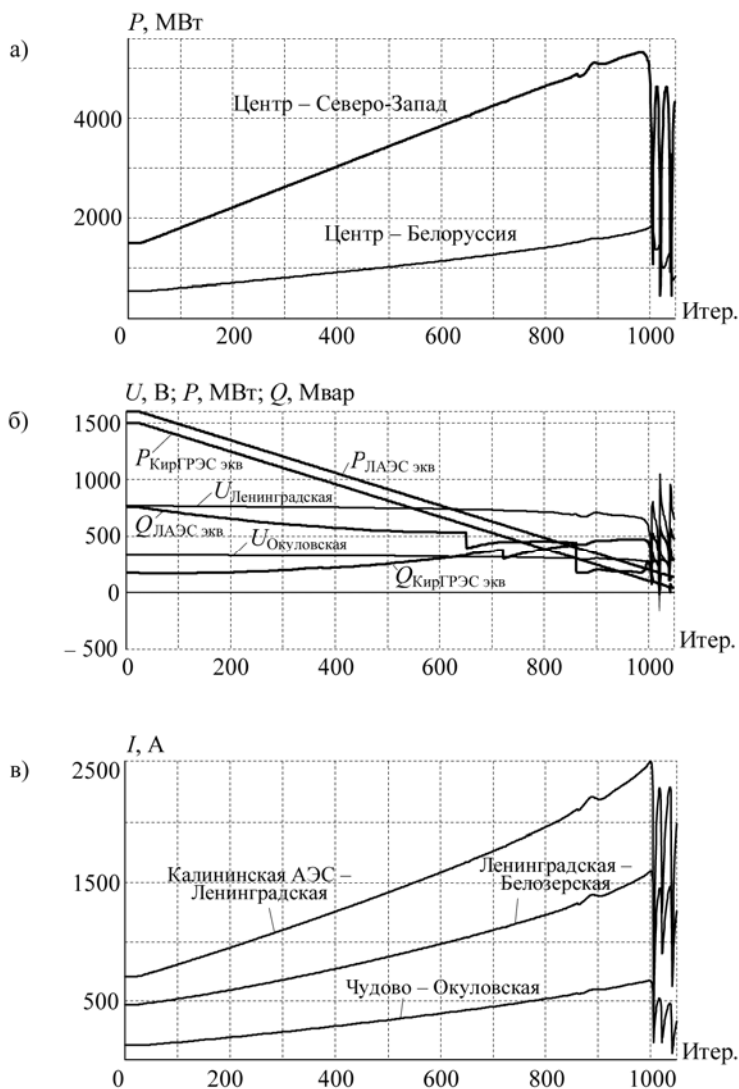


Рис. 3. Изменение параметров в сечении Центр – Северо-Запад в процессе утяжеления режима: а) перетока активной мощности; б) уровней напряжения, активной и реактивной мощности в узлах; в) токов в сетевом оборудовании

В процессе утяжеления осуществляется контроль уровней напряжений и токов. На рис. 2б представлены графики изменения напряжения, которые показывают, что основной причиной нарушения аperiodической устойчивости является значительное снижение напряжения в сети 330 и 110 кВ после того, как исчерпан запас по реактивной мощности у генераторов Калининской АЭС и ОЭС Северо-Запада (ЭДС E_q достигла максимального значения $E_{q \max}$). Как видно из рисунка снижение напряжения в нагрузочных узлах 110 кВ и ниже является следствием снижения напряжения в опорных узлах более высокого класса напряжения. Анализируя рисунок, получаем переток мощности, соответствующий коэффициенту запаса по напряжению, который составляет 6290 МВт. На рис. 2в представлена токовая загрузка линий, входящих в сечения, из анализа которой можно судить о достижении максимального перетока ВЛ 750 кВ Ленинградская – Калининской АЭС на 721 шаге утяжеления. Зная шаг, не составляет труда определить соответствующий переток мощности в сечении Северо-Запад – Центр (5150 МВт).

При определении предельного режима сечения Центр – Северо-Запад часть однотипных генераторов на Ленинградской АЭС, Киришской ГРЭС объединены и заданы в схеме в виде эквивалентных генераторов. На рис. 3а представлены графики изменения перетоков в контролируемых сечениях, на рис. 3б – графики изменения напряжения, на рис. 3в – представлена токовая загрузка линий, входящих в сечение. Дополнительно на рис. 3б приведены графики, отображающие процесс изменения активной и реактивной мощности тех блоков Ленинградской АЭС, Киришской ГРЭС, которые были представлены эквивалентами. Отключение генераторов на АЭС и ГРЭС сопровождается скачкообразным изменением реактивной мощности генераторов, перетоков по сечениям и напряжений, после чего быстро восстанавливается плавное изменение режима.

В целом, приведенные рисунки позволяют определить величину максимально допустимого перетока (при условии известной величины амплитуды нерегулярных колебаний) в нормальной схеме (без учета аварийных отключений). По аналогии осуществляется определение МДП, с учетом аварийного отключения (АО) сетевого оборудования. Разница заключается лишь в том, что зная шаг (к примеру, момент перегруза по току) в послеаварийном режиме необходимо определять переток в сечении именно по рис. 2а, 3а, т. е. определять переток в доаварийном режиме.

Результаты расчетов сведены в табл. 1 (для сечения Северо-Запад – Центр) и в табл. 2 (переток в сторону Северо-Запада, сечение Центр – Северо-Запад). В таблицах обозначено:

$P_{\text{пр}}$ – предельная мощность в сечении по статической аperiodической устойчивости;

$(1 - K_P) \cdot P_{\text{пр}}$ – переток мощности, соответствующий коэффициенту запаса по активной мощности $K_P = 0,2$ в доаварийном режиме или $K_P = 0,08$ в послеаварийном режиме;

$P_{\text{до/ав}}(P_{\text{доп}}^{\text{п/ав}})$ – переток мощности в доаварийном режиме, соответствующий перетоку $P_{\text{доп}}^{\text{п/ав}} = 0,92P_{\text{пр}}^{\text{п/ав}}$ в послеаварийном режиме;

$P_{\text{до/ав}}(U_{\text{доп}}^{\text{п/ав}})$ – переток мощности в доаварийном режиме, соответствующий напряжению в узлах нагрузки $U_{\text{доп}}^{\text{п/ав}} = U_{\text{кр}} / 0,9$ в послеаварийном режиме;

$P_{\text{до/ав}}(I_{\text{доп}}^{\text{п/ав}})$ – переток мощности в доаварийном режиме, соответствующий допустимому току связей $I_{\text{доп}}^{\text{п/ав}}$ в послеаварийном режиме с перегрузкой, разрешенной в течение 20 минут при заданной температуре окружающей среды;

$P_{\text{м}}$ – максимальный переток активной мощности;

$P_{\text{н.к}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний.

Полужирным шрифтом выделено значение, уменьшение которого на величину $P_{\text{н.к}}$ позволяет определить МДП сечения в нормальной схеме.

Таблица 1

Расчет предельных перетоков активной мощности в сечении Северо-Запад – Центр в нормальной схеме

Аварийное отключение линии	Перетоки, МВт					
	$P_{\text{пр}}$	$(1-K_P)P_{\text{пр}}$	$P_{\text{до/ав}}(P_{\text{доп}}^{\text{п/ав}})$	$P_{\text{до/ав}}(U_{\text{доп}}^{\text{п/ав}})$	$P_{\text{до/ав}}(I_{\text{доп}}^{\text{п/ав}})$	$P_{\text{м}} + \Delta P_{\text{н.к}}$
–	6340	5072	–	6290	5150	5072
ВЛ 330 кВ Чудово – Окуловская	5630	5180	5487	6060	4702	4702
ВЛ 750 кВ Ленинградская – Калининская АЭС	3889	3578	4240	4740	3880	3880
ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская	4462	4105	4544	5100	3515	3515

Таблица 2

**Расчет предельных перетоков активной мощности
в сечении Центр – Северо-Запад в нормальной схеме**

Аварийное отключение линии	Перетоки, МВт					
	$P_{пр}$	$(1 - K_p) P_{пр}$	$P_{до/ав}(P_{доп}^{н/ав})$	$P_{до/ав}(U_{доп}^{н/ав})$	$P_{до/ав}(I_{доп}^{н/ав})$	$P_M + \Delta P_{н.к}$
—	5581	4465	—	5450	4872	5072
ВЛ 330 кВ Чудово – Окуловская	4587	4220	4570	4936	4455	4702
ВЛ 750 кВ Ленинград- ская – Кали- нинская АЭС	3325	3075	3529	3782	3514	3880
ВЛ 750 кВ Ленинград- ская – Бело- зерская	3720	3422	3670	4100	3460	3460

Для сравнения, аналогичные расчеты были проведены в ПК *RastrWin*. В табл. 3 и 4 сведены результаты, полученные в ПК *Rastr* и в ПК, основанном на методе эквивалентных преобразований (колонки «*Rastr*» и «МЭП» соответственно).

Таблица 3

Предельные перетоки активной мощности в сечении Северо-Запад – Центр

Аварийное отключение линии	$P_{пр}$, МВт		$P(U)$, МВт		$P(I)$, МВт	
	<i>Rastr</i>	МЭП	<i>Rastr</i>	МЭП	<i>Rastr</i>	МЭП
—	5732	6340	5700	6290	5140	5150
ВЛ 750 кВ Ленинград- ская – Калининская АЭС	3702	3889	—	4740	3868	3870
ВЛ 750 кВ Ленинград- ская – Белозерская	4331	4462	—	5100	3497	3501
ВЛ 330 кВ Чудово – Окуловка	5143	5630	—	6060	4705	4702

Таблица 4

Предельные перетоки активной мощности в сечении Центр – Северо-Запад

Аварийное отключение линии	$P_{пр}$, МВт		$P(U)$, МВт		$P(I)$, МВт	
	<i>Rastr</i>	МЭП	<i>Rastr</i>	МЭП	<i>Rastr</i>	МЭП
–	6104	5581	6050	5450	5030	4872
ВЛ 750 кВ Ленинград- ская – Калининская АЭС	3698	3325	–	3320	3687	3514
ВЛ 750 кВ Ленинград- ская – Белозерская	4350	3820	–	3700	3532	3460
ВЛ 330 кВ Бологое – Новая	5305	4887	–	4800	4526	4455

Из табл. 3 и 4 видно, что в предельных режимах наблюдаются значительные отличия, которые могут достигать 600 МВт в нормальной схеме. Главной причиной различий является отсутствие регулирования диапазона реактивной мощности в программном комплексе *Rastr*, что приводит к искажению результатов как в сторону искусственного занижения (см. табл. 3), вследствие большого числа нерегулируемых PQ -генераторов в конце утяжеления, так и в сторону увеличения (см. табл. 4), что имеет место в режимах, в которых часть однотипных генераторов заданы эквивалентом. В ПК *Rastr* возможный контроль располагаемого диапазона реактивной мощности ложится на плечи расчетчика, но учитывая большие объемы расчетов и трудозатратность этого процесса можно предположить, что при исследовании режима нередко опускают данный контроль. В методе эквивалентных преобразований контроль реактивной мощности осуществляется автоматически.

Таким образом, использование метода эквивалентных преобразований с регулируемыми PE_q -генераторами в задачах определения предельных перетоков по статической аperiodической устойчивости имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами. К таким основным преимуществам необходимо отнести:

- учет взаимосвязи процессов регулирования активной и реактивной мощности генераторов и однозначное решение за счет применения адекватной PE_q -модели генератора;
- возможность автоматического отслеживания располагаемого диапазона реактивной мощности в узлах с эквивалентными генераторами, объединяющими несколько однотипных генераторов;

- предоставление полного и точного контроля ограничений режима генераторов при балансировании установившегося режима;
- наглядность и точность определения предела статической апериодической устойчивости.

К недостаткам же метода можно отнести только большее число итераций, необходимое для балансирования установившегося режима, по сравнению с решением системы узловых уравнений методом Ньютона. На расчет задачи может потребоваться несколько сотен итераций [3], но на современных компьютерах разница во времени счета практически незаметна.

Список литературы

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
2. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Окин А. А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергия, 1990.
3. Горништейн В. М. Методы оптимизации режимов энергосистем. – М.: Энергия, 1981.
4. Меркурьев Г. В., Шаргин Ю. М. Устойчивость энергосистем. Книга 2. – СПб: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008.

ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ МОДЕЛИ МНОГОСВЯЗНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ИХ СОБСТВЕННЫМИ ДИНАМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ

Анализ существующих подходов, моделей и методов, используемых отечественными и зарубежными специалистами при решении задач оптимизации динамических свойств энергосистем (ЭЭС), указывает на три основные тенденции развития соответствующих современных программно-математических разработок: переход к решению частичной проблемы собственных значений для ЭЭС большой размерности, повышение эффективности поисковых процедур за счет использования более гладких аппроксимирующих функционалов качества и усиление значимости вопросов согласования настроек системных стабилизаторов и связанных с ними вопросов наблюдаемости и управляемости локальных и системных составляющих движения. Современные программные средства повышения демпфирования колебаний (зарубежные пакеты *SIMPOW*, Швеция; *MASS* и *PEALS*, Канада; *SMAS3*, Испания; *DYNSPACK*, Австралия; пакет ПОИСК, СПбГУ, Россия и др.) могут являться примерами разработок, в высокой степени реализующими указанные тенденции.

На примере одной из широко используемых программно-математических разработок ПОИСК 1 [1] и известной тестовой схемы энергосистемы (схема Витторио–Рымареску) проведена оценка эффективности общепринятых расчетных моделей (в виде системы линеаризованных дифференциальных уравнений движения) и методов исследования и повышения демпферных свойств ЭЭС. Показано, что такие модели и методы являются мощным и одновременно тонким инструментом, приводящим к совместимым разносторонним результатам анализа и синтеза демпферных свойств. Полная согласованность корневых, частотных и временных проявлений динамических свойств системы при расчетно-теоретическом подходе может быть использована в решении проблем синтеза альтернативных моделей для оценки адекватности и эффективности последних. В то же время, необходимо отметить, что исходные данные, используемые для построения этих моделей, не всегда отражают реальные свойства системы. Общеизвестны сложности, возникающие при моделировании нагрузок

сети и демпферных свойств турбогенераторов. Исследования показывают, что незначительные изменения режима и других свойств энергосистемы могут приводить к иному конечному результату синтеза параметров систем регулирования. Указанные факторы не позволяют гарантировать достоверность расчетных способов настройки регуляторов применительно к текущим условиям работы ЭЭС. Как одно из перспективных направлений повышения эффективности систем стабилизации предлагается использование адаптивных принципов регулирования, базирующихся на построении моделей, основанных на экспериментальном материале.

Альтернативным направлением расчетных исследований, более тесно связанным с задачами практической стабилизации, является упрощение математических моделей ЭЭС. Анализ возможных приемов эквивалентирования и структурного представления ЭЭС для упрощения их математического описания в задачах обеспечения колебательной устойчивости выявил общие недостатки существующих подходов, определяемые сложностью учета взаимосвязей подсистем и трудностями экспериментального определения их характеристик. В то же время существующая взаимосвязь между частотными характеристиками (ЧХ) и динамическими свойствами энергосистем, а также относительная простота экспериментального получения ЧХ предопределяют преимущественное использование этих характеристик для целей практической настройки и самонастройки системных стабилизаторов.

В качестве перспективного структурного представления сложной системы предлагается описание ее в виде совокупности собственных и взаимных передаточных функций системы W_{ij} относительно выделенных контуров регулирования Φ_i (рис. 1).

Структурная схема, приведенная на рис. 1, не противоречит принципу одноконтурного представления сложной ЭЭС, поскольку часть структуры, рассматриваемая по отношению к каждому из каналов стабилизации (L_1 или L_2), описывается передаточной функцией параметра стабилизации, разомкнутой по данному контуру системы.

Например, относительно $\Phi_1(p)$:

$$L_1(p) = \Delta\omega_1(p) / \Delta U_{\text{вх1}}(p), \quad (1)$$

где $\Delta\omega_1(p)$ и $\Delta U_{\text{вх1}}(p)$ – операторные изображения стабилизирующего и измеренного в точке замыкания канала сигналов.

Такая структурная интерпретация позволяет, с одной стороны, совместить расчетный и экспериментальный подходы к анализу и синтезу динамических свойств многосвязных систем, с другой стороны, – обобщить

многоконтурное и феноменологическое представление исследуемого объекта.

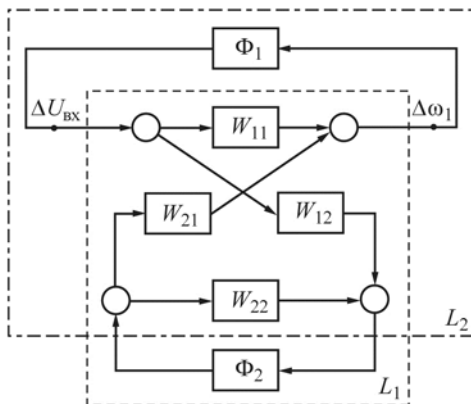


Рис. 1. Двухконтурный структурный граф многосвязной системы

С рассмотренных позиций, как более предпочтительные, выдвигаются предложения, базирующие систему адаптации на использовании совокупности частотных характеристик режимных параметров, входящих в закон регулирования, формировании на их основе системной модели и поиске коэффициентов регулирования, обеспечивающих требуемые динамические свойства системы.

При данном подходе учитывается, что ЧХ, полученные в условиях нормальной работы, несут информацию об основных динамических свойствах ЭЭС в той мере, в какой они проявляются в используемом для идентификации режимном параметре. При этом объективно выполняются основные требования к моделям – относительная простота и адекватное отражение существенных динамических свойств энергосистемы (на уровне границы ее статической устойчивости).

Предлагаемый подход позволяет обобщить структурные представления одной и той же сложной системы при разном количестве выделяемых для оптимизации контуров регулирования.

На основании формулы Мейсона [2] и общего ряда контуров по заданным передаточным функциям (ПФ):

$$\bar{W}_{ij} = \bar{W}'_{ij} / \Delta_n, \quad \Phi_i = \Phi'_i / \Phi'' , \quad \text{где } i, j = 1, n, \quad (2)$$

может быть записан искомым характеристический полином $D(p)$ с явно выделенными в нем n -регулирующими параметрами $\Phi_i(p)$, $i = 1, n$:

$$D(p) = \Delta_n \Phi^{//n} - \sum_{i=1}^n \Phi^{//n-1} \Phi'_i W_{ii} - \sum_{\substack{i,j \\ j>i}}^n \Phi^{//n-2} \Phi'_i \Phi'_j \bar{W}_{ij} - \\ - \sum_{\substack{i,j,k \\ k>j>i}}^n \Phi^{//n-3} \Phi'_i \Phi'_j \Phi'_k W_{ijk} - \dots - \Phi'_1 \dots \Phi'_n \bar{W}_{1\dots n} . \quad (3)$$

При этом искусственно введенные для упрощения записи взаимные симметричные функции $\bar{W}_{ij}$, $\bar{W}_{ijk} \dots \bar{W}_{1\dots n}$ формируются минорами, составленными из операторного определителя:

$$\bar{W}_{1\dots n} = \begin{vmatrix} W_{ii} & \dots & W_{in} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ W_{ni} & \dots & W_{nn} \end{vmatrix}, \quad i = 1, n . \quad (4)$$

Заметим, что в (2–4) для сокращения опущен оператор p . В качестве составляющих элементов такого описания, как отмечалось, используются системные собственные и взаимные передаточные функции параметров стабилизации (например, отклонения частоты напряжения $\Delta\omega_{ii}$) в нескольких точках регулирования. Эти передаточные функции могут быть рассчитаны и по традиционной системе линеаризованных уравнений и, в общем случае, получены экспериментально, что открывает перспективы практической реализации процедуры стабилизации ЭЭС с учетом многоконтурности регулирования.

Для реализации предлагаемого способа построения многопараметрической модели были разработаны методика и алгоритм получения необходимых передаточных функций на основе системы дифференциальных и алгебраических уравнений, описывающих маловозмущенные режимы в энергосистеме. Конечным результатом работы алгоритма являются численные значения нулей и полюсов передаточных функций, необходимых для формирования характеристического полинома $D(p)$ в соответствии с соотношением (3).

Сложность решения задачи оптимизации настроек регуляторов с использованием такой модели в значительной мере определяется порядком характеристического полинома. Опыт расчета корней числителя и знаменателя передаточных функций $W_{ij}(p)$, показал, что значительная часть из их общего количества равны или близки друг другу. В качестве примера могут быть приведены наборы нулей и полюсов параметра стабилизации $W_{11}(p)$, полученные для одной из станций эквивалентной трехмашинной

схемы ОЭС Сибири. Дифференциальный порядок системы уравнений, описывающих переходные процессы в этой схеме, равен 69. После сокращения совпадающих корней в числителе осталось 15 корней, а в знаменателе 17. С помощью расчетных исследований выявлено также, что в математической модели достаточно отразить только доминирующие составляющие движения системы, определяемые корнями с малыми вещественными частями, участвующими во взаимоперемещениях по комплексной плоскости лишь вблизи мнимой оси. Большинство из оставшихся после сокращения корней имеют действительную часть по модулю больше единицы и могут быть без ущерба для целей управления аппроксимированы дробно-рациональной функцией второго порядка.

В подтверждение последнего вывода на рис. 2 и 3 приведены рассчитанные по полному описанию и по эквивалентным передаточным функциям собственные и взаимные частотные характеристики параметров стабилизации двух выделенных для оптимизации настроек регуляторов генераторов (Γ_1 и Γ_2): $W_{11}(j\omega)$, $W_{12}(j\omega)$, $W_{22}(j\omega)$ и $W_{21}(j\omega)$. Из рисунков следует, что амплитудные (A_ω) и фазочастотные (φ_ω) характеристики практически совпадают и, независимо от порядка модели, проявляют динамические свойства, для выбранных точек наблюдения, только на двух частотах $\omega \approx 5,4$ рад/с и $\omega \approx 7,2$ рад/с.

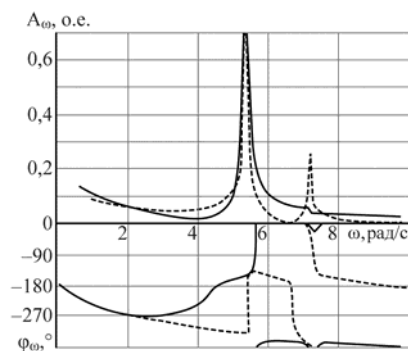


Рис. 2. Частотные характеристики для Γ_1 : $W_{11}(j\omega)$ (—) и $W_{12}(j\omega)$ (----)

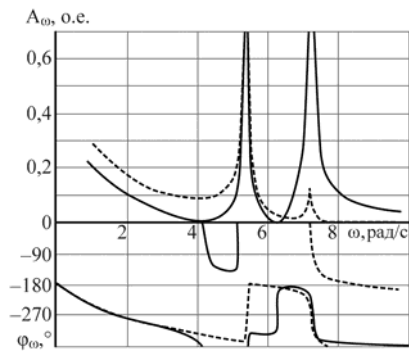


Рис. 3. Частотные характеристики для Γ_2 : $W_{22}(j\omega)$ (—) и $W_{21}(j\omega)$ (----)

Подстановкой эквивалентных передаточных функций в выражение (3) для многопараметрического характеристического полинома получено решение задачи эквивалентирования, при ее трактовке как преобразования исходной математической модели в более простую, сохраняющую основные, существенные для достижения целей управления динамические

свойства системы. В соответствии с предложенной методикой разработаны алгоритм и программа, выполняющие функцию эквивалентирования.

Оценка эффективности применения общей методики и алгоритмов эквивалентирования, включая поисковую процедуру, для управления собственными динамическими свойствами энергосистем была выполнена с использованием упомянутой выше тестовой схемы ОЭС Сибири, имеющей 69-й дифференциальный порядок. Было показано, что предлагаемое построение эквивалентной модели, учитывающей лишь доминирующие составляющие движения системы, не приводит к потере информации, существенной при решении задачи оптимизации настроек АРВ-СД. С этой целью для схемы, относительно двух выбранных контуров регулирования ($\Gamma 1$ и $\Gamma 2$) была построена модель в виде характеристического полинома $D(p)$ седьмого «дифференциального» порядка на основе эквивалентных передаточных функций $W_{11}(p)$, $W_{22}(p)$ и $W_{12}(p)$, определенных по разработанной методике. При сокращении близких нулей и полюсов максимальная допустимая погрешность равнялась 5%.

Из приведенных кривых равного качества (рис. 4) следует, что результаты оптимизации настроек регуляторов по степени устойчивости α в плоскости коэффициентов усиления каналов по отклонению ($K_{0\omega}$) и производной ($K_{1\omega}$) угловой частоты напряжения на шинах станции (значения указаны на зависимостях) с использованием эквивалентной модели не имеют заметной погрешности по сравнению с расчетами по полной модели.

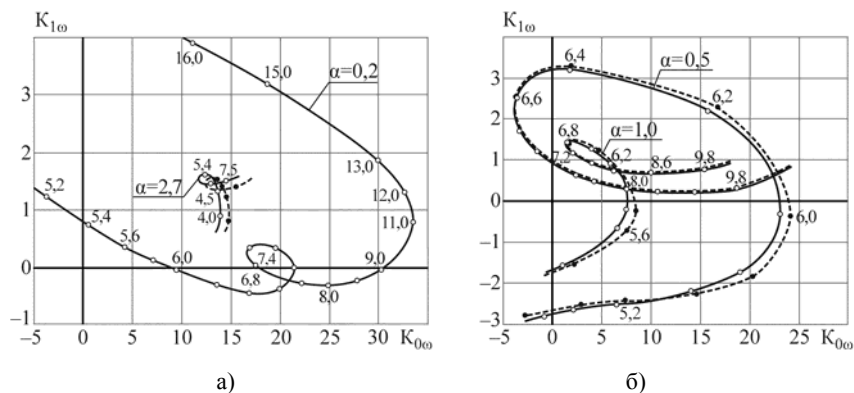


Рис. 4. Кривые Д-разбиения по полной (—•—•) и эквивалентной (---○---) моделям: а) для $\Gamma 1$; б) для $\Gamma 2$; при $K_{0\omega}^{(1)} = 13$, $K_{1\omega}^{(1)} = 1,5$

Таким образом, получена аналитически упрощенная модель многосвязной системы (в соответствии с предложенным соотношением 3), рекуррентная относительно числа выделенных для оптимизации контуров стабилизации, в виде многопараметрического характеристического полинома, элементами которого являются матричные операторы собственных и взаимных передаточных функций параметров стабилизации. Предложено использование такой модели в качестве математического эквивалента полного описания, снижение порядка в котором достигается ограничением числа составных частей полинома количеством выделенных регулирующих станций, исключением избыточности порядка матричных определителей и упрощением передаточных функций с учетом свойств наблюдаемости.

Список литературы

1. Масленников В. А., Руденко П. Ю. Анализ собственных динамических свойств энергосистем и расчет переходных процессов // Известия Академии наук, Энергетика, 1994, № 4. С. 80–89.
2. Дойников А. Н. Применение эффективного структурирования и усовершенствованной формулы Мейсона для синтеза свойств многосвязных систем // Вестник Иркутского регионального отделения АН ВШР России. Научный и общественно-информационный журнал № 1(4), 2004. С. 8–14.

УДК 621.314

Е. Е. Попов, А. В. Севастьянова, А. Л. Ковязин, Л. С. Смирнова –
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

СОПОСТАВЛЕНИЕ СПОСОБОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ В ПРОГРАММАХ РАСЧЕТА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Целью данной статьи является краткое описание математических моделей асинхронного двигателя (АД) в современных программных комплексах (ПК) расчета электромеханических переходных процессов (динамической устойчивости) и сопоставление свойств данных моделей. В качестве современных программ расчета динамической устойчивости были выбраны два отечественных ПК: *Powertron* [1], *Mustang* [2], а также получивший распространение в ОАО «СО ЕЭС» ПК *Eurostag* [3].

Модель АД в ПК *Eurostag*

В ПК *Eurostag* асинхронные машины моделируются двумя способами [3]:

- «Полная» модель. В ней учитываются переходные процессы в статорных и роторных контурах. Данная модель обеспечивает достоверное воспроизведение электромагнитного момента при запуске двигателя и работе под нагрузкой. Кроме того, учитывается подпитка места короткого замыкания (КЗ). Полная модель основана на уравнениях Парка–Горева синхронной машины. Также, в полной модели реализована возможность учета насыщения и вытеснения токов в роторных контурах на основе многоконтурной модели ротора.
- «Упрощенная» модель. Данная модель не учитывает переходные процессы в статоре и роторе. Она соответствует пассивной нагрузке. Упрощенная модель также основана на использовании схемы замещения АД с переменным скольжением, которое определяется решением уравнения движения.

Модель АД в ПК *Powertron*

За основу модели асинхронного двигателя в ПК *Powertron* была взята многоконтурная схема замещения ротора (аналогично с ПК *Eurostag*),

которая также основана на уравнениях Парка–Горева. Число контуров многоконтурной схемы замещения ротора определяется необходимой точностью воспроизведения пусковых характеристик двигателя и конструктивным исполнением ротора. Однако такая модель двигателя трудно реализуема из-за фактического отсутствия экспериментальных частотных характеристик электродвигателей и параметров многоконтурных схем замещения. Заводы-изготовители такой информацией не располагают. Единственной доступной информацией о двигателях являются их каталожные данные. Поэтому в ПК *Powertron* была реализована математическая модель с одним эквивалентным контуром в каждой из осей d и q с переменными параметрами. Для этой модели задаются каталожные параметры. Необходимо заметить, что в модели двигателя с переменными параметрами и замещением реальной системы роторных контуров двумя эквивалентными контурами, по одному в оси d и q , воспроизведение пусковых характеристик можно обеспечить, изменяя непосредственно параметры модели, зависящие от режима машины, либо можно ввести в уравнения специальные переменные параметры, учитывающие зависимость параметров идеализированной машины от ее режима. Подробнее об этом написано в [1].

Модель АД в ПК *Mustang*

В ПК *Mustang* асинхронный двигатель моделируется динамическими характеристиками нагрузки, т. е. шунтом с переменными параметрами с учетом уравнения движения ротора. При этом используются следующие допущения [2]:

- не учитываются электромагнитные переходные процессы; при этом, асинхронный момент зависит от величины квадрата модуля напряжения и величины скольжения s , но не зависит от величины производной по времени ds/dt ;
- уравнение АД соответствует Г-образной схеме замещения без учета активного сопротивления цепи статора;
- вытеснение тока в роторе и насыщение главной магнитной цепи описываются упрощенно.

Сравнение моделей

Для краткого сравнительного исследования математических моделей АД, описанных выше, была использована простейшая схема «генератор (шины бесконечной мощности) – линия – АД». В качестве асинхронного двигателя был взят мощный электродвигатель 4 АЗМ-8000/6000 с параметрами, приведенными в табл. 1.

Таблица 1

Параметры исследуемого АД

$P_{\text{ном}},$ кВт	$U_{\text{ном}},$ кВ	$n,$ об/мин	$S_{\text{ном}},$ %	$\eta, \%$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$M_{\text{макс}},$ о.е.	$M_{\text{пуск}},$ о.е.	$I_{\text{пуск}},$ о.е.	$GD^2,$ кг·м ²
8000	6	2985	0,5	97,6	0,9	2,3	0,95	6	148

Задачей исследования было получение характеристик АД в переходном процессе, вызванным коротким замыканием в точке подключения двигателя. Длительность КЗ: 0,1 с. Параметры шунта КЗ: $R = 0,01$ Ом, $X = 0,2$ Ом.

Активное и реактивное сопротивления линии, связывающей генератор с точкой подключения АД, равны 0,01 Ом и 0,2 Ом соответственно.

На рис. 1–3 показаны графики изменения тока, питающего исследуемый двигатель в ходе переходного процесса.

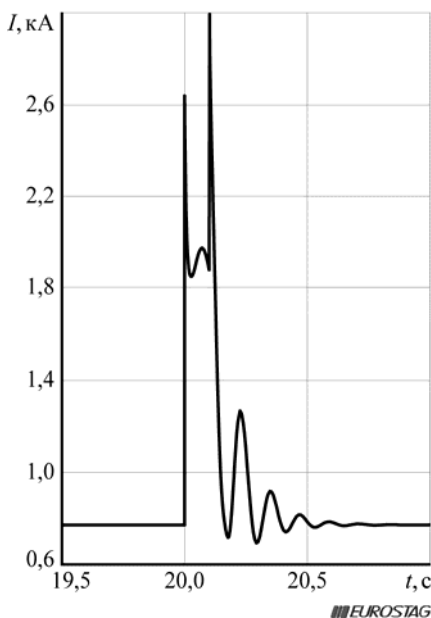


Рис. 1. График изменения тока во времени при КЗ на шинах АД (ПК Eurostag)

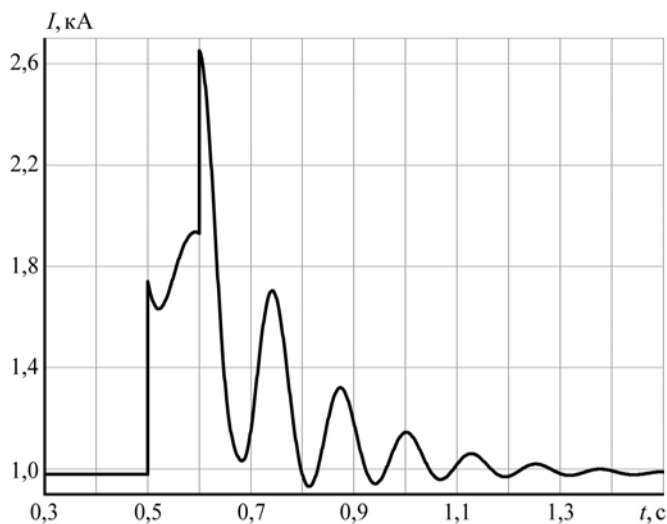


Рис. 2. График изменения тока во времени при КЗ на шинах АД (ПК Powertron)

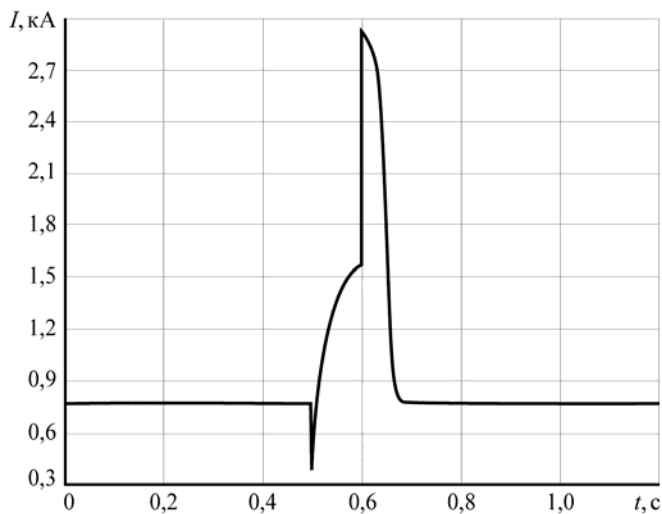


Рис. 3. График изменения тока во времени при КЗ на шинах АД (ПК Mustang)

Выводы

1. Рассмотрены три различных модели АД: две модели на основе уравнений Парка–Горева и одна модель на основе схемы замещения с переменными параметрами, реализованные в ПК *Eurostag*, *Powertrion* и *Mustang* соответственно.

2. «Полная» модель ПК *Eurostag* и модель ПК *Powertrion* наиболее адекватно воспроизводят зависимости электрических величин при простейшем возмущении – коротком замыкании на шинах асинхронного двигателя. В частности они достоверно отражают изменение тока АД в ходе переходного процесса. Несмотря на некоторое различие моделей этих двух программ характер изменения тока в переходном процессе является практически одинаковым. При коротком замыкании вблизи АД двигатель начинает подпитывать точку КЗ, что и видно на графиках (см. рис. 1, 2).

3. Модель ПК *Mustang* показала иной характер изменения тока в ходе переходного процесса, нежели ПК *Eurostag* и *Powertrion*. Недостатки упрощенной модели АД проявляются в отсутствии подпитки точки КЗ, хотя скачок тока после отключения КЗ воспроизводится правильно.

4. Границы применения моделей определяются задачами моделирования и необходимой точностью воспроизведения характеристик асинхронного двигателя [1].

Список литературы

1. Меркурьев Г. В., Шаргин Ю. М. Устойчивость энергосистем. Книга 2. – СПб: Изд. НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008.
2. Mustang, описание алгоритмов и моделей. – Рига, 2004.
3. Eurostag Package Theory Manual. – Tractebel-EDF, 2004.

УДК 621.314

*Н. А. Беляев; Н. В. Коровкин, д.т.н.; О. В. Фролов, к.т.н.;
В. С. Чудный, к.т.н. – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург*

ОПТИМИЗАЦИЯ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В ПЕРСПЕКТИВНЫХ СХЕМАХ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Введение

Регулирование потоков мощности является одним из актуальных направлений повышения эффективности работы энергосистем, поэтому его научные, технические и организационные аспекты представляют собой объект многочисленных научных исследований. Трудности в решении задач регулирования потоков мощности в сетях переменного тока связаны с взаимозависимостью всех перетекающих мощностей. Появление активно-адаптивных устройств (или FACTS-устройств), позволяющих в широких пределах изменять параметры передающих линий и нагрузок, открыло новое направление в решении проблемы регулирования потоков мощности. Новые устройства позволяют значительно улучшать характеристики режимов работы энергосистем, что сделало актуальными задачи их оптимального размещения в энергосистеме и задачи оперативного управления ими с целью обеспечения наилучшего в текущей ситуации режима работы энергосистемы. Одному из возможных общих подходов к решению этих задач посвящена настоящая статья. Предлагается применять обобщения так называемой билинейной теоремы, справедливой для линейных систем. Как будет показано далее, использование этого теоретического результата позволяет оперативно решать и задачи оптимизации режимов работы энергосистемы, и задачи размещения активно-адаптивных устройств, исходя из различных критериев оптимальности.

В первой части статьи рассмотрен предлагаемый подход к определению аналитических зависимостей для активных мощностей, передаваемых между узлами энергетической системы, от параметров активно-адаптивных устройств. Рассматриваемые в этой части задачи линейны, поэтому полученные соотношения, являются «точными» в смысле допущений, которые будут приняты при их выводе. Далее мы откажемся от линейной постановки и принятых допущений и рассмотрим аналитические зависимости как для активных, так и для реактивных мощностей от

параметров активно-адаптивных устройств. В заключении будет рассмотрено приложение полученных результатов к оптимизации потоков активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе мегаполиса Санкт-Петербург и Ленинградская область.

1. Аналитические соотношения для активных мощностей, передаваемых между узлами энергетической системы, при регулировании с помощью активно-адаптивных устройств

Задача расчета активных мощностей в узлах энергосистемы может быть сведена к решению системы линейных уравнений:

$$B\Theta = P, \quad (1)$$

где B – матрица узловых проводимостей;

Θ и P – векторы фазовых углов напряжений и активных мощностей.

После решения (1) активные мощности, передаваемые по линиям, вычисляются из соотношений:

$$P_{im} = (\theta_i - \theta_m) / X_{im},$$

где i и m – номера узлов, между которыми включена линия.

Рассмотрим зависимость решения системы уравнений (1) от величины x , добавляемой к произвольному коэффициенту матрицы $b_{k,j} \in B$. Решение (1) для любой из переменных $\theta_i \in \Theta$ может быть представлено в виде $\theta_i = \Delta_i / \det B$, где Δ_i – определитель матрицы $\hat{B}$, полученной из B , заменой i -го столбца на столбец P . Разложим этот определитель по элементам j -го столбца, в котором находится изменяемый элемент $b_{k,j}$.

$$\Delta_i = \Delta_j^1 b_{1j} + \Delta_j^2 b_{2j} + \dots + \Delta_j^k (b_{kj} + x) + \dots + \Delta_j^n b_{nj} = \tilde{A}_i^{kj} + \tilde{B}_i^{kj} x,$$

где Δ_j^k – алгебраическое дополнение к элементу $b_{k,j}$, $k = \overline{1, n}$ матрицы $\hat{B}$;

$\tilde{A}_i^{kj}$ и $\tilde{B}_i^{kj}$ – некоторые константы, не зависящие от x ;

n – общее число узлов рассматриваемой энергосистемы.

Выполнив аналогичные действия с определителем матрицы B , получим: $\det B = \tilde{C}^{kj} + \tilde{D}^{kj} x$, тогда

$$\theta_i = \frac{\tilde{A}_i^{kj} + \tilde{B}_i^{kj} x}{\tilde{C}^{kj} + \tilde{D}^{kj} x} = \frac{A_i^{kj} + B_i^{kj} x}{C^{kj} + x}. \quad (2)$$

Выражение (2), известное как билинейная теорема, дает искомую зависимость решения (1) от изменения произвольного элемента матрицы B . Отметим, что константы C^{kj} зависят только от расположения элемента $b_{k,j}$ в матрице B , а константы A_i^{kj} , B_i^{kj} – также и от номера i переменной.

Матрица B в рассматриваемых в настоящей статье задачах – это матрица узловых проводимостей. Будем исследовать наиболее общий случай, когда ветвь с изменяемой проводимостью не связана с базисным узлом. Тогда изменение величины проводимости, расположенной между k -м и j -м узлами, на величину x приведет к изменению четырех элементов матрицы B , как это показано на рис. 1.

$$\begin{array}{cc}
 & \begin{array}{cc} k & j \end{array} \\
 \begin{array}{c} k \\ j \end{array} & \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & b_{kk} + x & \cdots & b_{kj} - x & \cdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \cdots & b_{jk} - x & \cdots & b_{jj} + x & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}
 \end{array}$$

Рис. 1. Вхождение параметра x в матрицу узловых напряжений

Соотношение (2) справедливо и в этом случае, что может быть доказано следующим образом. Пусть электрическая цепь содержит одну изменяемую проводимость. Тогда уравнения Кирхгофа для определения всех токов и напряжений в этой электрической цепи могут всегда быть записаны таким образом, чтобы варьируемая проводимость входила только в одно слагаемое в одно из уравнений. Справедливость билинейной теоремы для этого случая показана выше. Если теперь для этой же цепи записать уравнения метода узловых напряжений, варьируемая проводимость будет входить в матрицу проводимостей так, как это показано на рис. 1. Однако форма записи уравнений не может изменить свойств решения, поэтому соотношения (2) выполняются и в этом случае.

Дробно-линейная зависимость от варьируемого параметра x справедлива также и для любой линейной комбинации переменных θ_i , $i = \overline{1, n}$. Покажем справедливость этого свойства решения (1) на примере случая линейной комбинации двух переменных θ_i и θ_m :

$$\begin{aligned} \alpha\theta_i + \beta\theta_m &= \alpha \frac{A_i^{kj} + B_i^{kj}x}{C^{kj} + x} + \beta \frac{W_m^{kj} + R_m^{kj}x}{C^{kj} + x} = \\ &= \frac{(\alpha A_i^{kj} + \beta W_m^{kj}) + (\alpha B_i^{kj} + \beta R_m^{kj})x}{C^{kj} + x} = \frac{D^{kj} + F^{kj}x}{C^{kj} + x}. \end{aligned} \quad (3)$$

При выводе использовано свойство независимости констант знаменателя от номера переменной, отмеченное выше. Используя (3), получаем, что активная мощность, перетекающая между двумя узлами i и m , также является дробно-линейной функцией варьируемого параметра x :

$$P_{im} = \frac{1}{X_{im}}(\theta_i - \theta_m) = \frac{A_{im}^{kj} + B_{im}^{kj}x}{C^{kj} + x}, \quad (4)$$

где P_{im} – активная мощность, передаваемая по линии, соединяющей узлы i и m ;

X_{im} – реактивное сопротивление этой линии;

A_{im}^{kj} , B_{im}^{kj} , C^{kj} – константы, подлежащие определению;

x – варьируемый параметр, имеющий в нашем случае смысл изменения проводимости, вносимого активно-адаптивным устройством в линию, расположенную между узлами k и j . Будем считать, что величина x (в относительных единицах) ограничена неравенствами:

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max}, \quad (5)$$

где величины $x_{\min}$, $x_{\max}$ определяются конкретным видом активно-адаптивного устройства.

Рассмотрим далее метод определения констант A_{im}^{kj} , B_{im}^{kj} , C^{kj} . Для определения трех независимых констант необходимо выполнить три расчета или три независимых эксперимента для определения потоков активной мощности в электроэнергетической системе при различных значениях параметра x_1 , x_2 , x_3 . Эти значения, в общем случае, могут быть выбраны произвольно. В результате этих расчетов или экспериментов должны быть определены перетоки активных мощностей $P^{(1)}$, $P^{(2)}$, $P^{(3)}$ во всех ветвях расчетной схемы. Тогда определение коэффициентов A^{kj} , B^{kj} , C^{kj} сведется к решению систем уравнений вида:

$$\begin{aligned} \frac{A_{im}^{kj} + x_1 B_{im}^{kj}}{C^{kj} + x_1} &= P_{im}^{(1)}, \quad \frac{A_{im}^{kj} + x_2 B_{im}^{kj}}{C^{kj} + x_2} = P_{im}^{(2)}, \quad \frac{A_{im}^{kj} + x_3 B_{im}^{kj}}{C^{kj} + x_3} = P_{im}^{(3)}, \\ i &= \overline{1, n}, \quad m = \overline{2, n}, \quad i < m, \end{aligned} \quad (6)$$

которые при одновременном выполнении неравенств:

$$C^{kj} \neq -x_1, \quad C^{kj} \neq -x_2, \quad C^{kj} \neq -x_3,$$

сводятся к (7). Выполнение этих неравенств гарантируется тем, что все потоки мощности в энергосистеме конечны.

$$\begin{bmatrix} 1 & x_1 & -P_{im}^{(1)} \\ 1 & x_2 & -P_{im}^{(2)} \\ 1 & x_3 & -P_{im}^{(3)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} A_{im}^{kj} \\ B_{im}^{kj} \\ C^{kj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1 P_{im}^{(1)} \\ x_2 P_{im}^{(2)} \\ x_3 P_{im}^{(3)} \end{bmatrix}, \quad (7)$$

$$i = \overline{1, n}, \quad m = \overline{2, n}, \quad i < m.$$

В результате решения систем уравнений (7) будет получен полный набор констант A_{im}^{kj} , B_{im}^{kj} , C^{kj} для заданной схемы. После выполнения этих несложных расчетов можно, пользуясь соотношениями (4), определить потоки мощности между любыми узлами энергосистемы.

Соотношения (4) могут быть с успехом использованы и для оптимизации режима работы энергосистемы [1]. Пусть необходимо определить, каким должно быть значение x_{opt} , обеспечиваемое активно-адаптивным устройством, находящимся между узлами k и j , чтобы активная мощность P_{im} , передаваемая между узлами i и m , принимала определенное оптимальное для данного режима значение, например $\tilde{P}_{im}$. Из (4) находим:

$$x_{opt} = \frac{A_{im}^{kj} - \tilde{P}_{im} C^{kj}}{\tilde{P}_{im} - \tilde{B}_{im}^{kj}}. \quad (8)$$

Для того чтобы полученный режим был реализуем, необходимо выполнение неравенства: $x_{\min} \leq x \leq x_{\max}$. Получение из соотношения (8) значения x_{opt} , выходящего за пределы этого диапазона, информирует о том, что получение требуемой $\tilde{P}_{im}$ с помощью активно-адаптивного устройства, находящегося между узлами k и j , невозможно.

Отметим ряд достаточно общих и полезных для практики свойств систем, содержащих одно активно-адаптивное устройство, которые могут быть легко доказаны с применением билинейной теоремы.

- Свойство 1. При наличии в энергосистеме одного активно-адаптивного устройства максимальное и минимальное значение активной мощности, передаваемое по любой из линий энергосистемы, достигается при крайних значениях x . Действительно, каждая из мощностей – билинейная функция параметра x , причем, как уже отмечалось, на физически реализуемом интервале $x_{\min} \leq x \leq x_{\max}$ все передаваемые

мощности конечны. Следовательно, каждая из мощностей монотонная (монотонно возрастающая или монотонно убывающая) функция x , откуда и следует справедливость свойства 1.

- Свойство 2. При наличии в энергосистеме одного активно-адаптивного устройства максимальная и минимальная чувствительность активной мощности, передаваемой по любой из линий энергосистемы, к изменению параметра регулирования x достигается при крайних значениях x . Это свойство следует из того, что производная дробно-линейной функции на интервале монотонности также монотонная функция. И, следовательно, экстремальные значения достигаются на краях промежутка.

Достаточно подробное описание использования билинейной теоремы для описания энергосистемы с одним активно-адаптивным устройством, выполненное выше, необходимо, по мнению авторов, для пояснения предлагаемого подхода на простейшем примере. Следующие далее обобщения для двух и трех активно-адаптивных устройств в идеологическом плане не отличаются от рассмотренного случая, но их изложение требует значительно более громоздких выкладок, часть из которых будет опускаться, так как они аналогичны рассмотренным выше.

Рассмотрим далее энергосистему, содержащую два активно-адаптивных устройства с параметрами регулирования x_1 и x_2 в линиях, соединяющих узлы k_1, j_1, k_2, j_2 соответственно. В этом случае применение билинейной теоремы дает для перетока мощности между узлами i и m соотношение:

$$P_{im} = \frac{A_0 + A_1 x_1 + A_2 x_2 + A_{12} x_1 x_2}{B_0 + B_1 x_1 + B_2 x_2 + x_1 x_2}, \quad (9)$$

где верхние индексы k_1, j_1, k_2, j_2 у констант для краткости опущены. Чтобы убедиться в его справедливости, рассмотрим систему уравнений (1), в которой произвольным образом изменяются два элемента:

$$b_{k_1, j_1} + x_1 \in B, \quad b_{k_2, j_2} + x_2 \in B.$$

Элементы θ_i вектора Θ системы уравнений (1), можно, как и для системы с одним активно-адаптивным устройством, представить в виде (2). Выражение для Δ_i может быть записано в виде двойной суммы:

$$\Delta_i = \sum_{q=1}^{q=n} \left(\sum_{\substack{p=1 \\ p \neq q, k_2}}^{p=n} \Delta_{j_1, j_2}^{q, p} b_{p j_2} + \Delta_{j_2}^{q, k_2} b_{p j_2} (b_{k_2 j_2} + x_2) \right) b_{q j_1} + \\ + \Delta_{j_1, j_2}^{k_1, k_2} (b_{k_1 j_1} + x_1)(b_{k_2 j_2} + x_2) = A_0 + A_1 x_1 + A_2 x_2 + A_{12} x_1 x_2, \quad (10)$$

где A_0, A_1, A_2, A_{12} – константы, не зависящие от x_1 и x_2 ;

$\Delta_{j_1, j_2}^{q, p}$ – определитель матрицы $\hat{B}$, полученной из B вычеркиванием p -й и q -й строк и j_1 -го и j_2 -го столбцов с соответствующим знаком. Выполнив аналогичные действия с определителем матрицы B , получим выражение, аналогичное (4) для любого элемента вектора решения системы уравнений (1). Далее, повторяя рассуждения, проведенные выше для энергосистемы с одним активно-адаптивным устройством, приходим к выражению (9).

Рассмотрим процедуру определения констант $A_0, A_1, A_2, A_{12}, B_0, B_1, B_2$, входящих в выражение для мощности P_{im} . Необходимо определить 7 констант, поэтому следует выполнить 7 расчетов (измерений) режимов энергосистемы при различных значениях x_1 и x_2 . Задача определения констант сводится к решению системы линейных уравнений седьмого порядка, аналогичной (7):

$$P_{im}^{(x_1, x_2)} = \frac{A_0 + A_1 x_1 + A_2 x_2 + A_{12} x_1 x_2}{B_0 + B_1 x_1 + B_2 x_2 + x_1 x_2}, \\ x_1 \in X_1 \equiv \{x_1^{(1)}, x_1^{(2)}, x_1^{(3)}, x_1^{(4)}, x_1^{(5)}, x_1^{(6)}, x_1^{(7)}\}, \\ x_2 \in X_2 \equiv \{x_2^{(1)}, x_2^{(2)}, x_2^{(3)}, x_2^{(4)}, x_2^{(5)}, x_2^{(6)}, x_2^{(7)}\}, \quad (11)$$

где множества X_1 и X_2 состоят из произвольных значений параметров активно-адаптивных устройств. Решение (11) при неравенстве нулю знаменателя, что как и в случае с одним активно-адаптивным устройством гарантируется конечностью всех $P_{im}^{(x_1, x_2)}$, сводится к решению системы линейных уравнений и может быть легко получено.

Описанный подход может быть применен, если энергетическая система содержит три и более активно-адаптивных устройств. Так, для трех активно-адаптивных устройств, характеризуемых параметрами x_1, x_2 и x_3 и расположенных между различными узлами, для активной мощности, передаваемой между узлами i и m , будем иметь:

$$P_{im} = \frac{A_0 + A_1 x_1 + A_2 x_2 + A_3 x_3 + A_{12} x_1 x_2 + A_{13} x_1 x_3 + A_{23} x_2 x_3 + A_{123} x_1 x_2 x_3}{B_0 + B_1 x_1 + B_2 x_2 + B_3 x_3 + B_{12} x_1 x_2 + B_{13} x_1 x_3 + B_{23} x_2 x_3 + x_1 x_2 x_3}. \quad (12)$$

Соответственно, для использования этого выражения необходимо определить 15 констант и, следовательно, выполнить 15 расчетов режимов

работы энергосистемы при различных комбинациях x_1 , x_2 и x_3 . Определение констант в этом случае, как и в случае с произвольным количеством активно-адаптивных устройств, сводится к решению системы линейных уравнений, аналогичной (7) и (11), и не представляет серьезной сложности даже для моделей энергосистем с высоким уровнем детализации. Поэтому определение констант может выполняться в реальном времени параллельно с изменениями, происходящими в энергосистеме.

Аналогично могут быть получены аналитические выражения для активных мощностей, передаваемых между узлами, для энергосистем с произвольным количеством активно-адаптивных устройств. Важно, что аналитические выражения для перетоков мощностей (4), (9), (12) получаются за 3, 7, 15 расчетов режима ЭЭС одновременно для всех ветвей. При этом константы числителей соотношений различны для каждой из ветвей, а константы знаменателей совпадают. В настоящей статье наше внимание сосредоточено на зависимостях мощностей от параметров активно-адаптивных устройств. Однако в качестве варьируемых параметров могут быть выбраны и проводимости узлов нагрузки. Это еще более расширит область приложений методики, например, для наибыстрейшего восстановления ЭЭС после аварий [1].

Ранее (соотношение (8)) мы показали, как полученное аналитическое выражение (4) может использоваться для оптимизации режима ЭЭС с одним активно-адаптивным устройством. При наличии в ЭЭС большего числа подобных устройств возможны и более сложные, более содержательные постановки задач оптимизации режимов. Отметим, что сами постановки оптимизационных задач возможны благодаря предложенной методике получения аналитических зависимостей, связывающих перетоки мощности и параметры активно-адаптивных устройств.

2. Аналитические соотношения для токов ветвей, напряжений узлов, активных и реактивных мощностей при регулировании с помощью активно-адаптивных устройств

Выше рассматривалась задача оптимизации перетоков активных мощностей, сводящаяся к решению уравнения (1). Это уравнение получено в пренебрежении перетоками реактивных мощностей и в предположении, что линии электропередачи относительно короткие. Важным положительным свойством постановок задач оптимизации перетоков активных мощностей, рассмотренных выше и основанных на (1), является простота целевых функций, получаемых с помощью билинейной теоремы.

В настоящем разделе будет рассмотрено получение аналитических зависимостей от параметров активно-адаптивных устройств для токов ветвей, напряжений узлов, активных и реактивных мощностей энергосистемы без допущений, сделанных при выводе (1). Как отмечалось выше, задача определения токов и напряжений, а также потоков активных и реактивных мощностей в ЭЭС имеет вид:

$$Y\dot{U} = \dot{J}, \quad \dot{S} = \dot{U}_D J^*, \quad (13)$$

где Y – матрица узловых проводимостей;

$\dot{U}$ – вектор узловых напряжений, $\dot{U}_D = \text{diag}(\dot{U})$;

$\dot{J}$ – вектор источников тока;

$\dot{S}$ – вектор полных мощностей.

Эта нелинейная по постановке задача описывает установившийся процесс линейной цепи, поэтому билинейная теорема справедлива и в этом случае. Соответственно, зависимость любого из напряжений $\dot{U}_k \in \dot{U}$ от параметра x активно-адаптивного устройства будет иметь вид

$$\dot{U}_k = \frac{A_{1,k} + A_{2,k}x}{C + x}, \quad (14)$$

где $A_{1,k}$, $A_{2,k}$, C – комплексные константы, для вычисления которых необходимо трехкратное решение (13).

Аналогично для тока $\dot{I}_k$ k -й ветви имеем

$$\dot{I}_k = \frac{B_{1,k} + B_{2,k}x}{C + x}. \quad (15)$$

Мощность, передаваемая по k -й ветви,

$$\dot{S}_k = \dot{U}_k \dot{I}_k^*, \quad P_k = U_k I_k \cos \varphi, \quad Q_k = U_k I_k \sin \varphi.$$

Для определения аналитических зависимостей мощности от параметра x активно-адаптивного устройства воспользуемся выражениями (14), (15). Предварительно определим зависимости действующих значений тока I_k и напряжения U_k , имеющие самостоятельное значение. При этом для сокращения записи индекс k опустим, тогда

$$\begin{aligned} A_{1,k} &\equiv A_1 = a_{1r} + ja_{1x}, & A_{2,k} &\equiv A_2 = -ja_{2r} + a_{2x}, & C &= c_r + jc_x, \\ B_{1,k} &\equiv B_1 = b_{1r} + jb_{1x}, & B_{2,k} &\equiv B_2 = -jb_{2r} + b_{2x}, \end{aligned}$$

где константы a , b и c – вещественны.

Вид констант $A_{2,k}$ и $B_{2,k}$ учитывает, что сопротивление активно-адаптивного устройства реактивное. Подставляя константы в (14) и (15), получим:

$$\dot{U} = \frac{(a_{1r} + ja_{1x}) + (a_{2r} + ja_{2x})x}{(c_r + jc_x) + jx},$$

$$\dot{I} = \frac{(b_{1r} + jb_{1x}) + (b_{2r} + jb_{2x})x}{(c_r + jc_x) + jx}.$$

Опуская громоздкие вычисления, для действующих значений имеем:

$$U = \left(\frac{|A_1|^2 + |A_2|^2 x^2 + 2(a_{1r}a_{2r} + a_{1x}a_{2x})x}{|C|^2 + x^2 + 2c_x x} \right)^{0,5},$$

$$I = \left(\frac{|B_1|^2 + |B_2|^2 x^2 + 2(b_{1r}b_{2r} + b_{1x}b_{2x})x}{|C|^2 + x^2 + 2c_x x} \right)^{0,5}. \quad (16)$$

Выражение для угла φ также может быть получено из (14), (15):

$$\varphi = \varphi_U - \varphi_I = \arctg \left(\frac{c_r a_{1x} - a_{1r} c_x + (c_r a_{2x} - a_{1r} - a_{2r} c_x)x - a_{2r} x^2}{c_r a_{1r} + a_{1x} c_x + (c_r a_{2r} + a_{1x} + a_{2x} c_x)x + a_{2x} x^2} - \frac{c_r b_{1x} - b_{1r} c_x + (c_r b_{2x} - b_{1r} - b_{2r} c_x)x - b_{2r} x^2}{c_r b_{1r} + b_{1x} c_x + (c_r b_{2r} + b_{1x} + b_{2x} c_x)x + b_{2x} x^2} \right). \quad (17)$$

Соотношения (16), (17) позволяют легко получить аналитические выражения для зависимости активной и реактивной мощности от параметра активно-адаптивного устройства. Эти выражения представляют собой «точные» зависимости от x токов, напряжений или мощностей в том смысле, что справедливы тогда, когда справедлива система уравнений (13). Как можно видеть, выражения для токов, напряжений и мощностей носят дробно-полиномиальный характер. Данные зависимости также могут быть использованы для решения оптимизационных задач.

3. Оптимизация режимов работы Ленинградской энергосистемы

Исследования возможностей практического применения данного подхода проводятся на примерах крупных энергосистем. В качестве одного

из таких примеров рассмотрена перспективная схема энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

Ленинградская энергосистема покрывает территорию в 87 100 км² с населением более 6 млн человек. В ее состав входят: объекты генерации, суммарной установленной мощностью более 10,9 ГВт, основные из которых Ленинградская АЭС, Киришская ГРЭС-19, Северо-Западная ТЭЦ, Северная ТЭЦ-21 и Южная ТЭЦ-22; 325 линий электропередачи класса 10–750 кВ; 310 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций 110–750 кВ суммарной мощностью трансформаторов 30,2 ГВ·А. Диспетчерское управление осуществляет филиал ОАО «СО ЕЭС» «РДУ ЭЭС Санкт-Петербурга и Ленинградской области» [2].

Структура схемы Ленинградской энергосистемы типична для мегаполисов. К особенностям таких схем относятся, прежде всего, высокая плотность генерации и потребления электрической и тепловой энергии. Особенностью топологии сети являются характерные для схемы мегаполиса короткие линии электропередач. Климатические условия северо-западного региона таковы, что большую часть года энергосистема вынуждена работать по теплофикационному графику. Стесненные условия плотной городской застройки и высокая стоимость земли затрудняют строительство новых энергетических объектов и требуют максимально эффективной эксплуатации действующих.

С использованием предложенного подхода была решена комплексная задача оптимизации режимов Ленинградской энергосистемы посредством установки одного или нескольких активно-адаптивных устройств и оптимального выбора их параметров. Рассмотрено два критерия оптимизации: минимизация потерь активной мощности в сетях и снижение потоков реактивной мощности по линиям. Решение данной задачи было разделено на два этапа.

На первом этапе определены места установки активно-адаптивного устройства, обеспечивающие наиболее эффективную его работу, а также вычислены его параметры, отвечающие оптимальному по заданному критерию режиму работы энергосистемы. На этом этапе активно использовались теоретические результаты, рассмотренные в данной работе. В качестве основного критерия оптимальной работы энергосистемы принят критерий минимума потерь активной мощности. Активно-адаптивное устройство последовательно переставлялось во все ветви (узлы) схемы и для каждого его положения выполнялась аппроксимация потерь. При заданных одинаковыми для всех сравниваемых режимов мощностях потребителей вычислялось значение параметра активно-адаптивного устройства, соответствующее минимуму потерь. После чего каждому положению

активно-адаптивного устройства приписывалось соответствующее значение мощности потерь. Аналогичным образом проводились расчеты для других критериев. По результатам расчетов следует отметить, что количество вариантов установки активно-адаптивного устройства, обеспечивающего его эффективную работу, не велико – всего около десяти из сотен возможных. Прочие варианты установки эффективной работы устройства не обеспечивают.

На втором этапе произведен выбор типа активно-адаптивного устройства, позволяющего наиболее эффективно управлять режимом сети. Результаты расчетов показали, что установка устройств продольного типа, ввиду указанных особенностей топологии сети, нецелесообразна в данной энергосистеме. Вариант установки активно-адаптивного устройства параллельного типа в узлах, определенных на первом этапе решения, наиболее предпочтителен.

Решение поставленной задачи для Ленинградской энергосистемы представлено ниже в графическом виде. На рис. 2 показаны результаты оптимизации режима энергосистемы по критерию минимума потерь активной мощности (в линиях 110 и 220 кВ) при установке двух активно-адаптивных устройств, мощностью по 50 Мвар каждое. По горизонтальной оси на графике отложены номера узлов, в которые установлены активно-адаптивные устройства, по вертикальной – величина потерь в сети. Темным цветом выделено значение мощности потерь для каждого варианта установки устройства. Светлым цветом выделена величина, на которую удалось добиться снижения потерь с помощью установки устройства в соответствующий узел. То есть, это разница между начальной величиной потерь (при отсутствии активно-адаптивного устройства), обозначенной пунктиром, и величиной потерь, обеспечивающейся при установке устройства в указанный узел. На графике представлены двадцать лучших вариантов. При установке активно-адаптивных устройств в указанные на графике узлы потери активной мощности можно снизить на 4–5 МВт (6–7,5 %).

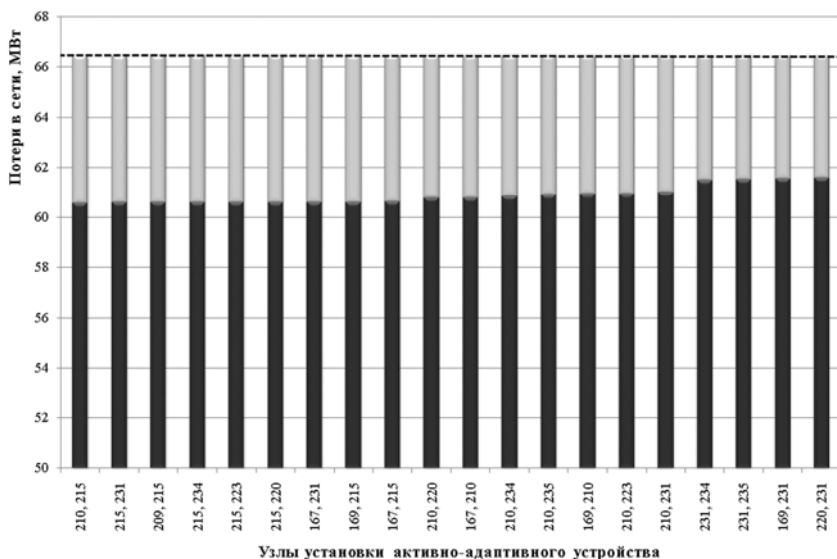


Рис. 2. Снижение потерь активной мощности в сети при установке двух активно-адаптивных устройств

Близкой к задаче минимизации потерь является задача минимизации перетоков реактивной мощности в сети. Переток реактивной мощности является паразитным явлением, вызывая дополнительные потери мощности и напряжения в линиях электропередачи. Поэтому одним из основных рассмотренных нами критериев оптимизации является минимизация перетоков реактивной мощности в сети. Результаты оптимизации режима энергосистемы по данному критерию при установке двух активно-адаптивных устройств представлены на рис. 3. По горизонтальной оси отложены номера узлов установки активно-адаптивного устройства, по вертикальной – суммарный переток реактивной мощности в сети. Темным цветом обозначена величина суммарного перетока реактивной мощности для каждого из вариантов установки устройства, светлым – выделена разница по сравнению с начальным значением суммарного перетока (при отсутствии в сети устройств), обозначенного пунктиром. Варианты установки отсортированы по возрастанию величины перетока. На графике представлены двадцать лучших вариантов. Наиболее эффективна установка активно-адаптивных устройств в узлы 215, 231. В этом случае суммарный переток реактивной мощности в сети можно снизить на

400 Мвар (2,5 % от начального значения). Мощность каждого активно-адаптивного устройства составляет 50 Мвар.

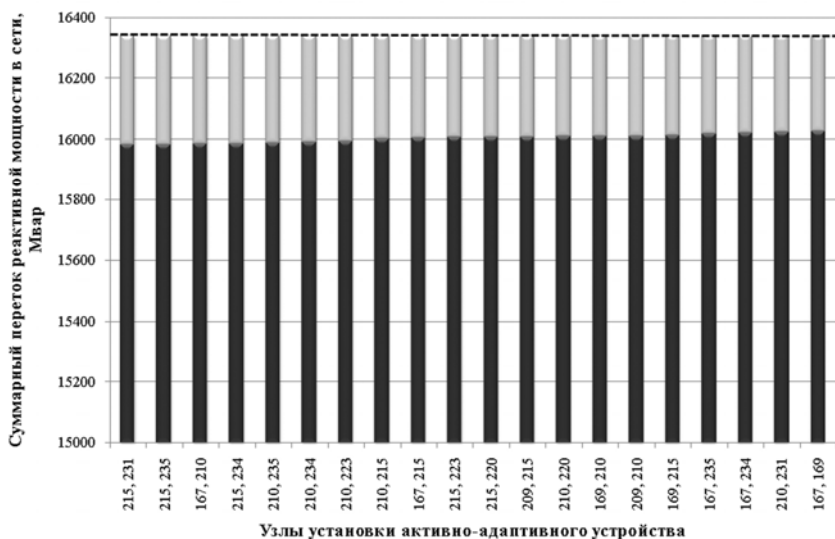


Рис. 3. Снижение перетоков реактивной мощности в сети при установке двух активно-адаптивных устройств

Необходимо отметить, что все полученные результаты проверены и являются достоверными. Проверка производилась путем расчета соответствующих установившихся режимов в ПВК *RastrWin*.

Заключение

Предлагаемый подход позволяет выполнять оптимизацию режимов работы энергосистем любой сложности и конфигурации по заданному набору критериев. Полученные с использованием билинейной теоремы простые дробно-полиномиальные зависимости для режимных параметров позволяют существенно упростить расчеты, что дает возможность получать решение некоторых оптимизационных задач в режиме реального времени. Метод также может быть использован для поиска мест установки и выбора параметров активно-адаптивных устройств.

Выполненные исследования для Ленинградской энергосистемы показали возможность повышения эффективности ее работы при установке нескольких активно-адаптивных устройств и выборе их параметров с

использованием предложенной методики. Следует отметить, что количество вариантов установки этих устройств, обеспечивающих эффективное управление потоками мощности, мало. Предложенный подход позволяет не только определить эти варианты, но и разработать алгоритм управления такими устройствами, обеспечивающий их оптимальную эксплуатацию.

Список литературы

1. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С. Анализ эффективности установки активно-адаптивных устройств в Ленинградской энергосистеме // Материалы 9-й международной научно-практической конференции «Перспективы развития электроэнергетики. Энергоэффективность и энергосбережение» [Электронный ресурс] – М.: 2011.
2. Годовой отчет филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада (техническая часть). – СПб: ОАО «СО ЕЭС», 2009.

УДК 621.314

А. С. Герасимов, к.т.н.; А. Х. Есипович, к.т.н.; И. Б. Романов –
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К СИСТЕМАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ МАШИН

В настоящее время в энергосистемах страны вводится в эксплуатацию большое количество новых энергоблоков, происходит замена морально и физически устаревших генераторов или модернизация их систем возбуждения. Основную долю вновь вводимого оборудования составляют парогазовые установки (ПГУ), выпускаемые зарубежными компаниями, такими как *Siemens, General Electric, Alstom, Ansaldo Energia, Mitsubishi*. При этом системы возбуждения синхронных машин, поставляемых зарубежными компаниями в составе ПГУ, имеют характеристики, которые значительно отличаются от характеристик синхронных машин, выпускающихся российскими производителями.

Одной из причин отличия синхронных машин российского и зарубежного производства является различие требований, предъявляемых к ним и их системам возбуждения российскими и зарубежными стандартами. Вместе с тем требования, содержащиеся в стандартах, формируются на основе практики эксплуатации и диктуются условиями устойчивой и надежной работы энергосистем. ЕЭС России является уникальным по протяженности энергообъединением, динамические свойства которого значительно отличаются от динамических свойств европейских и североамериканских энергосистем. Появление в ЕЭС России генераторов и систем возбуждения, выполненных по другим стандартам, может привести к значительному изменению уровней ее динамической устойчивости. Изложенное делает актуальным выполнение сравнительного анализа технических требований, предъявляемых действующими российскими и зарубежными нормативными документами к синхронным машинам и их системам возбуждения. В Российской Федерации эти требования сформулированы в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ) и стандартах на системы возбуждения, синхронные генераторы и компенсаторы (СК) [1–6]. Технические требования, предъявляемые к системам возбуж-

дения, применяющимся в зарубежных энергосистемах, приведены в стандартах IEEE на системы возбуждения и синхронные машины [7–12].

Сравнительный анализ технических требований отечественных и зарубежных стандартов на системы возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов приведен в табл. 1. Из таблицы следует, что отечественные и зарубежные стандарты на системы возбуждения значительно отличаются как в части требований к собственно возбудителю, т. е. силовому элементу системы возбуждения, так и в части требований к автоматическому регулятору возбуждения, т. е. ее управляющему элементу. Действительно, отечественный стандарт содержит значительно более высокие требования к кратности форсировки возбуждения по току [2, 4–6]: не менее 2 на время от 10 до 50 с в зависимости от типа и мощности генераторов, в то время как такая же кратность по току в зарубежном стандарте предусматривается в течение 10 с вне зависимости от типа и мощности генераторов. Это приводит к тому, что, например, ротор синхронного генератора с косвенной системой охлаждения или СК по отечественному стандарту должен выдерживать двойной ток в течение 50 с, в то время как по зарубежному – всего 10 с, или, как показывает расчет по формуле [12], ротор генератора должен выдерживать в течение 50 с ток кратностью всего около 1,3 от номинальной.

Таблица 1

Сравнительный анализ технических требований отечественных и зарубежных стандартов на системы возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов

№ п/п	Требование	Отечественные стандарты	Зарубежные стандарты	Примечание
1	Ротор синхронной машины должен выдерживать двукратный номинальный ток возбуждения в течение не менее	50 с	10 с (при 50 с – 1,29)	Для генераторов с косвенной системой охлаждения и СК
		20 с	10 с (при 20 с – 1,64)	Для ТГ с непосредственным охлаждением и ГГ с форсированным воздушным или непосредственным водяным охлаждением обмотки ротора
		15 с	10 с (при 15 с – 1,80)	Для ТГ мощностью 800 и 1000 МВт
		10 с	10 с $2,09I_{\text{рот}}$	Для ТГ мощностью 1200 МВт и более
2	Кратность форсировки возбуждения по току	Не менее 2	2,09	В течение 10 с (на практике – 1,9–1,5)

Окончание табл. 1

№ п/п	Требование	Отечественные стандарты	Зарубежные стандарты	Примечание
3	Кратность форсировки возбуждения по напряжению	Не менее 2 для СТН; не менее 2,5 для СТС	Не нормируется	2,0–1,8 (на практике)
4	Релейная форсировка возбуждения	Обязательна со всеми системами возбуждения, включая резервные	Не применяется	
5	Применение быстродействующих систем возбуждения	Генераторы от 60 МВт и больше; СК от 100 МВ·А и больше	Не нормируется	
6	Применение быстродействующих систем возбуждения с АРВ сильного действия	Генераторы от 100 МВт и больше	Не нормируется	
7	Способ определения быстродействия системы возбуждения	Приводится	Приводится	Способы отличаются
8	Запаздывание быстродействующих систем возбуждения при форсировке	Не более 0,02	Не нормируется	
9	Номинальная скорость нарастания напряжения	Не менее 2 о.е./с	Не нормируется	
10	Параметры стабилизации	Не оговариваются	Приводятся	
11	Передаточные функции типовых системных стабилизаторов	Не определены	Заданы	
12	Модели систем возбуждения, регуляторов и системных стабилизаторов	Не приводятся	Представлены	Рекомендуемые структуры регуляторов напряжения для различных типов систем возбуждения и структуры системных стабилизаторов [11]
13	Настройки регуляторов и стабилизаторов	Не приводятся	Приводятся	Приводятся стандартные значения настроек

В составе ПГУ обычно применяются турбогенераторы номинальной мощностью до 800 МВт, российские аналоги которых выдерживают двукратный ток ротора в течение 20 с. Вместе с тем у турбогенераторов, выполненных по западным стандартам, после десятой секунды допустимая перегрузка по току начинает снижаться и к 20 с она составит всего 1,64. Следует обратить внимание, что даже эти менее жесткие по сравнению с российскими стандартами требования зарубежных стандартов к кратности форсировки по току производителями соблюдаются далеко не всегда, так как носят только рекомендательный характер. Поэтому, например, компания *Siemens* при конструировании оборудования, прежде всего, ориентируется на внутренние стандарты, разработанные специалистами компании. Это приводит к тому, что для турбогенератора мощностью 160 МВт газовой турбины SGen5-100A/1000A, который входит в состав, например, ПГУ-450 Уренгойской ГРЭС, кратность форсировки статической системы параллельного самовозбуждения по току, которая должна обеспечиваться в течение 10 с, составляет всего 1,5 вместо 2,09. Точно такая же кратность форсировки по току возбуждения (1,5 на 10 с) заявлена и у генераторов *Siemens* мощностью 270 МВт, предназначенных для работы в составе ПГУ-800 (силовая установка SCC5 4000F 2x1 MS с генераторами 600A/2400A) для блока Пермской ГРЭС.

Кратность форсировки по напряжению западным стандартом вообще не нормируется и составляет, как правило, 1,8–2,0 вне зависимости от типа системы возбуждения. Например, системные испытания, проводившиеся на ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ [13] показали, что кратность форсировки по напряжению систем возбуждения *Siemens*, установленных на генераторах газовых турбин, составляет всего 2,1, в то время как у системы возбуждения генератора паровой турбины концерна «Силовые машины» она составляет 2,5¹.

Анализ зарубежных стандартов показывает, что наличие релейной форсировки в обязательные требования к системам возбуждения не входит. Об этом свидетельствует и опыт аттестации автоматических регуляторов возбуждения, выпускаемых зарубежными компаниями. Так, например, при испытаниях регулятора возбуждения DECS-400 компании *Basler Electric* (США) на физической модели выяснилось, что при аварийных возмущениях, вызванных близкими короткими замыканиями, форсировка возбуждения происходит очень медленно только за счет коэффициента усиления пропорционального канала, величина которого составляет всего 12 номинальных единиц напряжения возбуждения. В рассматриваемой схеме это привело к снижению предела динамиче-

¹ Все генераторы ПГУ изготовлены концерном «Силовые машины».

ской устойчивости на 12 %¹, после чего американские коллеги реализовали релейную форсировку возбуждения. В процессе аттестации релейная форсировка возбуждения была введена дополнительно в регуляторах возбуждения ряда других зарубежных производителей (*General Electric*, *Alstom* и др.).

Требования по применению быстродействующих систем возбуждения в отечественных нормативных документах распространяются на генераторы с номинальной мощностью 60 МВт и выше [2], а согласно [1] на генераторах мощностью 100 МВт и более и для компенсаторов мощностью 100 Мвар и более следует устанавливать быстродействующие системы возбуждения с АРВ сильного действия. Так как быстродействующие системы возбуждения на энергообъектах ЕЭС России без АРВ сильного действия практически не применяются, можно говорить о том, что фактически микропроцессорные регуляторы возбуждения сильного действия устанавливаются в составе цифровых систем возбуждения на все генераторы номинальной мощностью 12 МВт и больше. Вместе с тем зарубежный стандарт не оговаривает типов и мощности генераторов, в составе систем возбуждения которых следует применять системные стабилизаторы. В отличие от АРВ отечественной структуры, в котором каналы стабилизации включены в состав регулятора, западные АРВ системного стабилизатора, как правило, не содержат²: наличие системного стабилизатора в АРВ является дополнительной опцией, которая устанавливается только по требованию заказчика. Так, например, в составе силовой установки SCC5-4000F 2x1 MS с генераторами 600A/2400A для блока ПГУ-800 Пермской ГРЭС стандартно применяются регуляторы возбуждения пропорционального типа.

Следует отметить, что в отечественном и зарубежном стандартах быстродействие систем возбуждения определяется по различным методам [3, 7].

Определим быстродействие типовой системы возбуждения генератора в схеме простой структуры для случая его работы через блочный трансформатор и линию связи на шины неизменного напряжения.

Графические построения для определения скорости нарастания напряжения возбудителя в соответствии с требованиями стандартов показаны на рисунках 1 (IEEE 421.1-2007) и 2 (ГОСТ 173-84) соответственно.

В соответствии с методикой расчета, приведенной в [7], скорость нарастания напряжения возбудителя определяется выражением:

¹ По сравнению с регулятором, оснащенным релейной форсировкой.

² Исключение составляет АРВ DECS-400.

$$v_n = \frac{ce - ao}{(ao) \cdot (oe)} \quad (1)$$

Прямая ac (рис. 1) проведена таким образом, чтобы достигалось равенство площадей фигур acd и $afbd$.

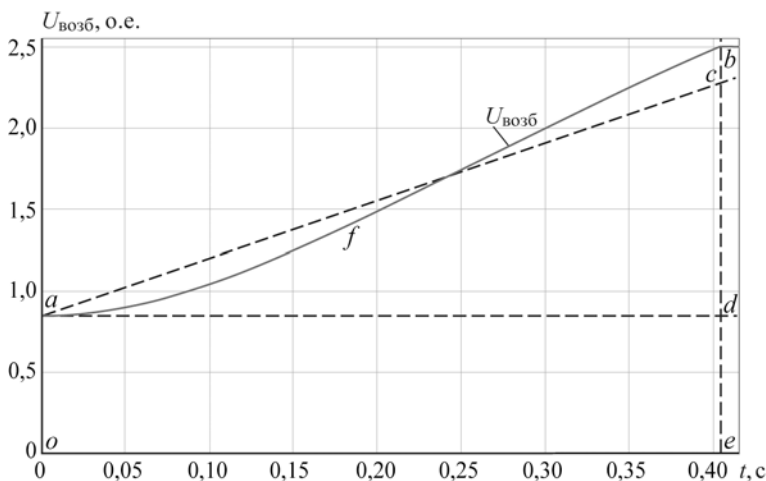


Рис. 1. Определение быстродействия системы возбуждения по методике стандарта IEEE 421.1-2007

Из рисунка: $ce = 2,27$ о.е.; $ao = 0,85$ о.е.; $oe = 0,405$ с.

$$v_n = \frac{2,27 - 0,85}{0,85 \cdot 0,40} = 4,125 \frac{\text{о.е.}}{\text{с}} \quad (2)$$

В соответствии с методикой расчета, приведенной в ГОСТ 183-74, через точку b (рис. 2), в которой разность между предельным напряжением возбудителя и номинальным напряжением составляет 0,632, проведена прямая ab .

Площадь, ограниченная отрезком кривой нарастания напряжения adb и отрезком прямой ab , составляет менее 20 % от площади треугольника abc . Для этого случая скорость нарастания напряжения возбудителя определяется выражением:

$$v_n = \frac{bc}{oa} \cdot \frac{1}{t_1} \quad (3)$$

Из рисунка: $bc = 1,043$ о.е.; $oa = 0,85$ о.е.; $t_1 = 0,28$ с.

$$v_n = \frac{1,043}{0,85} \cdot \frac{1}{0,28} = 4,382 \frac{\text{о.е.}}{\text{с}}. \quad (4)$$

Выполненное сравнение показывает, что быстродействие одной и той же системы возбуждения по западному стандарту [7] оценивается несколько более пессимистично, чем по отечественному стандарту [3]. Однако этим можно пренебречь, так как разница в оценке быстродействия составляет менее 6 %.

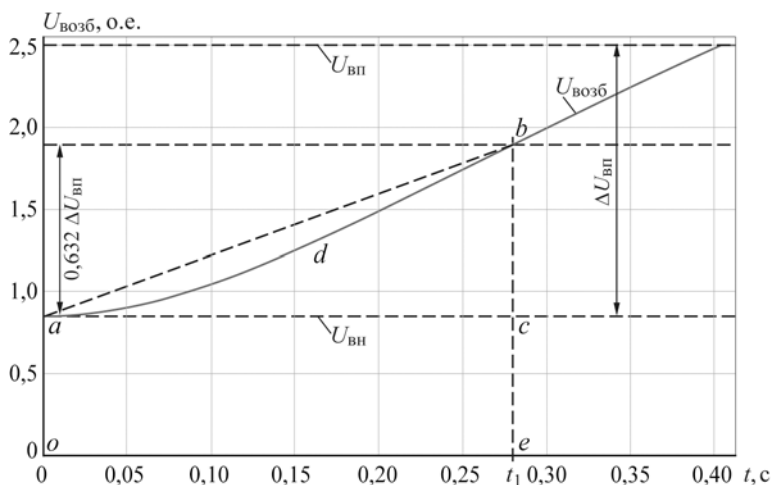


Рис. 2. Определение быстродействия системы возбуждения в соответствии с ГОСТ 173-84

В настоящее время выпускаются системы возбуждения практически только двух типов – тиристорные (независимые и самовозбуждения) и бесщеточные. Все тиристорные системы возбуждения обладают малой инерционностью (не более 50 мс), и поэтому относятся к классу быстродействующих (по классификации [1, 2]).

Быстродействие бесщеточных диодных систем возбуждения зависит от параметров бесщеточного возбудителя. Эффективное использование АРВ сильного действия отечественной структуры в составе бесщеточной системы возбуждения возможно только путем выполнения специальных мер, которые обеспечивают значительное повышение быстродействия возбудителя в «малом» (обратная связь по напряжению возбуждения) и в «большом» (высокие потолки возбуждения возбудителя). Выполнение этих специальных мероприятий снижает эквивалентную постоянную

времени возбудителя до величины 100–120 мс, что является достаточным для того, чтобы удовлетворить требованиям, предъявляемым к быстродействующей системе возбуждения. Вместе с тем в бесщеточных системах возбуждения, выпускаемых зарубежными производителями, специальных мер по повышению быстродействия не применяется. Несмотря на это АРВ сильного действия с системными стабилизаторами (зарубежной структуры) обеспечивают эффективное демпфирование ротора агрегата, что, очевидно, связано с большими возможностями PSS по изменению фазовых соотношений параметров стабилизации путем изменения не только коэффициентов усиления, но и постоянных времени. Так, например, эквивалентная постоянная времени бесщеточного возбудителя компании BHEL (Индия) составляет 350 мс.

Отличительной особенностью зарубежных стандартов является то, что в них подробнейшим образом описаны всех элементы системы регулирования возбуждения: устройства компенсации реактивного тока блочного трансформатора, регуляторов напряжения и системных стабилизаторов рекомендуемой структуры, основных ограничителей и способов их исполнения. В них даже перечислены параметры стабилизации, которые следует использовать в структурах PSS [11].

В российских энергосистемах к управляющим элементам систем возбуждения (регуляторам возбуждения) так же, как и к их силовым элементам (возбудителям) предъявляются повышенные требования, диктуемые структурой и физическими свойствами ЕЭС России, основной особенностью которой является наличие слабых и зачастую сильно нагруженных связей, объединяющих входящие в нее региональные энергосистемы. Эта особенность обуславливает наличие в ЕЭС низкочастотных межсистемных колебаний, которые возникают в режимах максимально допустимых перетоков и при различных технологических нарушениях. В таких условиях значительную роль в обеспечении системной надежности играют автоматические регуляторы возбуждения сильного действия, от правильной и эффективной работы которых во многом зависит демпфирование низкочастотных межсистемных колебаний.

Несмотря на это, в отечественных нормативных документах содержатся очень скудные требования к автоматическим регуляторам возбуждения. Совершенно очевидно, что в современных условиях пробел российских стандартов в части определения технических требований к структуре, функциям и методикам экспертизы микропроцессорных автоматических регуляторов возбуждения сильного действия должен быть восполнен. Об этом, в частности, свидетельствует и опыт испытаний, наладки и проверки на функционирование регуляторов возбуждения оте-

чественных и зарубежных производителей, накопленный в ОАО «НИИПТ» в 2001–2011 гг.

В настоящее время ОАО «НИИПТ» по заказу ОАО «СО ЕЭС» подготовлен проект стандарта «Системные требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов», который определяет технические требования и нормы, предъявляемые к системам возбуждения синхронных генераторов и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия по условиям обеспечения устойчивости параллельной работы электростанции с энергосистемой. В стандарте актуализированы требования к типу систем возбуждения, структуре и функциям автоматических регуляторов возбуждения сильного действия. В него также включены расчетные и экспериментальные методики, устанавливающие правила выбора типа и параметров систем возбуждения, порядок сертификации автоматических регуляторов возбуждения сильного действия, а также порядок проверки правильности и эффективности их настройки с применением цифровых и физических моделей энергосистем.

Выполненный сравнительный анализ позволяет сделать следующие выводы:

1. Требования к системам возбуждения синхронных машин, определяемые отечественными и зарубежными стандартами, значительно отличаются как в части требований к возбудителю, т. е. силовому элементу системы возбуждения, так и в части требований к автоматическому регулятору возбуждения, т. е. ее управляющему элементу.

2. Отечественные нормативные документы содержат значительно более высокие требования к характеристикам силовой части систем возбуждения (кратности и длительности форсировки по напряжению и току возбуждения), а также указывают на обязательность применения релейной форсировки возбуждения, которая зарубежными стандартами не предусматривается.

3. Требования отечественных нормативных документов регламентируют применение быстродействующих систем возбуждения и АРВ сильного действия с генераторами от 100 МВт и больше, в то время как в зарубежных стандартах жестких требований к применению быстродействующих систем возбуждения и системных стабилизаторов с генераторами определенных типов и мощностей не содержится.

4. В зарубежных стандартах большое внимание уделено типовым структурам систем возбуждения, АРВ и системных стабилизаторов, методикам проверки динамических характеристик систем возбуждения и АРВ при пуско-наладочных испытаниях и с помощью цифровых моде-

лей. Отечественные нормативные документы аналогичных материалов не содержат.

5. Российские нормативные документы не содержат требования к структуре, функциям, техническим характеристикам и методикам экспертизы и настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия. Этот пробел в нормативной документации будет восполнен после принятия стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Системные требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов».

Заключение

Применение в российских энергосистемах генераторов, оснащенных системами возбуждения, выполненными по зарубежным стандартам, может привести к значительному снижению уровня системной надежности ЕЭС России, поэтому при приобретении генерирующего оборудования зарубежных компаний необходимо, чтобы их системы возбуждения соответствовали требованиям нормативно-технических документов, действующих на территории Российской Федерации.

Литература

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ, 7-е изд.).
2. ГОСТ 21558-2000 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».
3. ГОСТ 183-74 «Машины электрические вращающиеся. Общие технические условия».
4. ГОСТ 533-2000 «Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия».
5. ГОСТ 5616-89 «Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия».
6. ГОСТ 609-84 «Компенсаторы синхронные. Общие технические условия».
7. IEEE Std 421.1™-2007 – «Основные понятия, используемые в стандартах IEEE на системы возбуждения синхронных машин».
8. IEEE Std 421.2™-1990 – «Руководство по идентификации, испытаниям и оценке динамических характеристик систем регулирования возбуждения».
9. IEEE Std 421.3™-1997 – «Требования к испытаниям на электрическую прочность систем возбуждения синхронных машин».

10. IEEE Std 421.4TM-2004 – «Руководство по подготовке технической документации на системы возбуждения».
11. IEEE Std 421.5TM-2005 – «Рекомендуемая практика работы с моделями систем возбуждения при исследовании вопросов устойчивости энергосистем».
12. IEEE Std C50.13TM-2005 – «Стандарт IEEE на 50 и 60 Гц синхронные генераторы с цилиндрическим ротором номинальной мощностью 10 МВ·А и выше».
13. *Герасимов А. С., Есипович А.Х., Зеккель А. С., Гилев А. М., Грязнов И. Ю., Пайвин А. А., Рейник Д. О.* Оптимизация настройки регуляторов возбуждения генераторов Северо-Западной ТЭЦ для обеспечения ее параллельной работы с энергосистемой NORDEL // *Электрические станции*, № 4, 2004.

УДК 621.314

*А. Х. Есипович, к.т.н.; Д. А. Кабанов; Г. В. Кирьенко;
А. А. Кузьминова; А. Н. Смирнов – ОАО «НИИПТ»,
Санкт-Петербург*

НАСТРОЙКА РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВОЙ И ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В 2001 г. на цифро-аналого-физическом комплексе (ЦАФК) ОАО «НИИПТ» была создана физическая модель энергосистемы Сибири, в которой были проведены комплексные испытания и выполнена настройка первых отечественных цифровых регуляторов возбуждения типа АРВ-М гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС [1]. Опыт эксплуатации показал, что настройка каналов регулирования и стабилизации регуляторов АРВ-М, выполненная в условиях адекватной физической модели энергосистемы, оказалась эффективной и обеспечила устойчивую параллельную работу гидроэлектростанции с ОЭС Сибири.

После аварии, произошедшей 17.08.2009 г., восстановление и создание нового оборудования для Саяно-Шушенской ГЭС было поручено концерну «Силловые машины». Первый этап ликвидации аварии заключался в восстановлении четырех наименее пострадавших гидроагрегатов. При этом рабочая мощность Саяно-Шушенской ГЭС достигла 2560 МВт (40% от установленной мощности). Запуск гидроагрегата № 3 в декабре 2010 г. подвел черту под первым этапом реконструкции Саяно-Шушенской ГЭС, в ходе которого после восстановительного ремонта все четыре агрегата были введены в работу.

В 2011 г. начались работы по реализации второго этапа восстановления станции. В рамках этого этапа (2011–2013 гг.) в машинном зале Саяно-Шушенской ГЭС будут установлены шесть абсолютно новых гидроагрегатов, изготовление которых в настоящий момент ведется концерном «Силловые машины».

На завершающем этапе реконструкции в 2013–2014 гг. новыми гидроагрегатами будут также заменены четыре агрегата, восстановленные в 2010 г. Срок службы новых гидроагрегатов будет увеличен до 40 лет, при этом максимальный КПД гидротурбины составит 96,6%. Будут улучшены ее энергетические и кавитационные характеристики. Также турбины

будут оснащены более эффективной системой технологических защит, действующих на автоматический останов агрегата в случае возникновения недопустимых режимных отклонений контролируемых параметров.

С учетом положительного опыта по настройке АРВ-М в условиях физической модели концерн «Силовые машины» для повышения надежности эксплуатации гидроагрегатов включил в свою инвестиционную программу работы по созданию на ЦАФК физической модели объединенной энергосистемы Сибири для испытаний и настройки современных цифровых регуляторов возбуждения третьего поколения типа *A/R-3МТК* гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС.

Такие испытания были проведены в ОАО «НИИПТ» в 2010 г. За время, прошедшее с предыдущих испытаний, технология настройки микропроцессорных регуляторов возбуждения для конкретных энергообъектов с использованием ЦАФК была значительно усовершенствована [2]. Основным отличием этой усовершенствованной технологии является возможность использования эталонной цифровой модели энергосистемы не только для создания адекватной физической модели, но и для предварительного выбора настройки регуляторов возбуждения с использованием специальных программных средств, позволяющих оптимизировать эту настройку для всего многообразия планируемых схемно-режимных условий работы генераторов [3, 4]. Усовершенствование технологии стало возможным благодаря модификации программных средств анализа колебательной устойчивости и появлению верифицированных цифровых моделей регуляторов возбуждения, для создания которых была разработана специальная методика [5].

Оптимальная настройка регулятора выбиралась в подробной компьютерной модели для всех характерных режимов 2010–2014 гг. При этом определялись оптимальные параметры ПИД-регулятора напряжения, канала внутренней стабилизации по первой производной тока ротора и каналов внешней стабилизации по частоте напряжения и ее первой производной. Настройка регулятора выполнялась с использованием его верифицированной цифровой модели для группы характерных нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов, а также при работе генератора в режиме малого возбуждения. В качестве оптимизационного критерия, характеризующего наилучшую настройку регулятора, принимался критерий обеспечения минимального значения амплитуды режимной частотной характеристики на резонансных частотах. Алгоритм поиска оптимальной в смысле этого критерия настройки каналов стабилизации реализован в ПВК «Область» [2].

В качестве иллюстрации на рис. 1 приведены режимные частотные характеристики эквивалентного генератора Саяно-Шушенской ГЭС в

одном из характерных режимов, полученные при рабочих и оптимальных настройках регулятора, а на рис. 2 – электромеханические переходные процессы при тестовом возмущении также для двух вариантов настроек. Из рисунков видно, что расчеты, выполненные в компьютерной модели, позволили определить оптимальную настройку регуляторов, обеспечивающую наилучшие показатели демпфирования в диапазоне частот электромеханических колебаний.

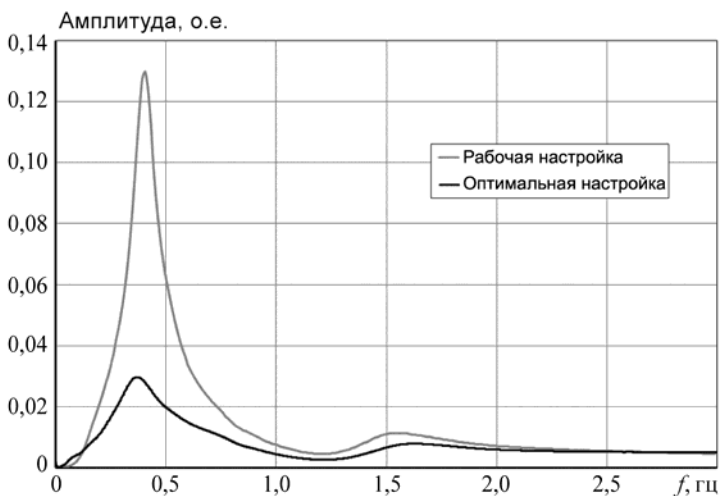


Рис. 1. Режимные частотные характеристики при рабочей и оптимальной настройке АРВ-М. Этап 2011 года. Ремонтный режим

С учетом изложенного при испытаниях регуляторов AVR-3МТК на физической модели выполнялась проверка правильности и эффективности полученных расчетным путем оптимальных настроек их каналов регулирования и стабилизации, в то время как на предыдущих испытаниях эта настройка определялась в условиях физической модели путем оценки качества демпфирования колебаний при тестовых возмущениях.

Для создания физической модели энергосистемы Сибири использовались эталонные цифровые модели ОЭС Сибири 2010, 2011 гг. в режимах зимнего максимума нагрузок, 2013 г. в режиме летнего минимума нагрузок и 2014 г. в режимах зимнего максимума и летнего минимума нагрузок.

Разработанная и созданная схема физической модели для испытаний и настройки регуляторов возбуждения генераторов Саяно-Шушенской ГЭС приведена на рис. 3. Схема включает 27 линий электропередачи, 19 транс-

форматоров, 17 генераторов и 13 узлов нагрузки. Путем коммутаций отдельных элементов сети схема обеспечивает адекватное моделирование ГЭС и ОЭС Сибири на четырех значимых этапах ее восстановления:

- при работе двух восстановленных энергоблоков с регуляторами возбуждения АРВ-М (первый пусковой этап);
- при работе трех энергоблоков, из которых два оснащены регуляторами АРВ-М, а один – регулятором AVR-ЗМТК (второй пусковой этап);
- при работе пяти энергоблоков, из которых два оснащены регуляторами АРВ-М, а три – регуляторами AVR-ЗМТК (третий пусковой этап);
- при работе пяти энергоблоков с регуляторами возбуждения AVR-ЗМТК (четвертый этап).

При испытаниях было использовано пять регуляторов типа AVR-ЗМТК, а каждый энергоблок, состоящий из двух генераторов, подключенных к шинам 500 кВ через трехобмоточный трансформатор, был представлен одним эквивалентным генератором¹.

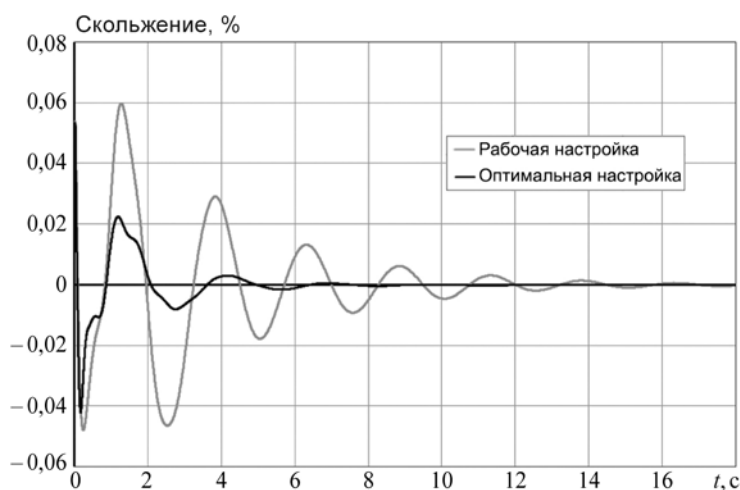


Рис. 2. Отклики системы на тестовое возмущение при рабочей и оптимальной настройке. Этап 2011 года. Ремонтный режим

¹ Возможность устойчивой и эффективной работы двух генераторов в составе укрупненного блока была подтверждена на предыдущих испытаниях и в настоящей работе не рассматривалась.

онных режимов и демпфирование аварийных колебаний при нормативных возмущениях. Вместе с тем в процессе испытаний было установлено, что при рабочих настройках каналов регулирования и стабилизации регуляторов возбуждения АРВ-М приближение к предельному режиму сопровождается возникновением синхронных колебаний увеличивающейся амплитуды, т. е. рабочая настройка не обеспечивает достижения режима, предельного по условиям статической аperiodической устойчивости¹. В то же время замена рабочей настройки АРВ-М на настройку, выбранную в цифровой модели энергосистемы для регуляторов AVR-ЗМТК, обеспечивает достижение предельных режимов. На рис. 4 в качестве примера приведены осциллограммы, иллюстрирующие характер нарушения устойчивости (изменение мощности ГЭС) при медленном увеличении загрузки генераторов Саяно-Шушенской ГЭС до достижения предельного режима при работе ГЭС на двухцепную ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – ПС Новокузнецкая. Сравнение осциллограмм показывает, что рекомендуемая настройка АРВ-М обеспечивает увеличение предела передаваемой мощности (максимальной загрузки генераторов ГЭС в ремонтных схемах). При этом предел передаваемой мощности в зависимости от количества оставшихся в работе ВЛ 500 кВ увеличивается на 150–300 МВт.

Испытания показали, что рекомендуемая настройка регуляторов обеспечивает также высокое качество демпфирования больших послеаварийных колебаний при расчетных (нормативных) возмущениях. Для подтверждения этого вывода на рис. 5 приведен электромеханический переходный процесс, вызванный наиболее тяжелым нормативным возмущением, характеризующимся послеаварийным режимом, близким к предельному режиму по условиям статической устойчивости, а именно, двухфазным КЗ с неуспешным ТАПВ одной цепи ВЛ 500 кВ СШГЭС – ПС Означенное при выведенной в ремонт второй цепи ВЛ 500 кВ СШГЭС – ПС Означенное. На этом же рисунке для сравнения приведена осциллограмма переходного процесса, полученного при рабочей настройке АРВ-М. Сравнение характера протекания электромеханических переходных процессов при рекомендуемой и рабочей настройках АРВ-М показывает, что рекомендуемая настройка обеспечивает значи-

¹ Предельные электрические режимы создавались путем отключения части линий 500 кВ, отходящих от Саяно-Шушенской ГЭС, после чего производилось увеличение выдачи мощности станции по оставшимся линиям в западном и восточном направлениях.

тельно более высокие показатели демпфирования больших послеаварийных

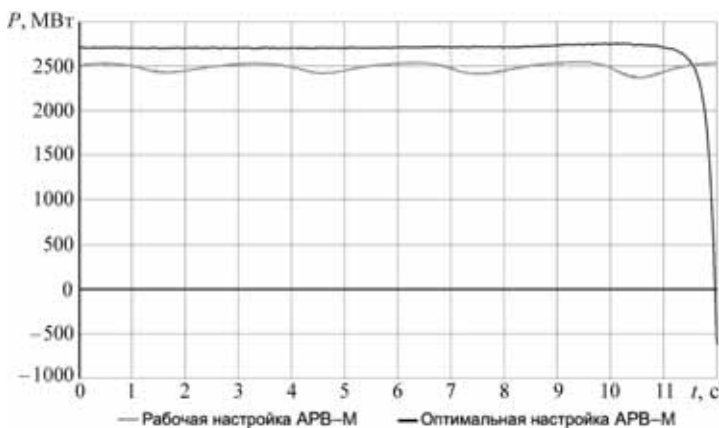


Рис. 4. Характер нарушения устойчивости по двухцепной ВЛ-500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – ПС Новокузнецкая при увеличении мощности ГЭС

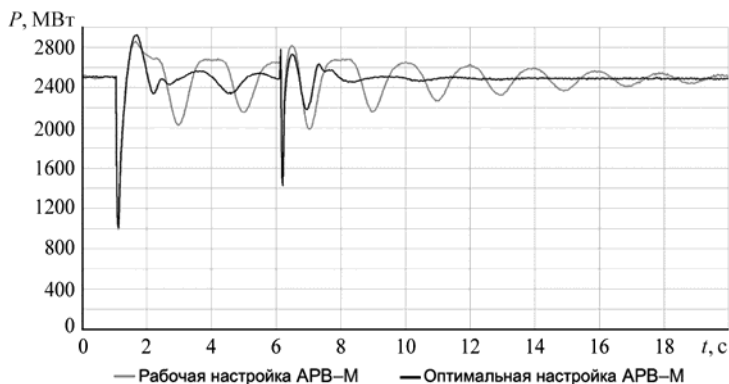


Рис. 5. Двухфазное КЗ на землю на ВЛ 500 кВ СШГЭС – ПС Означенное у шин СШГЭС с неуспешным ТАПВ

колебаний как на частоте колебаний ротора генератора, так и на системной частоте ($\sim 0,33$ Гц). С учетом полученных результатов было принято

решение о замене рабочей настройки АРВ-М рекомендованной настройкой, выбранной расчетным путем в эталонной цифровой модели, уже на первом пусковом этапе, и все испытания для второго и третьего этапов проводить только с этой рекомендованной настройкой для регуляторов обоих типов¹.

При рассмотрении эксплуатационных и аварийных режимов 2010–2011 гг. генераторы Саяно-Шушенской ГЭС были загружены до номинальной активной мощности. При рассмотрении режимов 2013–2014 гг. максимальная суммарная нагрузка генераторов ГЭС была принята на уровне, определенном при разработке рекомендаций по обеспечению максимальной выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС, выполненной ОАО «НИИПТ» по заказу ОАО «СО ЕЭС». Следует отметить, что эта максимальная нагрузка с учетом внедрения ряда мероприятий и развития прилегающей сети оказалась значительно большей, чем суммарная максимальная нагрузка ГЭС, имевшая место до аварии как при наличии, так и при отсутствии управляющих воздействий противоаварийной автоматики.

Программа испытаний третьего пускового и заключительного этапов включала проверки:

- эффективности настройки каналов регулирования и стабилизации при тестовых возмущениях;
- отсутствия самораскачивания в предельных по статической устойчивости режимах;
- эффективности настройки регуляторов возбуждения при нормативных возмущениях вблизи шин Саяно-Шушенской ГЭС;
- качества регулирования напряжения и реактивной мощности и отсутствия внутригрупповой неустойчивости при совместной работе регуляторов АРВ-М и AVR-ЗМТК;
- эффективности работы регуляторов в режимах ограничения минимального возбуждения.

В процессе испытаний для третьего и четвертого этапов было подтверждено, что выбранная расчетным путем настройка регуляторов возбуждения в условиях адекватной физической модели, максимально приближенных к условиям эксплуатации, обеспечивает эффективную стабилизацию всей совокупности планируемых эксплуатационных режимов генераторов, вплоть до предельных по условиям статической

¹ Возможность использования настроек AVR-ЗМТК для АРВ-М обеспечивается идентичностью структуры и технологических алгоритмов этих регуляторов.

устойчивости, и успешное демпфирование больших послеаварийных колебаний при рассмотренных расчетных (нормативных) возмущениях узла Саяно-Шушенской ГЭС.

По результатам испытаний специалистами концерна «Силовые машины» выполнена коррекция рабочих настроек регуляторов возбуждения АРВ-М гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, находящихся в эксплуатации.

Заключение

Настройка промышленных образцов микропроцессорных регуляторов возбуждения АРВ-М и AVR-3МТК гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, выполненная с использованием эталонной цифровой и адекватной физической моделей, должна обеспечить устойчивую параллельную работу гидроэлектростанции с энергосистемой Сибири во всех планируемых схемно-режимных условиях и при расчетных аварийных возмущениях.

Список литературы

1. Гущина Т. А., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Кирьенко Г. В., Логинов А. Г., Пинчук Н. Д., Фадеев А. В., Левандовский А. В., Перельман И. Ф. Комплексные испытания микропроцессорных регуляторов возбуждения типа АРВ-М для гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС в схеме ОЭС Сибири на физической модели НИИПТ // Сб. докладов открытой Всероссийской научно-технической конференции «Управление режимами Единой энергосистемы России». – М.: ЭНАС, 2002.
2. Гущина Т. А., Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Кирьенко Г. В. Опыт использования цифро-аналого-физического комплекса для обеспечения системной надежности ЕЭС России // Электрические станции, 2005, № 12.
3. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Штефка Й. Исследование устойчивости энергосистем и настройка системных стабилизаторов современных автоматических регуляторов возбуждения с использованием программы «Область» // Известия НИИ постоянного тока, 2007, № 62.
4. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Штефка Й. Современные программные средства анализа устойчивости электроэнергетических систем // Электрические станции, 2005, № 12.
5. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Смирнов А. Н., Сорокин Д. В., Штефка Й. Разработка цифровых моделей отечественных и зарубежных

ных АРВ и методика их верификации // Известия НИИ постоянного тока, 2008, № 63.

УДК 621.311

*Е. В. Машалов, к.т.н.; В. Г. Неуймин, к.т.н.;
А. С. Александров, к.т.н. – Филиал ОАО «НИИПТ» «Системы
управления энергией», г. Екатеринбург*

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

Задача расчета переходных процессов хорошо проработана теоретически [1, 2], и для ее решения существует достаточное количество программных комплексов [3, 4], каждый из которых имеет определенные достоинства и недостатки. Большинство существующих программных комплексов были созданы в период 80–90-х годов XX века и широко применяются в практической работе. Эти разработки постепенно совершенствуются, чтобы удовлетворить новым, постоянно возникающим требованиям, связанным с появлением нового оборудования, ростом размерности моделей и развитием теоретической базы. К сожалению, отечественные разработки развиваются не так интенсивно, как зарубежные аналоги, поэтому авторы статьи поставили перед собой задачу разработать современный многоцелевой программный комплекс для расчета и анализа электромеханических переходных процессов и аварийных режимов. При проектировании комплекса были выделены следующие основные требования:

1. Программный комплекс должен быть ориентирован на широкое применение в различных сферах: при проектных и эксплуатационных расчетах, моделировании нового оборудования, обучении и т. п. Поэтому в комплексе должны быть учтены стандарты и общие подходы к решению такого рода задач, упрощающие освоение и эксплуатацию комплекса. Кроме того, должна быть представлена достаточная по объему библиотека стандартных динамических моделей оборудования.
2. Должна быть предусмотрена возможность расширения стандартной библиотеки моделей с помощью встроенного средства описания пользовательских моделей, которое не требует участия профессионального программиста.
3. Должны быть учтены возможности современных вычислительных систем, применяющих параллельные вычисления. Эффективное

использование вычислительных ресурсов позволяет применять комплекс в составе *on-line* систем.

4. Для упрощения сравнительного анализа и обмена данными модель данных должна быть совместима с наиболее распространенными отечественными и зарубежными программными комплексами.

С учетом сформулированных требований была разработана архитектура программного комплекса. Расчет переходного процесса осуществляется путем раздельного решения системы дифференциально-алгебраических уравнений:

$$\begin{cases} \dot{y} = f(y, x, t); \\ 0 = g(y, x, t). \end{cases}$$

В основе архитектуры лежит понятие абстрактной динамической модели устройства, которая содержит три основные функции, необходимые для выполнения расчета:

1. Расчет начальных значений дифференциальных y_0 и алгебраических x_0 переменных.
2. Расчет правых частей дифференциальных уравнений на i -м шаге интегрирования: $f(y_{i-1}, x_{i-1})$.
3. Расчет алгебраических переменных x_i после выполнения i -го шага интегрирования.

Кроме того, абстрактная модель устройства выполняет общие инфраструктурные функции, такие, например, как работа с базой исходных данных, вывод результатов, обмен данными с моделями других устройств, векторизация параметров и хранение истории для многошаговых методов интегрирования, базовая поддержка параллельных вычислений и т. п.

Абстрактная модель реализована в виде класса с применением объектно-ориентированного языка программирования. Это позволяет максимально унифицировать все динамические модели устройств, существенно упростить разработку новых моделей за счет наследования, а также применять простой механизм для работы с пользовательскими моделями. Кроме того, стандартизация функций динамической модели позволяет применять любой явный метод интегрирования без изменения реализации самой модели, что открывает широкое поле для экспериментов с различными методами [5].

Класс динамической модели абстрактного устройства кроме выполнения функций, необходимых для расчетного метода, позволяет организовывать сложные системы разнотипных устройств. У всех устройств существуют признаки типа и подтипа, которые определяют возмож-

ную взаимную иерархию моделей различных устройств. При обработке исходных данных для расчета с использованием этих признаков может быть построена сложная динамическая модель, которая для метода интегрирования выглядит по-прежнему как единое абстрактное устройство.

На рис. 1 приведен пример такой сложной модели: исходная иерархия моделей устройств (слева) и переход к сложной динамической модели (справа). В корне иерархии находится устройство «Сеть», которое выполняет функции решения алгебраической системы уравнений $Y\dot{U}$ и объединяет векторы дифференциальных и алгебраических переменных, а также вектор значений правых частей дифференциальных уравнений по всей сложной модели. Таким образом, для реализации метода интегрирования не имеют значения ни размерность модели, ни ее структура. Все параметры сложного устройства, необходимые для метода интегрирования, автоматически векторизуются. Это позволяет применить для решения задачи параллельные вычисления, как с помощью центральных процессоров (даже одного, в случае, если он имеет многоядерную архитектуру), так и с помощью современных графических процессоров. Последний тип вычислительных устройств по сути является специализированным векторным процессором, позволяющим многократно повысить производительность расчетов. Например, реализация векторного процессора на платформе *nVidia CUDA* [6] обеспечивает сокращение времени расчета от 5 до 15 раз в зависимости от размерности модели. При этом с ростом размерности модели эффект применения векторного процессора становится более ощутимым. Дополнительно программный комплекс использует *SIMD*-команды современных процессоров, что увеличивает производительность как для векторных операций, так и при вычислениях элементарных (например, тригонометрических) функций.

Все параметры абстрактного устройства (и любого устройства, наследованного от него) имеют символические имена, что позволяет получить доступ к любому параметру из другого устройства, автоматики, сценария расчета или модели пользовательского устройства. Наличие символических имен позволяет, например (рис. 1), получить значения параметров узла сети (напряжение и частота) в модели АРВ, несмотря на то, что иерархия моделей явно этого не предусматривает. Поддержка символических имен параметров упрощает обмен данными с другими программными комплексами, в том числе и с теми, которые представляют модель в формате *CIM* [7]. В большинстве случаев для преобразования данных достаточно задать словарь соответствия параметров и выражений для пересчета их значений. В модель данных программного комплекса встроены

механизм для представления данных в основных (физических) и относительных единицах. Последний вариант предусматривает возможность задания алгебраического выражения для пересчета.

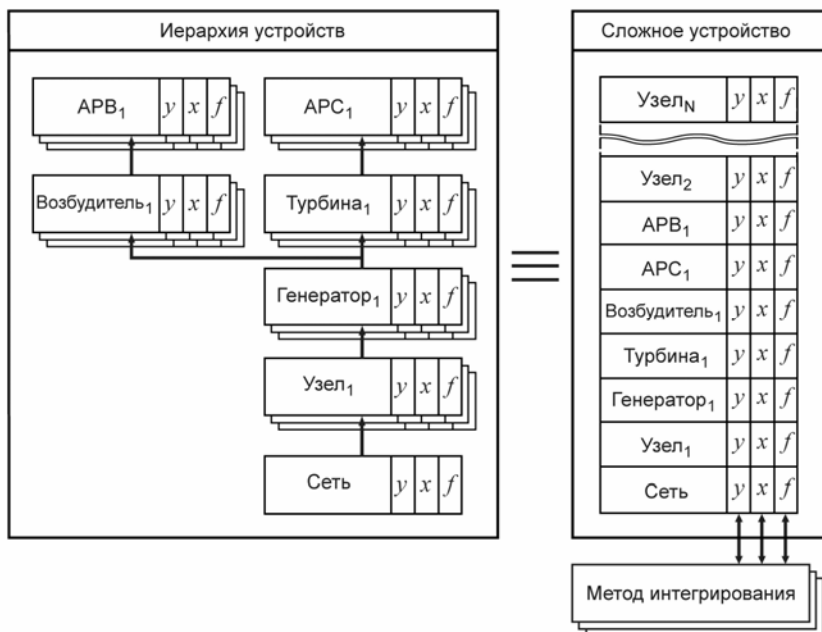


Рис. 1. Иерархия устройств и сложная динамическая модель

Унификация базовых свойств динамической модели позволяет легко управлять объемом результатов расчета, которые будут сохраняться для последующего анализа, – от полного представления параметров сложной модели на каждом шаге интегрирования до нескольких наиболее важных в конкретной ситуации параметров одной или нескольких моделей. Гибкое управление объемом сохраняемых данных позволяет добиться баланса между производительностью расчета и полнотой необходимых для анализа результатов.

Разработанная архитектура была положена в основу программного комплекса (ПК) *RUSTab*, выполненного на базе широко распространенной платформы для расчета и анализа установившегося режима *RastrWin* [8]. Использование платформы обеспечило полную совместимость с большим накопленным объемом исходных данных для расчета установивше-

гося режима и возможность использования хорошо проработанных инструментов анализа. Кроме того в ПК *RUSTab* применена та же программная архитектура с выделенным расчетным блоком, что и в ПК *RastrWin*, что позволяет использовать оба комплекса как компоненты в других, в том числе и в *on-line*, системах. В работе над ПК *RUSTab* принимал участие В. П. Иванов – разработчик известного программного комплекса *Mustang*. Помимо неоценимой теоретической помощи, которую он оказал авторам данной работы, его участие дало возможность полностью воспроизвести все динамические модели *Mustang* в новой архитектуре и добиться полной совместимости программных комплексов по исходным данным.

В новом программном комплексе *RUSTab* реализованы:

1. Семь моделей синхронных генераторов:

- ◆ бесконечной мощности;
- ◆ с постоянной ЭДС за сопротивлением;
- ◆ с учетом переходных процессов в цепи возбуждения;
- ◆ с учетом демпферных обмоток по осям d и q ;
- ◆ *Mustang*;
- ◆ трех- и четырехконтурных Парка.

В моделях учитывается эффект явнополюсности – различие сопротивлений по осям d и q . Все модели генераторов построены на базе абстрактной модели путем последовательного наследования более сложной модели от более простой.

2. Модели возбудителей:

- ◆ *Mustang* (с независимой системой возбуждения (СВ) и системой самовозбуждения);
- ◆ стандартная, позволяющая отображать электромашинную, диодную высокочастотную, тиристорную (в том числе и самовозбуждения), бесщеточную и модернизированную высокочастотную СВ.

3. Модели автоматических регуляторов возбуждения (АРВ):

- ◆ *Mustang*;
- ◆ пропорционального действия;
- ◆ на магнитных усилителях АРВ-СД;
- ◆ на полупроводниковых элементах АРВ-СДП1 и АРВ-СДП1М;
- ◆ цифрового регулятора АРВ-М;
- ◆ ограничения минимального возбуждения;
- ◆ форсировки возбуждения.

4. Модели первичных двигателей:
 - ◆ турбины с интегрированным регулятором модели *Mustang*;
 - ◆ паровой турбины с двойным промперегревом;
 - ◆ гидравлической турбины.
5. Модели автоматических регуляторов скорости (АРС):
 - ◆ паровой турбины;
 - ◆ гидравлической турбины.
6. Модель парового котла для расчета длительных переходных процессов.
7. Модель безынерционной нагрузки, представляемой статическими характеристиками.
8. Модели синхронного и асинхронного двигателей с возможностью отображения режимов пуска и самозапуска.
9. Методы интегрирования с постоянным (Рунге-Кутты 4-го порядка) и переменным шагом (Кутты-Мерсона, Адамса 4-го порядка, *BDF* 4-го порядка).
10. Система моделирования пользовательских устройств.
11. Система моделирования автоматики и сценариев расчета.
12. Система расчета шунтов токов короткого замыкания и продольных несимметрий.
13. Система отображения и анализа результатов расчета.

Некоторые системы далее рассмотрим более подробно.

Система моделирования пользовательских устройств предназначена для создания динамических моделей устройств, которые не входят в стандартную библиотеку. Разработка модели пользовательского устройства сводится к заданию его передаточной функции с помощью специального языка. Он позволяет описать модель с помощью стандартных алгебраических выражений и функций, элементарных звеньев передаточных функций. В качестве примера на рис. 2 приведена модель регулятора скорости турбины.

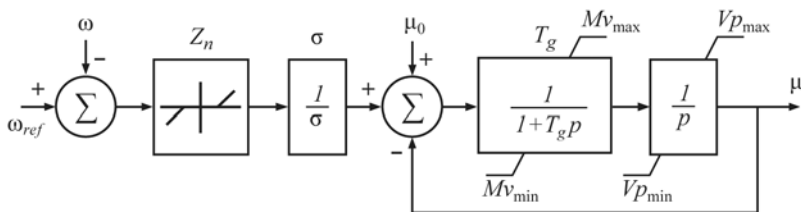


Рис. 2. Описание модели регулятора скорости турбины

Текст программы, описывающей модель регулятора скорости турбины:

```
// Константы, определяющие параметры конкретного экземпляра APC
Const(OmegaRef,Zn,Sigma,MvMin,MvMax,VpMin,VpMax,Tg);
// Внешние переменные и входные параметры
Variable(Omega,Mu0,I0,W0);
// Переменные, которыми управляет данное устройство
Control(Mu);
// Функция расчета начальных условий
functionInit()
{
    // получаем начальные условия
    OmegaRef = Omega; Mu0 = Mu; I0 = Mu0; W0 = 0;
    ret 0;
}
// Функция, описывающая передаточную функцию устройства
functionMain()
{
    // вычисляем значение управляющего сигнала
    Signal = Sum(DeadBand(Omega-OmegaRef,Zn)/Sigma,Mu0,-Mu);
    // определяем перемещение сервомотора клапана
    Servo = Wl(Signal,Tg,W0,MvMin,MvMax);
    // определяем положение клапана
    Mu = IntegratorI(Servo,I0,VpMin,VpMax);
    // возвращаем рассчитанное значение положения клапана
    RetMu;
}
```

В программе используются стандартные звенья:

Sum – многовходовый сумматор;

DeadBand – зона нечувствительности;

Wl – апериодическое звено с ограничением;

IntegratorI – интегрирующее звено с ограничением.

В разработанном языке предусмотрены более 30 стандартных звеньев, возможность отладки и визуального графического представления всех параметров разрабатываемой модели, гибкая система инициализации (расчета начальных условий), а также поддержка жестких обратных связей.

Применение пользовательской модели в расчете ничем не отличается от применения любой стандартной модели. Описание пользовательской модели перед расчетом подвергается компиляции, что позволяет исключить большинство ошибок разработки и повысить производительность расчета. Пользователю доступны средства для создания собственных библиотек динамических моделей.

Система моделирования автоматики построена по классической схеме, приведенной на рис. 3.

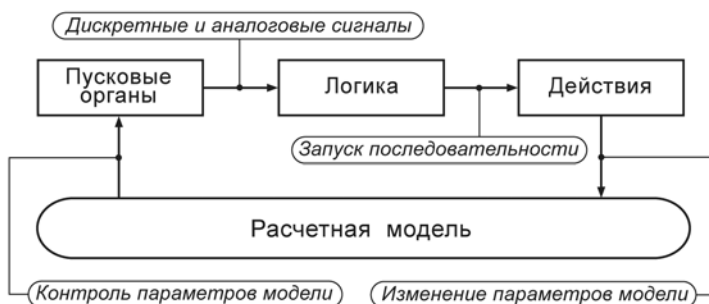


Рис. 3. Система моделирования автоматики

Для описания автоматики в целом, или отдельного устройства автоматики, необходимо задать пусковые органы, которые принимают и обрабатывают параметры расчетной модели, элементы логики, которые определяют порядок работы автоматики, и пусковые органы, которые позволяют изменять параметры модели. Поскольку расчетная модель поддерживает символические имена параметров, при описании автоматики легко получить ссылку на любой необходимый параметр. Описание логики выполняется с помощью алгебраических и логических выражений с использованием встроенных функций. В случае если логическое выражение в процессе работы автоматики принимает истинное значение, запускается последовательность заранее описанных действий, изменяющих по определенному закону параметры модели. Система моделирования автоматики работает на каждом шаге интегрирования и способна воспроизвести действия любой дискретной автоматики, в том числе и с промежуточной памятью. Любое подмножество описания автоматики можно

выделить в самостоятельное устройство и многократно воспроизвести в модели с индивидуальной привязкой и параметрами. Предусмотрена возможность создания библиотеки устройств автоматики. В программном комплексе также представлена стандартная библиотека элементов автоматики, включающая как элементарные компоненты – реле, компараторы, элементы памяти, – так и законченные сложные устройства – комплекты релейной защиты, АЧР, АЛАР и т. д.

Система описания сценариев расчета по структуре сходна с системой моделирования автоматики, но независима от нее. Сценарии могут содержать сложные зависимости параметров и различные условные ветви исполнения действий. Это позволяет легко автоматизировать серии вариантов расчетов. Разделение описаний автоматики и сценариев позволяет их комбинировать для изучения поведения различных автоматических устройств во множестве ситуаций.

Для моделирования коротких замыканий, действия ОАПВ и других несимметричных режимов электрической сети в ПК *RUSTab* разработан механизм, основанный на правиле эквивалентности прямой последовательности [9]. Влияние несимметрии учитывается дополнительным сопротивлением, включаемым в схему прямой последовательности в месте ее возникновения, что позволяет примерно в три раза снизить размерность используемой сети.

Шунты рассчитываются частью функционала программного комплекса *RastrKZ*, предназначенного для расчета токов коротких замыканий. Для ПК *RUSTab* не требуются механизм ускорения выполнения серий расчетов и моделирование многократных несимметрий, поэтому он представлен пользователю как сервис расчета сопротивления шунта, соответствующего типу повреждения. Данные по схемам последовательностей в ПК *RUSTab* и *RastrKZ* совпадают.

Математически задача состоит из трех частей – «Электрическая сеть», «Электромагнитные связи» и «Повреждения». В расчетной модели они соответственно отвечают за отдельные области матриц A и I :

$$A \cdot u = I.$$

Матрица A состоит из проводимостей элементов электрической сети Y_{012} , магнитных связей линий нулевой последовательности M и граничных условий рассматриваемых повреждений либо шунтов F . На рис. 4 схематично показано их расположение. Аналогично расположены и составляющие матрицы I .

Использование представленной структуры матрицы A позволяет существенно ускорить выполнение серии расчетов, если изменяются лишь место и/или тип повреждения.

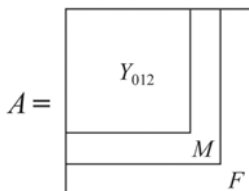


Рис. 4. Структура матрицы Y

Для удобства использования существующих схем в формате ПК «ТКЗ-3000» имеется специальный конвертер. Реализована возможность генерации примерной схемы обратной и нулевой последовательностей по данным прямой последовательности при проведении оценочных расчетов.

Эффективность работы с любым программным комплексом в немалой степени зависит от эргономики пользовательского интерфейса. Специфика задачи расчета переходных процессов выдвигает особые требования к интерфейсным решениям для анализа результатов.

Система анализа ПК *RUSTab* предусматривает вывод результатов преимущественно в графической форме. При этом возможно наложение нескольких вариантов расчета для сравнительного анализа на одной графической плоскости. Если выполняется расчет с сохранением полного объема результатов, каждый вариант расчета может быть отображен для каждого шага интегрирования в табличной форме в виде временного среза. В срез включены параметры всех элементов сложной модели. Это позволяет получить полную картину развития переходного процесса во времени. Кроме табличного представления результаты расчета могут накладываться на изображение однолинейной графической схемы. В этом режиме для результатов расчета в любой точке переходного процесса можно использовать все инструменты для анализа установившегося режима. Кроме системы анализа результатов расчета предусмотрена система отображения так называемых графиков реального времени, которые формируются непосредственно в процессе расчета. Эта возможность позволяет быстро оценить ключевые параметры, и особенно полезна при расчете длительных переходных процессов. Механизм, формирующий графики реального времени, за счет высокой производительности также пригоден для обмена данными в *on-line* системах, предоставляя возможность передачи результатов расчета без ожидания его завершения.

Программный комплекс *RUSTab* постоянно совершенствуется. В ближайшей перспективе в состав стандартной библиотеки планируется включить модели асинхронизированных машин, преобразовательного

оборудования, а также дополнить библиотеку автоматики моделями современных микропроцессорных устройств.

Подробную информацию о программном комплексе *RUSTab* можно получить на сайте www.rastrwin.ru.

Выводы

1. Разработана архитектура программного комплекса для расчетов электромеханических переходных процессов с использованием средств объектно-ориентированного программирования. Лежащее в основе архитектуры понятие абстрактной динамической модели устройства позволяет получить ряд существенных преимуществ при разработке и модернизации программного комплекса. В их числе – использование механизма наследования для разработки моделей, эффективное применение параллельных вычислений, унификация исходных данных и результатов расчета для упрощения обмена данными, инвариантность по отношению к математическим методам решения задачи, возможность разработки пользовательских динамических моделей.

2. С использованием предложенной архитектуры на платформе *RastrWin* разработан программный комплекс *RUSTab*. Комплекс позволяет эффективно решать задачу расчета электромеханических переходных процессов, содержит стандартную библиотеку встроенных моделей, позволяет создавать пользовательские модели, предлагает средства для описания автоматики и сценариев расчета, а также обладает мощной системой анализа результатов.

Список литературы

1. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учебник для электроэнергетических специальностей вузов. – 4-е издание, переработанное и дополненное – М.: Высшая школа, 1985.
2. Soman S. A., Khaparde S. A., Shubha Pandit. Computational methods for large scale sparse power systems analysis. – Kluwer Academic Publishers, 2002.
3. Осак А. Б., Домышев А. В., Бузина Е. Я., Сорокин И. В. Моделирование в ПВК АНАРЭС-2000 аварийных режимов в электрических сетях и системах // Современные программные средства для расчетов нормальных и аварийных режимов, надежности, оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем: Сборник докладов Пятого научно-практического семинара. – Новосибирск: ИДУЭС, 2005. С. 74–81.

4. Meyer B., Stubbe M. (Tractebel/EDF). Eurostag – A Single Tool For Power System Simulation. Transmission & Distribution International, March 1992.
5. Хайпер Э., Нерсисс С., Ваннер Г. Решение обыкновенных дифференциальных уравнений. Нежесткие задачи. – М.: Мир, 1990.
6. Jalili-Marandi V., Dinavahi V. Large-scale transient stability simulation on graphics processing units. – PES General Meeting, 2009. IEEE. Calgary, 26–30 July 2009.
7. IEC 61970 Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 301: Common Information Model (CIM) Base, IEC, Edition 1.0, November 2003.
8. Неймин В. Г. Комплекс Rastr: методическая разработка. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2004.
9. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов. – М.: Энергия, 1970.

УДК 621.311

*Н. Г. Шубин, к.т.н.; В. Г. Неуймин, к.т.н.; А. А. Багрянцев;
Д. М. Максименко – Филиал ОАО «НИИПТ» «Системы управления
энергией», г. Екатеринбург*

ОПТИМИЗАЦИЯ СУТОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С АДАПТИВНЫМ РАСЧЕТОМ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ

Введение

Системный оператор ЕЭС России осуществляет планирование режима на предстоящие сутки и неделю по тарифам или ценовым заявкам производителей электроэнергии с учетом ряда ограничений, из которых наиболее существенными являются ограничения по максимально допустимым перетокам мощности (МДП) в «нормативных» сечениях. «Нормативные» ограничения рассчитываются предварительно и определяются схемой сети и составом включенного оборудования. Такая практика может привести к появлению избыточных запасов по МДП и, как следствие, к повышению узловых цен. Для отказа от «нормативных» сечений при проведении суточного планирования предлагается осуществлять расчет МДП для текущей совокупности режимов, планируемых на следующие сутки, и вводить при появлении режимов, не имеющих достаточного запаса, ограничения на выявленные сечения, после чего проводить повторную оптимизацию.

Планируемая ОАО «ФСК ЕЭС» концепция [2] создания и развития активно-адаптивной сети позволит увеличить общую пропускную способность электрической сети, но для ее эффективного использования необходима модернизация алгоритмов планирования для учета новых средств продольного и продольно-поперечного регулирования. При этом задача планирования требует достаточной детализации расчетной модели и учета ограничений, связанных с реактивной мощностью, – допустимого тока по оборудованию и допустимого диапазона напряжений.

Определение МДП и опасных сечений (ОС) разрабатывалось как компонента Советчика диспетчера. Предъявляемые к этой подсистеме требования по надежности, быстродействию и отказоустойчивости привели к появлению алгоритма и его программной реализации, пригодной как для оперативного ведения режима, так и для использования при суточном планировании режимов.

Модель планирования режима с учетом активно-адаптивной сети

Модель планирования режима построена на минимизации стоимости генерации. Задача решается на некотором периоде времени, который разбит на T интервалов с различной продолжительностью. Каждый интервал представляет собой модель электрической сети, на которую наложен срез системных и режимных параметров, соответствующий некоторому моменту времени. Параметры считаются постоянными на интервале $[t, t+1]$.

$$\min F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M f_i(P_{it}^{\text{ген}}), \quad (1)$$

где $f_i(P_{it}^{\text{ген}})$ – принимающая единственное значение для любого $P_{it}^{\text{ген}}$ кусочно-квадратичная функция: $f_i(P_{it}^{\text{ген}}) = a_{2,i}(P_{it}^{\text{ген}})^2 + a_{1,i}P_{it}^{\text{ген}} + a_{0,i}$;

$P_{it}^{\text{ген}}$ – мощность генератора i ;

T – число интервалов;

M – число генераторов.

Разная продолжительность интервала позволяет организовать решение задачи на периодах с различной детализацией (рис. 1). По мере снижения достоверности прогноза детальный расчет перестает быть целесообразным, поэтому можно перейти на более продолжительный интервал и сократить количество расчетов. Это, однако, не помешает учесть интегральные ограничения по выработке. Все, что требуется для использования переменного интервала, это соответствующее масштабирование интегральных ограничений по скоростям набора и сброса нагрузки.

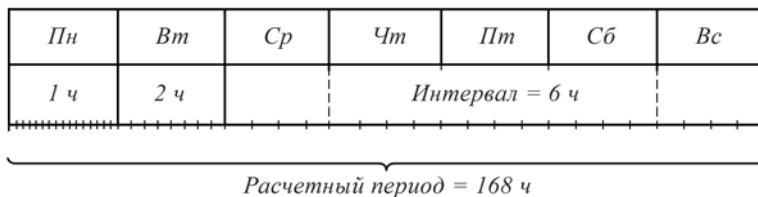


Рис. 1. Вариант применения переменного интервала расчета для недельного периода

Функции, характеризующие затраты генерации, целесообразно задавать в виде ценовых характеристик $\partial f / \partial P$, которые представляют собой монотонно возрастающие (для генерации) кусочно-линейные функции. Ступенчатые ценовые заявки, характеристики относительных приростов

стоимости, а также тарифы соответствуют этой форме и могут быть использованы в качестве исходных данных при решении задачи.

Ограничения, заданные системой узловых напряжений в полярных координатах:

$$\begin{cases} \varphi_j \left(\left| \vec{V}, \vec{\delta}, \vec{K}', \vec{K}'', P_i^{\text{ген}} \right| \right) = 0, & |j| = 1, \dots, N; \\ \psi_j \left(\left| \vec{V}, \vec{\delta}, \vec{K}', \vec{K}'', P_i^{\text{ген}} \right| \right) = 0, & |j| = 1, \dots, N, \end{cases} \quad (2)$$

где $\vec{V}, \vec{\delta}$ – векторы модулей и углов напряжений;

$\vec{K}', \vec{K}''$ – вещественная и мнимая составляющие комплексного вектора коэффициентов трансформации;

N – число узлов.

В одном из узлов сети – базисном – должны быть заданы модуль и угол напряжения. Балансирующий узел в задаче отсутствует.

Ограничения реактивной мощности и модуля напряжения в генераторных узлах:

$$\begin{aligned} Q_j^{\min} &\leq |Q_j| \leq Q_j^{\max}; \\ V_j^{\min} &\leq |V_j| \leq V_j^{\max}. \end{aligned} \quad (3)$$

Для более точного учета ограничений генератора ограничения на максимальную реактивную мощность могут быть заменены ограничениями на допустимый ток ротора генератора:

$$Q_{\max} = \frac{1}{x_d} \left(\sqrt{U^2 E_m^2 - P^2 X_d^2} - U^2 \right).$$

И допустимый ток статора

$$Q_{\max}^{\text{stator}} = S_{\text{ном}} \sqrt{k_{\text{stator}}^2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 - \left(\frac{P_{\text{г}} \cos \varphi_{\text{ном}}}{P_{\text{ном}}} \right)^2}.$$

Из двух ограничений выбирается наиболее жесткое при данном напряжении.

Ограничения пределов изменения коэффициента трансформации:

$$\begin{aligned} K_v'^{\min} &\leq |K_v'| \leq K_v'^{\max}; \\ K_v''^{\min} &\leq |K_v''| \leq K_v''^{\max}. \end{aligned} \quad (4)$$

Для трансформаторов, имеющих независимое продольно-поперечное регулирование, в процесс оптимизации включены две переменные – вещественная и мнимая составляющие коэффициента трансформации. Для

трансформаторов с продольным регулированием – только вещественная. Для трансформаторов со связанным регулированием вводится дополнительная переменная t , и обе составляющие коэффициента трансформации выражаются через эту переменную.

Ограничения допустимых токов по ветвям:

$$I_v(\vec{V}, \vec{\delta}, \vec{K}) - I_v^{\text{доп}} \leq 0. \quad (5)$$

Ограничения мощности генератора или группы генераторов:

$$P_G^{\min} \leq \sum_G P \leq P_G^{\max}, \quad (6)$$

где G – множество генераторов в группе (может состоять из одного генератора).

Ограничения перетоков по сечениям:

$$P_s^{\min} \leq P_s(\vec{V}, \vec{\delta}, \vec{K}) \leq P_s^{\max}, \quad (7)$$

где $P_s(\vec{V}, \vec{\delta}, \vec{K})$ – поток в группе ветвей, выраженный через режимные параметры.

Для учета этого ограничения в граф сети для каждого сечения вводится фиктивный узел, соединенный со всеми узлами, которые ограничивают ветви, входящие в сечение (рис. 2).

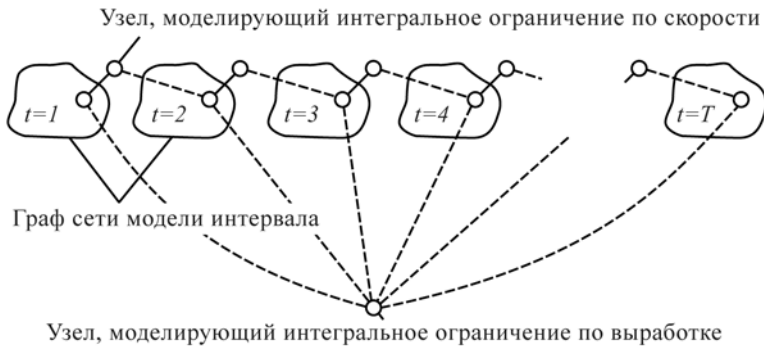


Рис. 2. Ввод фиктивных узлов для моделирования интегральных ограничений

Ограничение (7) наиболее важно в задаче планирования режима и в некоторых случаях объединяется с ограничением (6) в форме:

$$P_{sG}^{\min} \leq \sum_s r_s P_s(\vec{V}, \vec{\delta}, \vec{K}) + \sum_G r_G P \leq P_{sG}^{\max},$$

где r_s и r_G – заданные постоянные коэффициенты.

Интегральные ограничения генераторов или группы генераторов по выработке:

$$B_G^{\min} \leq \sum_j^T \sum_{i=1}^G P_i^{\text{ген}} (t_{j+1} - t_j) \leq B_G^{\max}, \quad (8)$$

где $(t_{j+1} - t_j)$ – длина интервала, на котором системные и режимные параметры считаются постоянными.

Интегральные ограничения генераторов по скорости набора и сброса нагрузки:

$$-W_i^{\text{сбр}} (t_{j+1} - t_j) \leq P_{i, t_{j+1}}^{\text{ген}} - P_{i, t_j}^{\text{ген}} \leq W_i^{\text{наб}} (t_{j+1} - t_j). \quad (9)$$

Для учета интегральных ограничений все модели, каждая из которых соответствует интервалу t , объединяются в одну. Граф новой модели (см. рис. 2) модифицируется путем ввода фиктивных узлов для ограничений (8) и (9).

Рассмотренная система ограничений (2)–(9) и целевая функция (1) соответствуют задаче комплексной оптимизации по активной и реактивной мощности на нелинейной модели электрической сети.

В итоге задача сводится к виду:

$$\begin{aligned} \min F(x), \\ h_k(x) = 0, \quad |k| = 1, \dots, N, \\ g_i(x) \leq 0, \quad |i| = 1, \dots, M, \end{aligned}$$

где $x(\vec{V}, \vec{\delta}, \vec{K}, P_i^{\text{ген}}, Q_i^{\text{ген}})$;

h – ограничения типа равенство (2);

g – ограничения типа неравенств (3)–(9).

Ограничения типа неравенство преобразуются к виду

$$g_i(x) + s_i = 0, \quad i = 1, \dots, M,$$

где s_i – вспомогательная неотрицательная переменная.

Для решения задачи используется функция Лагранжа:

$$L(x, \lambda^h, \lambda^g, s) = F(x) + \sum_k^N \lambda^h h_k(x) + \sum_i^M \lambda^g (g_i(x) + s_i) - \mu \sum_i^M \ln(s_i),$$

где μ – параметр возмущения, используемый для решения задачи методом внутренней точки:

$$\mu = \sigma \frac{\sum_i^M \lambda^g s_i}{M}, \quad 0 < \sigma < 1.$$

Метод внутренней точки обеспечивает наилучшие характеристики сходимости после определения центрального пути поиска решения.

Модель генератора, характеристика которого задана в виде кусочно-линейной функции, представлена в виде совокупности так называемых элементарных генераторов, каждый из которых соответствует одному отрезку характеристики (рис. 3).

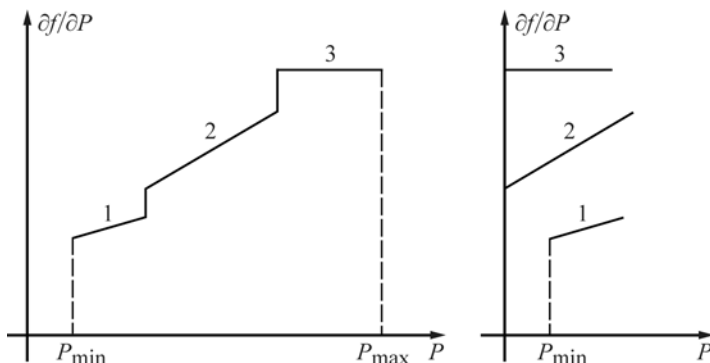


Рис. 3. Переход от характеристики генератора к моделям элементарных генераторов

Определение максимально допустимых перетоков

Ограничения допустимых перетоков (7) являются основными в задаче планирования. Определение МДП можно осуществлять непосредственно в ходе оптимизации. Разработанный алгоритм определения ОС и МДП можно разбить на три основных этапа:

1. Получение для исходного режима электрической сети предельного в направлении вектора изменения режима (ВИР).
2. Расчет маркеров ОС для линий основного наблюдаемого фрагмента схемы (ОНФ) и формирование из линий опасного сечения. Полученное ОС анализируется на соответствие ОНФ и ВИР.
3. Ослабление полученного режима до допустимого перетока, равного МДП по данному ОС.

Получение предельного режима

Каждый вектор изменения режима должен быть сбалансирован по мощности. Поэтому для каждой его составляющей задается безразмерный коэффициент участия либо в нагрузке K_n , либо в генерации K_g .

Происходит нормирование коэффициентов его левой и правой части относительно единицы. По формуле $K_{\text{норм}} = K_{\text{г}} - K_{\text{н}}$ коэффициенты нормируются для каждой составляющей ВИР, затем отдельно суммируются по нагрузочной (отрицательной) и генераторной (положительной) части. Определяется ближайший к пределу компонент ВИР, выбирается траектория утяжеления, равная расстоянию до него, и по ней выполняется шаг утяжеления. После того как шаг утяжеления выполнен, компонента ВИР достигает своего ограничения и выходит из ВИР. В дальнейшем ВИР пересчитывается до следующей компоненты и так далее, пока не будет получен несбалансированный режим. Когда несбалансированный режим получен, сформированный вектор утяжеления дробится, пока не будет достигнут режим, максимально близкий к предельному. Необходимо отметить, что при утяжелении требуется контролировать неизменность знака якобиана, так как могут быть получены «запредельные» режимы.

Формирование опасных сечений

Расчет маркеров ОС для линий электрической сети выполняется на основе собственных векторов матрицы Якоби для режима, близкого к пределу своего существования по статической устойчивости [2]. Используется следующий итерационный алгоритм поиска правого собственного вектора матрицы [3]. Задается начальное приближение $H^0 = 100$ элементов собственного вектора матрицы Якоби установившегося режима $[J]$ и организуется цикл из решения системы линейных уравнений вида:

$$[J] \cdot H^K = H_n^{K-1},$$

с последующим нормированием вектора H^K

$$H_n^K = H^K / H_{\text{max}}^K.$$

Когда H^K изменяется между итерациями достаточно мало, процесс прекращается, при этом полученный вектор H^K совпадает с правым собственным вектором матрицы Якоби. Полученные элементы формируют маркеры линий ОС как разницу элементов собственного вектора по концам линии.

Далее выбирается линия с максимальным маркером ОС, разрезается, находится кратчайший путь между узлами начала и конца первой линии ОС, на данном кратчайшем пути находится линия с максимальным маркером, и она, в свою очередь, разрезается. Процесс продолжается, пока не исчезнет связь между узлом начала первой линии ОС и узлом конца [4]. Таким образом, в ОНФ образуются как минимум два графа сети, разделенные полученным ОС. Производится проверка полученного ОС на со-

ответствие заданному ВИР, ОНФ и другим условиям. Рассчитывается мощность нерегулярных колебаний мощности:

$$P_{н.к} = K_{н.к} \cdot \sqrt{\frac{P_{н_1}^\Sigma \cdot P_{н_2}^\Sigma}{P_{н_1}^\Sigma + P_{н_2}^\Sigma}},$$

где $K_{н.к}$ – коэффициент расчета нерегулярных колебаний;

$P_{н_1}^\Sigma$ и $P_{н_2}^\Sigma$ – суммарные нагрузки соответственно первой и второй не-синхронных частей схемы, которые получены в результате формирования ОС.

Ослабление предельного режима

Рассчитывается $P_c^{МДП}$ – максимально допустимый переток мощности по полученному ОС:

$$P_c^{МДП} = 0,8 \cdot P_c^{\text{пред}} - P_{н.к},$$

где $P_c^{\text{пред}}$ – переток мощности по ОС в предельном режиме;

$P_{н.к}$ – мощность нерегулярных колебаний нагрузки по данному ОС.

Практическая реализация модели и особенности ее применения

Рассмотренная в предыдущих разделах математическая модель реализована в виде многоцелевых программных комплексов *RastrWin-Lincor*, способных решать как задачи планирования, так и расчета МДП. Программные комплексы реализованы на одном ядре и имеют общую базу данных, архитектура комплекса показана на рис. 4.

Расчетная модель базируется на схеме замещения для расчета установившегося режима и дополнена элементами для моделирования генерации, потребления и сетевых ограничений. Расчетная модель предусматривает возможность работы с множеством вариантов одной схемы, которые отличаются значениями системных и режимных параметров. В составе программного комплекса присутствует специальный модуль, способный построить по заданным параметрам множество вариантов расчетной модели, каждый из которых соответствует некоторому расчетному интервалу. Этот процесс носит название «актуализация» и обеспечивает ввод в модель заявок, прогнозов потребления, ограничений по генерации, состава оборудования, сетевых ограничений и других параметров для каждого расчетного интервала. После проведения актуализации становится возможным проведение комплексной оптимизации на всем расчетном периоде с учетом интегральных ограничений.



Рис. 4. Архитектура программного комплекса *RastrWin-Lincor*

Вычислительные характеристики программного комплекса позволяют применять его для планирования диспетчерского графика на модели ЕЭС, насчитывающей около 8000 узлов, при расчетном периоде из 24 часовых интервалов. В настоящее время комплекс введен в промышленную эксплуатацию во всех ОДУ ЕЭС и в ЦДУ ЕЭС. Планирование осуществляется по «нормативным» сечениям.

Определение ОС и МДП в настоящее время осуществляется для схемы оперативного управления Тюменского РДУ для схемы из 110 узлов и 190 ветвей. Введен в промышленную эксплуатацию в 2009 году.

Заключение

1. Разработан алгоритм и программный комплекс суточного планирования режимов на электрической модели ЕЭС России с учетом возможностей активно-адаптивной сети. Комплекс введен в промышленную эксплуатацию в Системном операторе ЕЭС России. Использование комплекса позволяет улучшить качество планирования режимов и повысить надежность режимов ЕЭС.

2. Разработан алгоритм определения ОС и МДП, который может применяться как в оперативном управлении, так и при планировании режимов энергосистем.

3. Определение МДП при планировании режимов позволяет отказаться от «нормативных» сечений и повысить надежность режимов, а также, в ряде случаев, снизить узловые цены.

Список литературы

1. Горништейн В. М., Мирошниченко Б. П., Пономарев А. П. Методы оптимизации режимов энергосистем. – М.: Энергия, 1981.
2. Бердников Р. Н. Политика инновационного развития и модернизации ОАО «ФСК ЕЭС». Доклад на Координационном совете по промышленной и научно-технической политике Межрегиональной ассоциации «Сибирское соглашение». – г. Омск, 16.02.2010. www.sibacc.ru.
3. Давыдов В. В., Неуймин В. Г., Сактоев В. Е. Определение критических сечений энергосистем в предельных режимах // Изв. РАН. Энергетика и транспорт. 1992. № 1. С. 74–80.
4. Кристофидес К. Теория графов. Алгоритмический подход. – М.: Мир, 1978.
5. Парлет В. Симметрическая проблема собственных значений. Численные методы. – М.: Мир, 1983.

УДК 621.316.933.9

*А. Н. Новикова, О. В. Шмараго – ОАО «НИИПТ»,
Санкт-Петербург;*

Б. В. Ефимов, д.т.н.; А. Н. Данилин, к.т.н.;

Ю. М. Невретдинов, к.т.н. – ЦФТПЭС КНЦ РАН, Апатиты

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЛ 110 и 150 кВ СЕВЕРНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ ОАО «КОЛЭНЕРГО»: ВОПРОСЫ ГРОЗОЗАЩИТЫ

Введение

Трассы ВЛ 110 и 150 кВ Северных электросетей (СЭС) ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» проходят по территории, имеющей неблагоприятные с точки зрения обеспечения надежности электроснабжения природно-климатические условия, а именно: большое количество дней с сильными и штормовыми ветрами, туманами, снегопадами и гололедообразованием. Но при этом для территории всего Кольского полуострова характерна низкая интенсивность грозовой деятельности (не более 20 грозовых часов в год), при которой по ПУЭ допустимо сооружение ВЛ без троса. Дополнительным критерием отказа от троса является высокое электрическое сопротивление грунтов. Мурманская область занимает северо-восточную окраину громадного Балтийского щита, сложенного древнейшими кристаллическими породами (гранитами, гнейсами, кварцитами, кристаллическими сланцами). Вода в реках, озерах и болотах Кольского полуострова содержит мало минеральных солей, поэтому водонасыщение только незначительно снижает сопротивление грунта. На большинстве опор ВЛ устройство заземлителей, удовлетворяющих требованиям ПУЭ по значению сопротивления заземления, невыполнимо.

В настоящее время 44 % ВЛ 110 кВ (из 16 линий с общей протяженностью около 450 км) и 32 % ВЛ 150 кВ (из 32 линий с общей протяженностью около 1800 км) находятся в эксплуатации более 50 лет. Направления модернизации ВЛ, в том числе, необходимость усиления их грозозащиты должны быть обоснованы результатами анализа опыта эксплуатации.

Опыт эксплуатации ВЛ

В табл. 1 приведены основные результаты анализа опыта эксплуатации ВЛ 110 и 150 кВ СЭС ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» за период 2006–2010 гг.

Таблица 1

Эксплуатационные показатели ВЛ 110 и 150 кВ СЭС «Колэнерго»

Эксплуатационные показатели		ВЛ 110 кВ	ВЛ 150 кВ
Общая протяженность ВЛ, км		447,6	1781,8
Защищенность тросом, %		17,4	31,4
Объем опыта эксплуатации, км·лет		2238	8909
Общее число отключений (из-за КЗ на ВЛ и из-за ПС)		89	281
Число отключений из-за КЗ на ВЛ	общее	76	257
	грозовых	7	62
Удельное число отключений (на 100 км в год)	общее	3,4	2,9
	грозовых	0,31	0,70
Коэффициент успешности АПВ при отключениях	из-за КЗ на ВЛ и ПС	0,80	0,76
	из-за КЗ на ВЛ	0,84	0,80
	грозовых	1,0	0,97

В табл. 2 дано распределение отключений ВЛ из-за КЗ на трассе по всем причинам (в процентах). Грозовыми являются для ВЛ 110 кВ примерно каждое десятое отключение, для ВЛ 150 кВ – каждое четвертое.

Классификация отключений по причине «гроза» проводилась с использованием сведений о начале и конце гроз по данным гидрометеорологических станций (ГМС). Практически все воздушные линии электропередачи имеют близко расположенные к трассам ГМС, что позволяет достаточно достоверно классифицировать грозовые отключения. Отключение относилось к грозовым, если момент отключения ВЛ находился внутри интервала между началом и концом грозы, или, если это условие не выполнялось, но гроза поочередно регистрировалась двумя далеко расположенными друг от друга ГМС, и при этом близко лежащими к трассе ВЛ. Такая ситуация характерна для ВЛ большой протяженности, когда гроза имеет место за пределами расстояния обнаружения ее метеонаблюдателем (15–20 км), т. е. перемещается вдоль трассы ВЛ или ее пересекает.

Таблица 2

Распределение отключений ВЛ 110 и 150 кВ из-за КЗ на трассе по причинам

Причины		Доля, %	
		ВЛ 110 кВ	ВЛ 150 кВ
Гроза		9,2	24,1
Повреждение элементов ВЛ	трос	—	0,4
	провод	1,3	1,9
	шлейф	1,3	1,2
	гирлянда	—	1,9
	опора	2,6	—
Ветер		3,9	18,7
Снег-гололед-ветер		21,1	17,9
Увлажнение изоляции		13,2	11,7
Деревья		1,3	—
Птицы		11,9	0,8
Постороннее вмешательство (наезды, набросы и пр.)		—	0,4
Неизвестные		34,2	21,0

Классификация отключений по остальным причинам, особенно отключений без повреждений элементов ВЛ, проводилась с учетом общей ситуации в энергосистеме (сброс гололеда, штормовой ветер и т. д.), результатов обходов и экспертной оценки по опыту классификации подтвержденных метеоданными подобных отключений в других энергосистемах. Например, частые многократные отключения с успешным АПВ характерны при ветре. Отключения в ранние утренние часы наиболее вероятны при увлажнении загрязненной изоляции при росе или тумане. В апреле–мае ранние отключения возможны также при набросах на ВЛ посторонних предметов птицами.

К отключениям «из-за ПС» отнесены случаи перекрытия изоляции и повреждения оборудования на подстанции, неправильной работы релейной защиты и автоматики, ошибок персонала, отключения при системных авариях и при вынужденных режимах работы, а также пробные включения на КЗ до осмотра ВЛ.

В табл. 3 сопоставлены эксплуатационные показатели ВЛ 110 и 150 кВ «Северных электрических сетей» ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» и ВЛ 110 и 220 кВ северных электросетевых предприятий ОАО «Тюменьэнерго» (Северных ЭС – верхнее число, Ноябрьских ЭС – нижнее), расположенных в регионах с близкими природно-климатическими условиями. Объем проанализированного опыта эксплуатации ОАО «Тюменьэнерго» значительно больше. Тем не менее, средние эксплуатационные показатели по общему числу отключений для двух энергосистем близки.

Таблица 3

Сравнение эксплуатационных показателей ВЛ в северных регионах РФ

Показатели		Колэнерго		Тюменьэнерго	
		ВЛ 110 кВ	ВЛ 150 кВ	ВЛ 110 кВ	ВЛ 220кВ
Объем опыта эксплуатации, км·лет		447,6	1781,8	8632 4262	5105 2890
Защищенность тросом, %		17,4	31,4	78,5 100	100 100
Число грозových часов, ч		2–14		3–20 8–20	4–10 10–25
Удельное число отключений (на 100 км в год)	общее	3,4	2,9	2,7 2,9	1,7 2,7
	грозových	0,31	0,70	0,32 0,94	0,39 1,20
Коэффициент успешности АПВ при отключениях	общих	0,84	0,80	0,49 0,81	0,58 0,78
	грозových	1,0	0,97	0,89 0,93	0,90 0,89

При значительно меньшей защищенности тросом ВЛ 110 и 150 кВ СЭС «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» грозоупорность ВЛ оказалась не хуже, чем у ВЛ в северных предприятиях «Тюменьэнерго» при полной или значительно лучшей защищенности тросом. Это свидетельствует о низкой эффективности тросовой защиты при больших значениях сопротивления заземления опор (R_3).

В табл. 4 приведены результаты выборочных измерений R_3 опор ВЛ 150 кВ без троса в СЭС «Колэнерго».

Таблица 4

Результаты измерений R_z опор ВЛ 150 кВ без троса в СЭС «Колэнерго»

№ п/п	Название ВЛ (конечные пункты)	Номер опоры	R_z , Ом		Грунт
			стационарное	импульсное	
7	Л-171/Л-172 (ПС-200 Выходной – ПС-6 Мурманск)	58	354	–	скальный
8		59	285	300	
9		59а	290	–	
10		60	273	–	
11		62	407	–	
12	Л-179 (ПС-200 Выходной – ПС-6 Мурманск)	43	58	–	заболочено
13		46	300	–	скальный
14		47	224	200	
15		48	888	–	
16	Л-173/Л-174 (ПС-200 Выходной – ГЭС-13 Нижнетулом- ская)	21	166	–	скальный
17		22	66	60	заболочено
18		23	276	–	скальный
19	Л-170 (ПС-200 Выходной – ПС-29 Снежногорск)	120	7	–	заболочено
20		121	170	–	скальный

Анализ показателей грозоупорности ВЛ

Мурманская область имеет на своей территории достаточно развитую сеть гидрометеостанций. На рис. 1 показана сеть ГМС на территории северной части области. В табл. 5 приведены данные по продолжительности грозовой деятельности в часах ($N_{г.ч}$) по годам за период 2005–2010 гг. по наблюдениям 14 и в отдельные годы по 15 ГМС наиболее близко расположенным к трассам ВЛ. В последнем столбце табл. 5 и на рис. 1 по указанным ГМС приведены средние значения $N_{г.ч}$ за анализируемый период эксплуатации (2006–2010 гг.). Для ГМС, метеоданные по которым представлены в «Научно-прикладном справочнике по климату СССР» [1], для сравнения приведено также среднеемноголетнее значение $N_{г.ч}$.

За анализируемый период интенсивность грозовой деятельности на территории СЭС не была выше среднеемноголетней за исключением ГМС «Ниванкюль». Но в 2006 г. практически по всем ГМС, особенно по ГМС южнее Мурманска, значение $N_{г.ч}$ намного превосходило среднее за пе-

риод 2006–2010 гг. Например, по ГМС «Ниванкюль» число грозových часов превысило среднемноголетнее значение почти в 4 раза. В 2010 г. также отмечалось повышение интенсивности грозовой деятельности, особенно на севере (ГМС «Териберка» и «Туманная»).



Рис. 1. Средняя продолжительность грозовой деятельности на территории СЭС в часах: Никель ● 6,2 – в период 2006–2010 гг.; 7,6 – многолетняя по [1]

Из данных табл. 5 видно, что при невысокой средней интенсивности грозовой деятельности наблюдается большой разброс значений числа грозových часов по годам и по территории, что находит отражение в числе грозových отключений ВЛ. В табл. 6 дано распределение числа грозových отключений ВЛ 110 и 150 кВ СЭС по годам и приведены сведения об интенсивности грозовой деятельности: пределы изменения продолжительности гроз в часах по ГМС на территории СЭС и условное среднее значение $N_{г.ч}$, полученное делением суммы значений $N_{г.ч}$ отдельных ГМС на их число.

Общее число грозových отключений ($N_{г.общ}$) хорошо коррелируется с условным средним значением $N_{г.ч}$. Наибольшую долю в $N_{г.общ}$ вносят ВЛ 150 кВ, имеющие общую протяженность в 4 раза больше, чем ВЛ 110 кВ. Кроме того, удельное число грозových отключений ВЛ 150 кВ, несмотря на большую импульсную прочность изоляции, оказалось в 2,25 раза больше, чем для ВЛ 110 кВ (см. табл. 1).

Такая ситуация может наблюдаться при условии, когда основной причиной отключений являются удары молнии в провода, что и имеет место на ВЛ без троса. Вероятность превышения критического значения тока

Таблица 5

№ п/п	ГМС	N _{г.ч.} , ч							
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	среднее	
								2006– 2010	много- летнее (по [1])
1	Вайда-Губа	0	4,6	0,3	0	2,9	2,3	2,0	4,0
2	Цып-Наволоок	0	3,5	9,3	1,2	1,3	4,4	3,9	
3	Ура-Губа	5,3	6,2	3,5	0,4	2,5	5,2	3,6	
4	Полярное	2,8	1,3	1,0	1,8	1,7	3,9	1,9	
5	Териберка	4,3	3,9	1,8	6,2	3,0	13,5	5,7	6,3
6	Туманная	15,1	6,4	4,6	3,4	3,1	10,6	5,6	
7	Мурманск	3,7	7,3	2,6	2,5	3,0	6,3	3,6	8,2
8	Никель	11,4	12,5	0,9	3,6	7,2	7,0	6,2	7,6
9	Перевал	10,7	21,7	6,7	7,9	13,8	9,0	11,8	
10	Янискоски	8,7	29,6	2,9	9,5	8,9	2,6	10,7	
11	Верховье р. Лотты	10,1	20,8	3,9	5,3	10,7	7,9	9,7	
12	Падун	5,9	16,7	3,3	4,3	5,8	17,4	9,5	
13	Ниванкюль	6,0	39,3	2,1	4,8	12,5	20,1	15,8	10,9
14	Мончегорск	5,2	10,2	5,4	3,2	1,6	10,1	6,1	8,0
15*	Святой Нос (Гремиха)	0	6,7	0	0	1,2	12,2		

* Возможны перерывы в передаче информации.

Вследствие невысокой интенсивности грозовой деятельности и резкой изменчивости ее по годам, непродолжительного анализируемого периода эксплуатации (5 лет) и сравнительно небольшой длины большинства ВЛ объем опыта эксплуатации отдельных ВЛ оказывается недостаточным для получения их эксплуатационных показателей грозоупорности. Поэтому целесообразно получить этот показатель для групп ВЛ, объединив их по конструктивным признакам. В качестве базовой интенсивности грозовой деятельности можно принять усредненное по всем ГМС условное среднее по годам значение $N_{г.ч}$, равное 6,7 грозовых часов. Такие группы можно было выделить только для ВЛ 150 кВ.

Таблица 6

Распределение числа грозовых отключений ВЛ 110 и 150 кВ СЭС по годам

Параметры		Годы				
		2006	2007	2008	2009	2010
$N_{г.ч}$, ч	пределы	1,3–39,3	1–9,3	0–9,5	1,3–12,5	2,3–20,1
	условное среднее	12,7	3,4	3,5	5,3	8,8
Число грозовых отключений по ВЛ	150 кВ	25	6	4	8	20
	110 кВ	4	–	–	1	2
	общее	29	6	4	9	22

При экспертной оценке удельного числа грозовых отключений отдельных групп ВЛ можно предположить, что все отключения происходят, если разряды молнии поражают участки без троса, поскольку вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в участки с тросом при устройстве заземлителей опор и прокладке противовесов на подходах к подстанциям много меньше, чем при ударе молнии в провод или опору без заземлителя на участках без троса. При этом средний эксплуатационный показатель грозоупорности $n_{г}$ – число грозовых отключений какой-либо из групп ВЛ на 100 км длины в год может быть определено по формуле:

$$n_{г} = \frac{N_{г.общ}}{T} \cdot \frac{100}{L_{ВЛ} - L_{тр}}, \quad (1)$$

где $N_{г.общ}$ – общее число грозовых отключений группы ВЛ;

T – число лет эксплуатации;

$L_{ВЛ}$ – общая длина линий, км;

$L_{тр}$ – общая длина участков с тросом, км.

Двухцепные ВЛ с тросом только на подходах (табл. 7)

Для каждой из двух цепей значение n_r без учета случаев отключения одновременно двух цепей составило

$$n_r = 0,5 \cdot \frac{25}{5} \cdot \frac{100}{363,3 - 41,5} = 0,78 \quad \text{на 100 км в год.}$$

Доля таких случаев по данным опыта эксплуатации равна $9/25 = 0,36$. При этом общее удельное число грозových отключений каждой цепи оценивается значением $(0,78 \times 1,36) = 1,06$ на 100 км в год.

Одноцепные ВЛ с тросом только на подходах (табл. 8)

При том же условии, что было принято для двухцепных ВЛ, эксплуатационный показатель грозоупорности для одноцепных ВЛ 150 кВ СЭС без троса равен

$$n_r = \frac{19}{5} \cdot \frac{100}{348,02 - 28,44} = 1,2 \quad \text{отключения на 100 км в год.}$$

Следует отметить, что значения эксплуатационных показателей цепи двухцепных ВЛ и одноцепной ВЛ 150 кВ, имеющих примерно одинаковую общую длину, согласуются между собой: одноцепная ВЛ и должна иметь больше отключений, чем цепь двухцепной ВЛ, так как в общем случае при одном ударе молнии может произойти перекрытие изоляции одной из цепей.

ВЛ с тросом (табл. 9)

Эту группу составляют только одноцепные ВЛ. Единственная двухцепная ВЛ 150 кВ с тросом (Л-219/ОЛ-170/89) длиной 3 км в анализируемый период грозových отключений не имела.

Из всех ВЛ, защищенных тросом, отключалась при грозе только имеющая самую большую протяженность Л-226, поэтому можно не учитывать влияние на грозоупорность этой группы ВЛ участков без троса. Тогда эксплуатационный показатель грозоупорности для одноцепных ВЛ 150 кВ СЭС с тросом составит

$$n_r = \frac{5}{5} \cdot \frac{100}{194,02} = 0,52 \quad \text{отключения на 100 км в год.}$$

Для сравнения приведем средние показатели грозоупорности в энергосистемах РФ: для ВЛ 110 кВ – $n_r = 1,0$ и для ВЛ 220 кВ – $n_r = 0,45$ грозových отключений на 100 км в год. Таким образом, при наличии троса даже при плохих грунтах ВЛ 150 кВ за счет низкой грозовой деятельности

Таблица 7

**Распределение грозových отключений двухцепных ВЛ 150 кВ без троса
по годам**

Название ВЛ	Длина, км		Число грозových отключений по годам					Всего
	ВЛ	участков под тросом	2006	2007	2008	2009	2010	
Л-153			8					
Л-154			4					
Л-153 /Л-154			4					4
Двухцепной ВЛ	126,95	7,6	8					8
Л-163				1	1	2	1	
Л-164			1	1	1	2		
Л-163 / Л-164						2		2
Двухцепной ВЛ	117,3	4,2	1	2	2	2	1	8
Л-171								
Л-172							1	
Л-171 / Л-172								
Двухцепной ВЛ	38,9	12,4					1	1
Л-173							1	
Л-174			1				1	
Л-173 / Л-174							1	1
Двухцепной ВЛ	16,2	3,8	1				1	2
Л-175				1				
Л-176								
Л-175/Л-176								
Двухцепной ВЛ	18,71	4,7		1				1
Л-223			3					
Л-224			2	1			1	
Л-223/Л-224			2					2
Двухцепной ВЛ	45,24	8,76	3	1			1	5
По всем ВЛ	363,30	41,46	одновременно двух цепей					9
			двухцепной ВЛ					25

имеют хорошие показатели грозоупорности ($n_{\Gamma} = 0,52$). В бестросовом исполнении показатели грозоупорности цепи двухцепной ВЛ 150 кВ ($n_{\Gamma} = 0,78$) находятся между средними показателями грозоупорности ВЛ 110 и 220 кВ, а для одноцепной ВЛ ($n_{\Gamma} = 1,2$) близки к среднему показателю грозоупорности ВЛ 110 кВ.

Таблица 8

**Распределение грозовых отключений одноцепных ВЛ 150 кВ без троса
по годам**

Название ВЛ	Длина, км		Число грозовых отключений по годам					Всего
	ВЛ	участков под тросом	2006	2007	2008	2009	2010	
Л-177	199,60	4,50	1	3	1		8	13
Л-178	35,15	5,73					1	1
Л-179	37,30	6,39					1	1
Л-185	26,80	2,90	1			1		2
Л-186	25,07	5,76					1	1
Л-192	24,10	3,17				1		1
По всем ВЛ	348,02	28,44	2	3	1	2	11	19

Таблица 9

Распределение грозовых отключений ВЛ 150 кВ с тросом по годам

Название ВЛ	Длина, км		Число грозовых отключений по годам					Всего
	ВЛ	участков под тросом	2006	2007	2008	2009	2010	
Л-167	42,10	42,10						
Л-183	16,95	15,35						
Л-184	16,95	15,35						
Л-226	112,30	112,30	1		1		3	5
Л-227	6,00	6,00						
По всем ВЛ	194,02	191,12	1		1		3	5

Повышение грозоупорности целесообразно в первую очередь для протяженных двухцепных ВЛ 150 кВ, имеющих близкую к 40 % вероятность отключения двух цепей одновременно.

Корректировка методики расчета грозоупорности ВЛ применительно к северным регионам РФ

Для разработки рекомендаций по возможной модернизации грозозащиты ВЛ необходима оценка ожидаемой эффективности предполагаемых мероприятий на основании результатов расчета грозоупорности по апробированной методике.

Апробация методики «Руководства по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99» [2] проводилась путем сопоставления расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ 150 кВ из трех выделенных групп. В качестве объектов расчета использовались конструктивные параметры наиболее протяженных ВЛ в каждой группе: Л-153/Л-154 – двухцепная ВЛ без троса, Л-177 – одноцепная ВЛ без троса и Л-226 – одноцепная ВЛ с тросом. Эскизы опор и основные исходные данные приведены на рис. 2. Расчеты выполнялись при двух средних по трассе значениях сопротивления заземления опор ($R_3 = 60$ и 100 Ом). При расчете вероятности перекрытия изоляции использовалось региональное распределение амплитуды тока молнии, полученное по результатам полевых исследований с помощью магнитных регистраторов на ВЛ 220 кВ «Кемь – Костомукша» [3], описываемое логарифмически-нормальным законом с параметрами:

$$\bar{I} = 13,5 \text{ кА}, \sigma = 0,39.$$

В качестве фактической грозовой деятельности принято усредненное по всем ГМС условное среднее по годам значение $N_{г.ч.} = 6,7$ грозовых часов. В табл. 10 приведены результаты расчета грозоупорности ВЛ и выполнено сравнение расчетных и эксплуатационных показателей. Для двухцепных ВЛ приведены числа грозовых отключений на одну цепь: числитель – без учета, знаменатель с учетом отключений, произошедших после перекрытия изоляции соседней цепи.

По результатам расчетов можно отметить следующее:

- при значениях R_3 более 60 Ом число грозовых отключений ВЛ без троса практически не зависит от сопротивления заземления;
- по-видимому, R_3 опор ВЛ на одноцепных опорах с тросом в среднем менее или близко к значению 60 Ом, поскольку расхождение

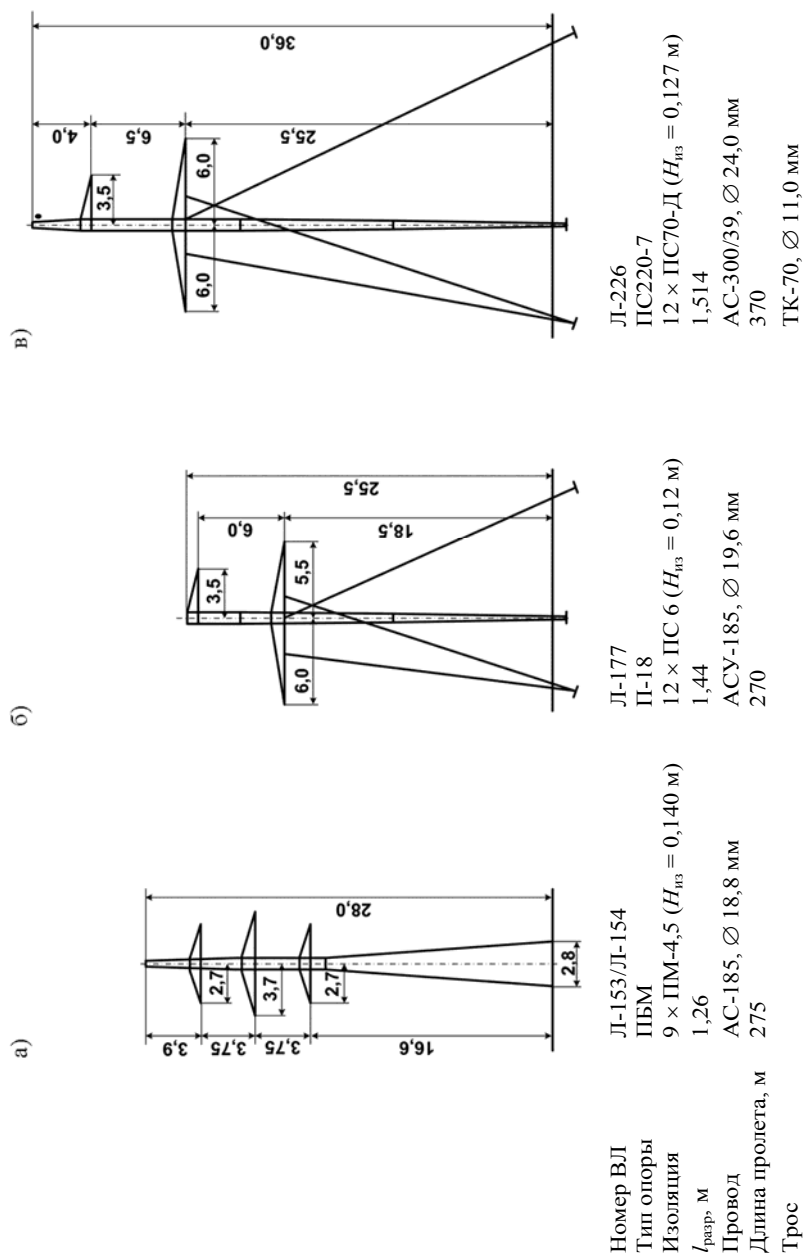


Рис. 2. Исходные данные для расчета грозоупорности ВЛ 150 кВ: а) Л-153/Л-154; б) Л-177; в) Л-226

расчетных и эксплуатационных значений n_{Γ} для одноцепных ВЛ с тросом и без троса близки (3,0–3,6 раза);

- по всем рассчитанным вариантам, с учетом экспертной оценки среднего значения R_3 опор ВЛ с тросом, расхождение расчетных и обобщенных эксплуатационных показателей грозоупорности составляет от 2,2 до 3,6 раза.

Таблица 10

Сравнение расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ 150 кВ СЭС ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» (на 100 км)

Тросовая защита	Конструкция ВЛ	$n_{\Gamma, \text{расчет}}$ при R_3 (Ом)		$n_{\Gamma, \text{эксп}}$	$\frac{n_{\Gamma, \text{расчет}}}{n_{\Gamma, \text{эксп}}}$ при R_3 (Ом)	
		60	100		60	100
без троса	двухцепная, рис. 2а	$\frac{1,70}{2,57}$	$\frac{1,76}{2,86}$	$\frac{0,78}{1,06}$	$\frac{2,18}{2,42}$	$\frac{2,25}{2,7}$
	одноцепная, рис. 2б	3,55	3,60	1,2	2,96	3,0
с тросом	одноцепная, рис. 2в	1,86	2,66	0,52	3,58	5,1

Последний факт ставит вопрос о необходимости корректировки методики расчета применительно к местным условиям. Причиной расхождения может быть некорректный расчет поражаемости ВЛ разрядами молнии, выполняемой по линейной зависимости плотности разрядов молнии от продолжительности гроз в часах. По неопубликованным данным бывшего сотрудника Главной геофизической обсерватории им. А. И. Воейкова в Санкт-Петербурге (Т. В. Лободина) эта зависимость имеет нелинейный характер с максимумом в зоне 50 грозовых часов (рис. 3), поэтому расчет по рекомендациям [2] может давать завышенную расчетную грозопоражаемость ВЛ в условиях небольшой продолжительности гроз.

Это подтверждают результаты пеленгации разрядов молнии на территории Финляндии, рис. 4 [4].

Плотность разрядов молнии на землю на севере Финляндии, граничащей с территорией СЭС ОАО «Колэнерго», не превышает 0,1 удара на 1 км^2 , в то время как по зависимости, рекомендуемой в [2].

$$p_0 = 0,05 N_{\Gamma, \text{ч}} = 0,05 \cdot 6,7 = 0,34 \text{ на } 1 \text{ км}^2. \quad (2)$$

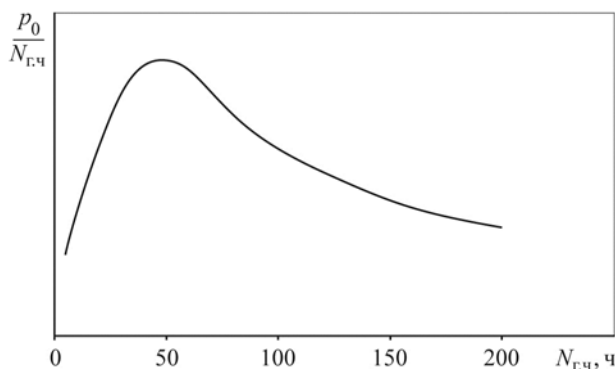


Рис. 3. Характер зависимости плотности разрядов молнии на 1 км² земной поверхности за 1 ч от продолжительности гроз в часах

Таким образом, при расчете грозоупорности ВЛ СЭС ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» и, вероятно, в других северных регионах необходимо уменьшать расчетное число ударов, поражающих ВЛ, по крайней мере, в 2,5–3,0 раза.

Компоновка цепей на опоре и грозоупорность

Расположение цепей на многоцепных опорах и их фазировка влияют на показатели грозоупорности отдельных цепей. В табл. 11 это показано на примере расположения цепей на двухцепной опоре без троса: традиционным способом (по разные стороны от оси опоры с двумя различными фазировками: симметричной – вариант 1 и несимметричной – вариант 2) и двумя треугольниками [5] – варианты 3 и 4. Расчеты удельного числа грозовых отключений выполнены для $R_3 = 60$ Ом и значения $N_{г.ч} = 6,7$ грозовых часов, но линейный коэффициент в формуле (2) в соответствии с результатами сравнения эксплуатационных и расчетных показателей грозоупорности для двухцепной ВЛ 150 кВ без троса (см. табл. 10) уменьшен в 2,5 раза.

Варианты с симметричной и несимметричной фазировкой с расположением цепей по разные стороны от оси опоры практически равноценны по показателям грозоупорности. Но при этом вариант 2 обладает лучшей симметрией электрических параметров шестифазной системы проводов, что способствует уменьшению потерь в линии, а также позволяет уменьшить шаг транспозиции или вообще отказаться от нее.

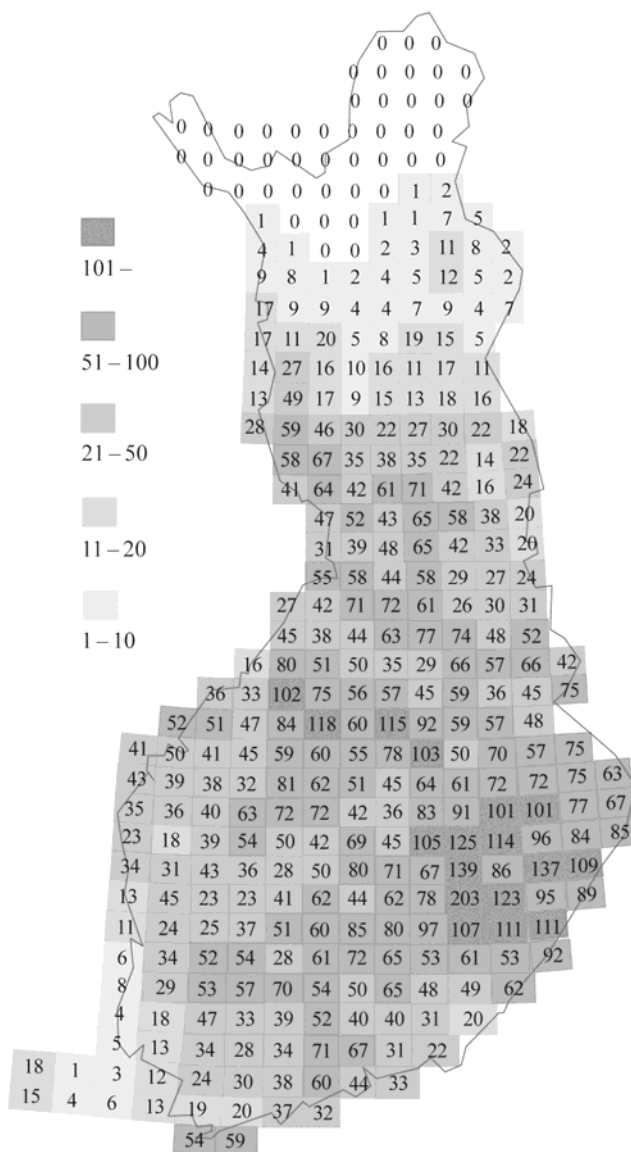
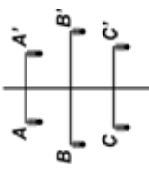


Рис. 4. Распределение разрядов молнии на территории Финляндии по регистрациям 1998–1999 гг. (по ячейкам площадью 100 км²)

Таблица 11

Показатели грозоупорности двухцепной ВЛ 150 кВ
при различных вариантах расположения цепей на опоре (на 100 км)

Вариант расчета		Число грозových отключений															
		от ударов молнии															
		в опору				в провод				в опору и провод							
		первичные по цепям		вторичные по цепям		первичные по цепям		вторичные по цепям		первичные по цепям		вторичные по цепям		первичные по цепям		вторичные по цепям	
№	расположение фаз	$I_{\text{гроз}}$	A, B, C	A', B', C''	A, B, C	A', B', C''	A, B, C	A', B', C''	A, B, C	A', B', C''	A, B, C	A', B', C''	A, B, C	A', B', C''	A, B, C	A', B', C''	всего по цепям первичных и вторичных
1		Все фазы – 1,26 м	0,29	0,29	0,22	0,22	0,38	0,38	0,12	0,12	0,67	0,67	0,34	0,34	1,01	1,01	1,01
2		Все фазы – 1,26 м	0,27	0,27	0,23	0,23	0,38	0,38	0,11	0,11	0,65	0,65	0,34	0,34	0,99	0,99	0,99
3		Все фазы – 1,26 м	0,48	0,06	0,04	0,30	0,76	0	0	0,19	1,24	0,06	0,04	0,49	1,28	0,55	
4		$A, B, C - 1,26 \text{ м}$ $A', B', C' - 1,5 \text{ м}$	0,54	0	0	0,13	0,76	0	0	0,06	1,30	0	0	0,19	1,30	0,19	

При расположении фаз в виде двух треугольников (вариант 3) преимущества варианта 2 сохраняются, но принципиально изменяются показатели грозоупорности цепей, а именно.

Подвеска двух фаз одной цепи на верхней траверсе приводит к тому, что отключения от ударов молнии в провода будут принадлежать исключительно верхней цепи, а от обратных перекрытий от ударов в опору преимущественно также верхней цепи. Грозовые отключения нижней цепи будут в основном вторичными после перекрытия изоляции верхней цепи от ударов в опору и провод. Доля вторичных перекрытий верхней цепи после перекрытия изоляции нижней цепи незначительна. Такие случаи возможны только при ударах молнии в опору при одинаковой импульсной прочности изоляции всех фаз (вариант 3). В варианте 3 по сравнению с вариантами симметричной от оси опоры подвески цепей число грозовых отключений верхней цепи увеличивается на 30 %, а нижней – уменьшается почти в 2 раза. При усилении изоляции нижней цепи, например на 20 % (на 2 изолятора) число ее грозовых отключений уменьшается еще в 2,5 раза (вариант 4). Поскольку грозовые отключения нижней цепи возможны только после перекрытия изоляции верхней цепи, т. е. как вторичные, число двухцепных грозовых отключений в варианте 4 по сравнению с вариантами 1 и 2 уменьшается в 5 раз. Эффективность использования подвески цепей двумя треугольниками увеличивается при уменьшении сопротивления заземления опор.

Выводы

1. Эксплуатационные показатели грозоупорности ВЛ 110 и 150 кВ Северных электросетей ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго», выполненные в соответствии с рекомендациями ПУЭ для районов с низкой интенсивностью грозовой деятельности и высокими электрическими сопротивлениями грунтов на большей части трасс без троса, вследствие небольшой продолжительности гроз и меньшей плотности разрядов молнии на землю за 1 грозовой час, находятся на уровне средних эксплуатационных показателей грозоупорности, полученных на ВЛ с тросом и без троса в энергосистемах РФ.

2. Сооружение протяженных (50 км и более) двухцепных ВЛ без троса в районах с высокими электрическими сопротивлениями грунта даже при низкой грозовой деятельности из-за большой доли двухцепных грозовых отключений не рекомендуется.

Число грозовых отключений одной из цепей действующих двухцепных ВЛ без троса, проходящих по грунтам высокого электрического сопротивления, может быть уменьшено при использовании специального

расположения цепей на опоре – двумя треугольниками (две фазы одной из цепей подвешиваются на верхней траверсе, третья – на средней) и усилением изоляции на 20 % и более другой цепи, две фазы которой подвешены на нижней, а третья – на средней траверсе. При этом фазировка цепей должна обеспечивать наилучшую симметрию электрических параметров шестифазной системы проводов.

Список литературы

1. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Части 1–6. Выпуск 2. Мурманская область. – Л.: Гидрометеиздат, 1988.
2. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.129-99. – СПб: Изд-во ПЭИПК, 1999.
3. Новикова А. Н., Галкова Л. И., Шмараго О. В., Мезгин В. А., Маркин Ю. А., Давыдов И. А. Опыт эксплуатации ВЛ 110 кВ и выше в районах с грунтами высокого электрического сопротивления. Материалы Четвертого международного электротехнического семинара "Современное состояние вопросов эксплуатации, проектирования и строительства ВЛ (МЭС 4), Москва, 2008.
4. *Tapio J. Tuomi*. Lightning observations in Finland, 1999. Helsinki: Finnish Meteorological Institute, 1999.
5. Новикова А. Н. Способ расположения проводов. А.С. СССР № 317344, зарегистрировано в Гос. реестре изобретений СССР 13.07.1971 г.

УДК 621.315

*С. Л. Шишигин, д.т.н. – Вологодский государственный
технический университет, г. Вологда;*

А. Н. Новикова – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

РАСЧЕТ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ФУНДАМЕНТОВ ОПОР ВЛ ИЗ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ГРИБОВИДНЫХ ПОДНОЖНИКОВ В НЕОДНОРОДНОМ ГРУНТЕ

Железобетонные фундаменты опор ВЛ, состоящие из свай, анкерных плит, грибовидных подножников, в неагрессивных грунтах (без применения битумной обмазки), являются элементами схемы растекания тока разрядов молнии, поражающих ВЛ. В используемых железобетонных конструкциях применяют арматурные сетки высокой плотности. Толщина внешнего слоя бетона составляет 15–30 мм. В работе [1], опубликованной в 1968 г. и посвященной методике расчета сопротивления заземления (R_z) железобетонных фундаментов, путем измерений R_z моделей грибовидного подножника в электролитической ванне было показано:

- R_z решетчатого арматурного каркаса и сплошного проводящего тела, повторяющего его контуры, в пределах точности измерений равны;
- учет различия в проводимости бетонного слоя и окружающего грунта может увеличить R_z фундамента на 20 % при отношении удельных электрических сопротивлений бетона и грунта $\rho_b/\rho_r = 10$. При отношении $\rho_b/\rho_r = 5$ поправка составит 10 %. При двукратном различии значений ρ_b и ρ_r – не более 4 %.

Однако в реальных условиях вследствие капиллярного подсоса влаги, значения удельного электрического сопротивления бетона и окружающего грунта близки. Даже в грунтах с большим значением ρ_r бетонный слой является увлажненным, поскольку в системе двух пористо-капиллярных сред (грунт–бетон) влага мигрирует в сторону бетона, размеры пор которого на порядки меньше, чем, например, песка.

В [1] была предложена инженерная методика расчета R_z железобетонных фундаментов опор через коэффициенты формы, полученные по результатам измерений R_z моделей фундаментов в электролитической ванне для одиночной сваи и грибовидного подножника, а также для фундаментов одностоечной и двухстоечной опоры, состоящих из этих элементов. Предложенная методика позволяла рассчитывать R_z железобетонных фундаментов для однородного грунта и для многослойного

грунта после расчета значения эквивалентного удельного сопротивления грунта ($\rho_{\text{экв}}$) применительно к конкретной конструкции железобетонного фундамента.

По результатам многовариантных расчетов R_3 в двухслойном грунте, при различных сочетаниях ρ слоев, были подготовлены номограммы для расчета $\rho_{\text{экв}}$ для следующих конструкций заземляющих устройств (ЗУ): одного и двух вертикальных электродов; лучевого заземлителя; лучевого заземлителя с распределенными по лучам штырями. Номограммы, как справочный материал, вошли в Методические указания – «Типовой проект. Заземляющие устройства опор ВЛ 35–750 кВ» [2]. В этом документе номограммы для вертикального электрода предлагалось использовать также для «фундаментных заземлителей». Такая рекомендация обоснованна для фундаментов, состоящих из свай. Как будет показано ниже, для фундаментов, состоящих из грибовидных подножников, использование в расчетах R_3 номограмм для вертикального электрода приводит в некоторых условиях к большим погрешностям, так как не учитывается влияние на R_3 горизонтальной плиты – нижней части грибовидного подножника.

Отсутствие во введенных в действие в 1975 г. Методических указаниях [2] необходимых номограмм можно объяснить следующими причинами:

1. В период проведения работы [1] и при подготовке Методических указаний среди энергетиков существовало мнение: проводимость железобетонных фундаментов следует учитывать при разработке ЗУ опор только при значениях $\rho_{\text{г}} \leq 300$ Ом·м. Соответствующая рекомендация была записана в «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ-IV, издание 1966 г. [3]).
2. По результатам измерений R_3 в электролитической ванне сопротивление заземления сборного фундамента из четырех грибовидных подножников при однородном грунте с $\rho_{\text{г}} = 300$ Ом·м составляет около 17 Ом, т. е. удовлетворяет требованиям ПУЭ. Имея эти результаты и номограмму для определения $\rho_{\text{экв}}$ для вертикального электрода, можно было для фундамента из грибовидных подножников оценить значение $\rho_{\text{г}}$, при котором требуемое сопротивление опоры должно быть обеспечено только искусственным заземлителем.

В условиях, когда учет уменьшения R_3 за счет влияния железобетонных фундаментов ограничивался $\rho_{\text{г}} \leq 300$ Ом·м, отсутствие соответствующей номограммы для сложной по форме конструкции было оправданным. Однако в дальнейшем этот критерий был пересмотрен в сторону увеличения: в ПУЭ-V (1978 г.) до 500 Ом·м, а в ПУЭ-VII (2003 г.) до 1000 Ом·м. При этом вопрос о введении необходимых корректировок в Методические указания не ставился.

Ситуация обострилась, когда на ВЛ, проходящей в сложных условиях по грунтам (ВЛ 400 кВ ПС «Выборгская» – Госграница на двухцепных

башенных опорах, установленных на четырех грибовидных подножниках), возникли проблемы с грозоупорностью, отчасти из-за невыполнения проектных решений по устройству ЗУ. По результатам специальных геофизических исследований грунтов стало очевидным, что проблемы повышения грозоупорности могут быть решены только с использованием ограничителей перенапряжений (ОПН) [5]. Разработка и оптимизация схем грозозащиты с ОПН потребовала получения информации о сопротивлении заземления существующих ЗУ, т. е. фундаментов опор, и предлагаемых конструкций ЗУ. Первые оценки показали необходимость усовершенствования методики расчета R_z фундамента, состоящего из грибовидных подножников.

Разработка расчетной модели. Сопротивление ЗУ опоры, состоящего из системы железобетонных грибовидных подножников и искусственного заземлителя, может быть определено в результате расчета трехмерного электрического поля растекания тока, например, с использованием метода эквивалентных зарядов (ЭЗ). Основная задача – обоснование расчетной модели грибовидного подножника, состоящего из вертикальной стойки квадратного сечения и горизонтальной плиты (рис. 1). Размеры типовых железобетонных грибовидных подножников башенных опор даны ниже (табл. 1).

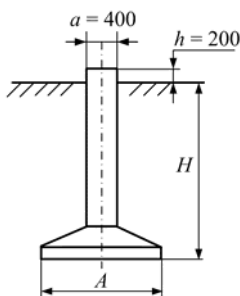


Рис. 1. Типовой железобетонный фундамент (грибовидный подножник)

В расчетах стойка грибовидного подножника, длина которой существенно превышает размеры поперечного сечения, заменяется стержнем с эквивалентным диаметром $D = 1,18a$, определяемым из условия равенства собственного сопротивления бесконечно длинных проводников квадратного и круглого сечения. При стороне квадрата, равной, $a = 400$ мм, $D = 470$ мм. Правомомерность такого подхода подтверждают результаты сравнения расчетов [4] и измерений в электролитической

ванне [1] сопротивления свайных фундаментов одностоечной и двухстоечной опор.

Таблица 1

Сопоставление результатов расчета сопротивления заземления типовых железобетонных подножников (R_n) по методу ЭЗ, с использованием предлагаемой модели, и по инженерной методике при $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

Тип фундамента		Ф2	Ф3	Ф4	Ф5
Размеры, мм	A	1500	1800	2100	2400
	H	2500			3000
k_f по [1, рис. 3]		0,31	0,28	0,26	0,27
R_n , Ом	по [1]	12,4	11,2	10,4	9,0
	по методу ЭЗ с использованием модели	12,4	11,35	10,45	9,1

В качестве модели плиты подножника была принята конструкция из шести стержней, проложенных по ее периметру и двум диагоналям (рис. 2), полученная из условия совпадения сопротивления заземления расчетной модели с результатами измерений R_z в электролитической ванне.

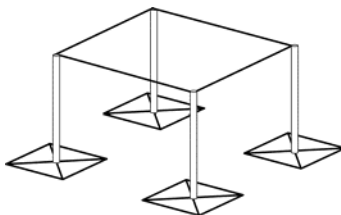


Рис. 2. Расчетная модель фундамента опоры из четырех грибовидных подножников (диаметр вертикальных стержней $D_v = 470 \text{ мм}$, горизонтальных – $D_r = 60 \text{ мм}$)

Адекватность предложенной расчетной модели может быть проверена путем сопоставления результатов расчетов сопротивления ЗУ в однородном грунте, полученных по методу ЭЗ и по инженерной методике, основная расчетная формула которой для сопротивления фундамента R_ϕ имеет вид:

$$R_\phi = k_f \cdot \rho / H, \quad (1)$$

где k_f – коэффициент формы;

H – глубина заложения до основания подножника, м;
 ρ – удельное сопротивление однородного грунта, Ом·м.

Материал [1] позволяет выполнить две тестовые проверки, а именно.

Одиночный грибовидный подножник (см. табл. 1).

Различие между значениями $R_{\text{п}}$, полученными по двум методам, не превышает 2 %.

Сборный фундамент из четырех подножников (см. рис. 2).

Тип грибовидного подножника – ФЗ, основание опоры имеет размеры (3×3) м.

Результаты расчета $R_{\text{ф}}$:

- при использовании модели – 5,7 Ом;
- по инженерной методике – 5,6 Ом.

Расхождение составляет 2 %.

Таким образом, результаты расчетов сопротивления заземления одиночного грибовидного подножника и сборного фундамента из четырех подножников с использованием предложенной модели хорошо согласуются с экспериментальными данными [1], полученными физическим моделированием.

Фундамент в неоднородном грунте. Оценим погрешность использования для расчета $R_{\text{п}}$ грибовидного подножника в неоднородном грунте номограммы для определения $\rho_{\text{экв}}$, предназначенной для вертикального электрода длиной $l_{\text{в}}$, расположенного в двухслойном грунте с мощностью первого слоя, равной h_1 . На рис. 3 дан фрагмент номограммы для $h_1/l_{\text{в}} = 1,5/2,5 = 0,6$.

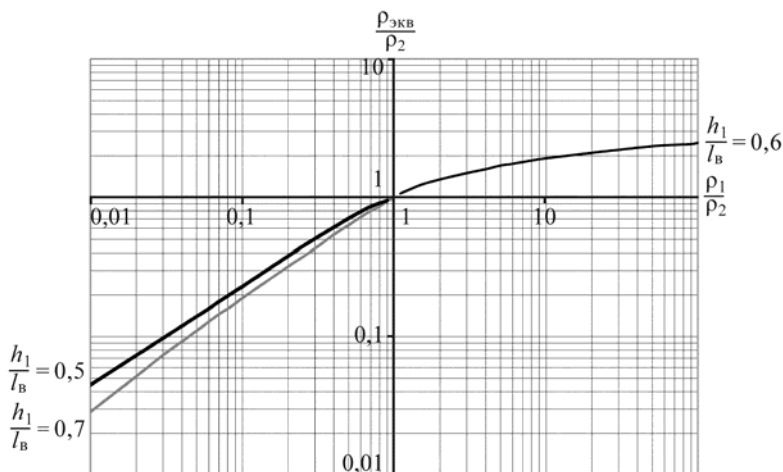


Рис. 3. Фрагмент номограммы для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта для вертикального электрода

В табл. 2 даны результаты расчета значений сопротивления заземления грибовидного подножника типа ФЗ (R_n) и сборного фундамента из четырех подножников (R_ϕ). Проведен также расчет значения сопротивления заземления стойки (R_c). Для этого элемента конструкции номограмма рис. 3 справедлива, а для подножника она используется по рекомендациям «Типового проекта», утвержденного в 1975 г.

Таблица 2

Результаты расчета R_n грибовидного подножника типа ФЗ и фундамента из четырех подножников (R_ϕ) в двухслойном грунте по двум методикам

ρ, по слоям, Ом·м		Инженерная методика (ρ _{экв} по рис. 3)				Метод эквивалентных зарядов					
1	2	ρ _{экв} , Ом·м	R, Ом			стойка		подножник		фундамент	
			стойка (k _f =0,506)	подножник (k _f =0,28)	фундамент (k _f =0,14)	ρ _{экв} , Ом·м	R _c , Ом	ρ _{экв} , Ом·м	R _n , Ом	ρ _{экв} , Ом·м	R _φ , Ом
2000	200	390	79	44	22	330	60	250	29	240	14
200	2000	460	93	52	26	500	90	720	82	845	48

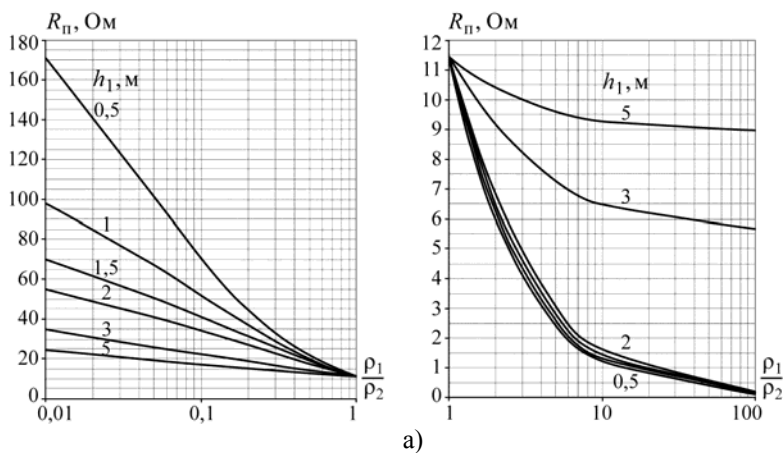
Расчеты проводились разными методами для двух вариантов двухслойной структуры грунта с мощностью первого слоя $h_1 = 1,5$ м: по инженерной методике и по методу эквивалентных зарядов с использованием разработанной модели подножника.

По результатам расчетов R_n и R_ϕ , полученным по инженерной методике, можно отметить следующее:

- в случае, когда подошва подножника (или четырех подножников) находится в слое лучшей проводимости, значения R_n и R_ϕ оказываются завышенными. При этом несколько выправляет положение использование экспериментально полученного именно для подножника (или четырех подножников) коэффициента формы: в данном случае завышение составляет около 50 %;
- при расположении подошвы в слое более высокого сопротивления и значительно ниже границы раздела слоев, стеканию тока с подошвы в слой низкого сопротивления препятствует поле токов, стекающих в этот слой со стойки опоры. В этом случае наличие подошвы мало влияет на сопротивление подножника: по табл. 2 видно, что значение R_n , полученное по методу ЭЗ, отличается от сопротивления стойки на 10 %. Неучет в инженерной методике качественного

изменения взаимодействия полей токов, стекающих с элементов подножника, приводит в данном случае к занижению значения R_{Π} более чем в 1,5, а R_{Φ} – почти в 2 раза.

Разработка номограммы для определения $\rho_{\text{экв}}$ для фундамента из четырех грибовидных подножников в двухслойном грунте. На рис. 4 представлены результаты расчета сопротивления заземления подножника типа ФЗ (рис. 4а) и фундамента из четырех подножников при расстоянии между их осями, равном (3×3) м, (рис. 4б) в двухслойном грунте (с соотношением ρ_1 / ρ_2 от 0,01 до 100) при изменении мощности первого слоя h_1 от 0,5 до 5 м. Значение удельного сопротивления грунта первого слоя принято равным $\rho_1 = 100$ Ом·м.



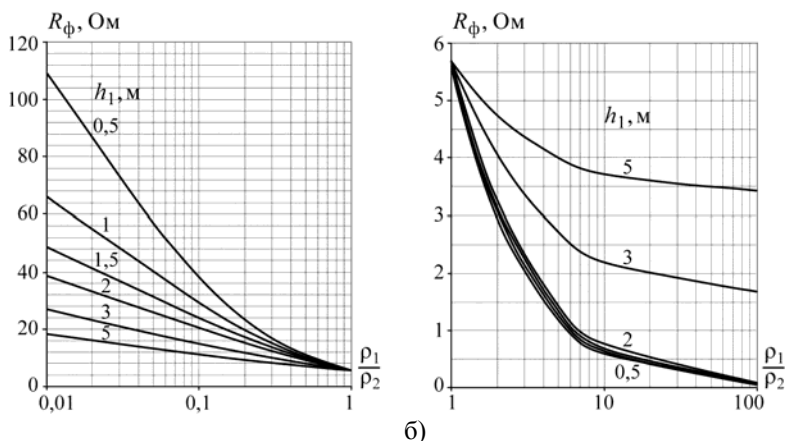


Рис. 4. Сопротивление заземления в двухслойном грунте (расчет по методу ЭЗ): а) грибовидного подножника; б) фундамента из четырех подножников

Зависимость R_z от ρ_1 / ρ_2 меняется от положения границы раздела слоев относительно подошвы подножников. Например, при изменении ρ_1 / ρ_2 от 0,01 до 10 значение R_ϕ уменьшится в 100 раз при $h_1 = 1,5$ м и только в 5 раз при $h_1 = 5$ м.

В случае, когда мощность первого слоя достигает низа подошвы подножника и при этом $\rho_1 / \rho_2 > 1$ наблюдается резкое изменение значения сопротивления. Например, при $\rho_1 / \rho_2 = 10$ при увеличении h_1 от 2 до 3 м значение R_π возрастает в 4, а R_ϕ в 3 раза, в то время как при увеличении h_1 от 1 до 2 м изменение сопротивления составляет около 20 %.

Из зависимостей рис. 4б может быть получена номограмма для определения $\rho_{\text{ЭКВ}}$, необходимая для расчета сопротивления заземления фундамента из грибовидных подножников в двухслойном грунте (рис. 5). Для этого используется формула

$$\rho_{\text{ЭКВ}} / \rho_2 = 0,01 \cdot R_{\rho_1=100} \cdot k_p \cdot H / k_f, \quad (2)$$

где $R_{\rho_1=100}$ — сопротивление заземления фундамента при $\rho_1 = 100$ Ом·м;

$k_p = \rho_1 / \rho_2$;

k_f — коэффициент формы по [1].

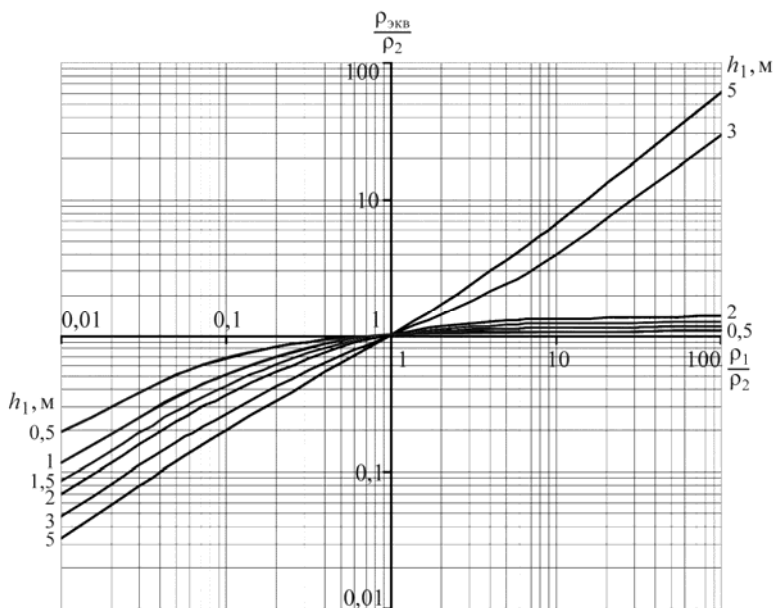


Рис. 5. Номограмма для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта для фундамента из четырех грибовидных подножников

Использование номограммы рис. 5 можно проиллюстрировать на примере расчета R_{ϕ} нескольких опор ВЛ 330 кВ, проходящих в районе Карельского перешейка по грунтам высокого электрического сопротивления (табл. 3) [6]. Необходимые для определения значения k_f параметры равны: $a/H = 0,16$ и $A/H = 0,72$. Значения $\rho_{\text{экв}}/\rho_2$, $\rho_{\text{экв}}$ и R_{ϕ} , приведенные в табл. 3 в скобках, получены при использовании номограммы для определения $\rho_{\text{экв}}$ двухслойного грунта для вертикального электрода. По результатам расчета R_{ϕ} (табл. 3) видно, что погрешности расчета возрастают при увеличении отношения ρ_1/ρ_2 (см. опоры № 221 и 263).

Таблица 3

Результаты расчета R_{ϕ} из четырех грибовидных подножников в двухслойном грунте по инженерной методике и по методу ЭЗ

Номер опоры	Структура грунта		$(B \times C)^*$, м	$\frac{C}{B}$	$\frac{B}{H}$	k_f	$\frac{\rho_1}{\rho_2}$	$\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2}$	$\rho_{\text{экв}}$, Ом·м	R_{ϕ} , Ом	
	h , м	ρ , Ом·м								инженерная методика	метод ЭЗ

263	2,4	1400	5,75×3,68	0,64	2,3	0,112	4,0	1,3 (2,8)	455 (980)	20,4 (43,9)	18,6
	∞	350									
250	3,2	1340	6,33×3,98	0,63	2,5	0,110	2,0	1,5 (2,0)	1005 (1340)	44,2 (59,0)	38,4
	∞	670									
221	2,3	1200	5,75×3,68	0,64	2,3	0,112	1,8	1,2 (1,55)	804 (1038)	36,0 (46,5)	32,3
	∞	670									

* B и C – расстояния между осями подножников.

Различия значений $R_{\text{ф}}$, полученных по двум методикам, при использовании номограммы рис. 5 незначительны и находятся в пределах точности определения промежуточных параметров по графическим зависимостям. Однако следует отметить, что необходимо дополнить полученный более 30 лет назад справочный материал для определения k_f с учетом типоразмеров сборных фундаментов, применяемых в настоящее время.

Выводы

1. Применимость разработанной модели железобетонного фундамента типа грибовидного подножника для расчетов сопротивления заземления опор ВЛ по методу эквивалентных зарядов обоснована сопоставлением с результатами физического моделирования – измерениями сопротивления моделей подножников в электролитической ванне.

2. Разработанная номограмма для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта для фундамента из четырех грибовидных подножников может быть использована в качестве недостающего справочного материала к «Типовому проекту. Заземляющие устройства опор ВЛ 35–750 кВ».

Список литературы

1. Корсунцев А. В., Покровская К. И. Методика расчета сопротивлений заземления железобетонных фундаментов // Электрические станции, 1968, № 11.
2. Типовой проект. Заземляющие устройства опор ВЛ 35–750 кВ. № 3602-тм. – М.: Минэнерго, ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект», 1974.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ-IV). – М.–Л.: Энергия, 1966.
4. Шишигин С. Л. Математические модели и методы расчета заземляющих устройств // Электричество, 2010, № 1.

5. Новикова А. Н., Лубков А. Н., Шмараго О. В. и др. Модернизация системы грозозащиты двухцепной ВЛ 400 кВ ПС «Выборгская» – Государственная граница с использованием ОПН // Известия НИИ постоянного тока, 2007, № 62.
6. Новикова А. Н., Лубков А. Н., Шмараго О. В. и др. Анализ результатов измерений сопротивления заземления опор ВЛ с тросом при модернизации заземляющих устройств // Электрические станции, 2007, № 9.

УДК 621.315.2

А. Н. Лубков; И. Н. Привалов, к.т.н.; М. В. Ушакова –
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ КАБЕЛЬНЫХ СИСТЕМ 110 И 220 КВ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

В настоящее время одной из наиболее прогрессивных технологий в кабельной технике является технология изготовления силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабели, XLPE-кабели). Современные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена технически более совершенны и более экономичны по сравнению с кабелями с бумажно-пропитанной и бумажно-масляной изоляцией и в последние годы быстро вытесняют в новых проектах кабели с бумажной изоляцией [1].

Основным преимуществом использования СПЭ-кабелей является более высокая надежность кабельных линий (КЛ), что связано как с улучшенным качеством кабеля, так и с технологией монтажа кабельной арматуры. Кроме того, СПЭ-кабели имеют меньший диаметр и легче, чем кабели с бумажной изоляцией, и поэтому они могут прокладываться большими длинами, что уменьшает число соединений и увеличивает надежность линий. Отсутствие жидких компонентов в изоляции позволяет использовать СПЭ-кабели в широком диапазоне окружающих температур и без ограничений по разности высот прокладки. По этой же причине КЛ, выполненные СПЭ-кабелями, экологически более безопасны и не требуют постоянного контроля и обслуживания в процессе эксплуатации.

Благодаря своим преимуществам КЛ высокого и сверхвысокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена широко применяются за рубежом, в том числе при организации глубоких вводов в центральные районы крупнейших городов мира.

В России СПЭ-кабели на напряжение 110 кВ и выше также находят все более широкое применение. По оценкам специалистов, например, только емкость рынка Санкт-Петербурга в высоковольтных кабелях составляет около 800 км. При этом потребность в высоковольтных кабелях на напряжение 110–500 кВ в будущем будет только увеличиваться.

Ведущими производителями и поставщиками СПЭ-кабелей на напряжение 110–550 кВ в Европе являются компании ABB, NEXANS, Pirelli,

NKT cables и др. Поставляемые на российский рынок кабели имеют сертификаты соответствия требованиям международных стандартов МЭК.

В России освоен выпуск СПЭ-кабелей на напряжение до 220 кВ включительно. Например, крупнейший производитель и поставщик кабельной продукции ОАО «Севкабель-Холдинг» в 2007 г. запустил на ОАО «Севкабель» линию фирмы Maillefer по производству СПЭ-кабелей на номинальное напряжение до 220 кВ включительно. В будущем планируется начать производство СПЭ-кабелей на ОАО «Саранскабель» на напряжение до 500 кВ включительно.

В 2010 г. был введен современный кабельный завод «ТАТКАБЕЛЬ». Завод оснащен оборудованием ведущих мировых производителей. По номенклатуре производимой продукции (весь спектр СПЭ-кабелей напряжением до 330 кВ включительно, в том числе кабелей с большим сечением жилы), оборудованию, организации производства и технологии завод не имеет аналогов в Российской Федерации.

Среди других отечественных производителей СПЭ-кабелей на номинальное напряжение 110 кВ и выше можно выделить компанию АББ Москабель, ООО «Камский кабель», ОАО ««Электрокабель» Кольчугинский завод» и др.

Если качество кабелей отечественного производства не будет уступать зарубежным аналогам, то их применение будет дешевле по ряду причин, в том числе из-за отсутствия ввозных таможенных пошлин и минимальной стоимости транспортировки.

Перед запуском высоковольтных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в серийное производство, для подтверждения их эксплуатационной надежности и проверки соответствия требованиям международных стандартов МЭК необходимо проводить стендовые испытания кабелей и кабельной арматуры к ним, в том числе типовые и предквалификационные длительные испытания на готовых кабельных системах.

Начиная с 2009 г. в Испытательном центре высоковольтного электрооборудования ОАО «НИИПТ» (ИЦ ВЭ ОАО «НИИПТ»), аккредитованном Федеральным Агентством по техническому регулированию и метрологии на проведение испытаний силовых кабелей на напряжение до 330 кВ включительно и муфт к ним, проводятся типовые и предквалификационные испытания кабельных систем 110 и 220 кВ с СПЭ-кабелями и муфтами различных отечественных и зарубежных производителей.

ИЦ ВЭ ОАО «НИИПТ» оснащен специализированными стендами, позволяющими проводить испытания (в том числе длительные испытания) кабельных систем на номинальное напряжение 110–330 кВ (стенд 200 кВ и стенд 600 кВ, расположенные в высоковольтном экранированном зале). В 2010 г. для обеспечения возможности проведения стендовых

испытаний кабельных систем 110–330 кВ с кабелями больших сечений токоведущей жилы (до 3000 мм² и более) и проведения испытаний кабельных систем на напряжение 500 кВ был модифицирован расположенный на открытой площадке стенд «Каскад 3×600 кВ» с возможностью параллельной работы испытательных трансформаторов 600 кВ и с вводом испытательного напряжения в высоковольтный зал через проходной ввод.

Каждый стенд состоит из двух автономных установок: высоковольтной установки для получения однофазного испытательного переменного напряжения частоты 50 Гц и установки нагрева. Нагрев производится электромагнитным возбуждением тока в жиле кабеля, который пропускается сквозь ярмо параллельно включенных трансформаторов нагрева, являясь их одновитковой вторичной обмоткой. Обеспечение требуемой температуры нагрева кабельной системы в процессе испытаний осуществляется путем поддержания такой же величины тока нагрева, как и у контрольного образца (находящегося в одних и тех же климатических условиях), температура нагрева которого контролируется с помощью термодатчиков, установленных на жиле, экране и оболочке кабеля. Для контроля температуры нагрева кабельной системы в процессе испытаний на оболочке кабеля по всей длине системы через каждые 5–10 м и на расстоянии 0,5 м от муфт, а также на всех кабельных муфтах установлены термодатчики (Т1–Т24). Измерение температуры нагрева кабельной системы и контрольного образца осуществляется автоматическими регистраторами температуры Термодат-29М1.

Испытания кабельных систем импульсным напряжением проводятся с использованием генератора импульсного напряжения ГИН (импульсы напряжения – 1,2/50 мкс и 250/2500 мкс, амплитудой до 3200 кВ), расположенного в высоковольтном зале ИЦ ВЭ ОАО «НИИПТ».

Измерение характеристик изоляции, контролируемых в процессе испытаний (уровень частичных разрядов, тангенс угла диэлектрических потерь), осуществляется с помощью цифрового измерительного комплекса «СКИТ ЧР» и мостов переменного тока МЭП-02 М и Р5026.

Для проведения испытаний кабельные системы были смонтированы и размещены в испытательном поле стендов в виде буквы «U» с радиусом изгиба, превышающим минимально допустимый радиус изгиба при прокладке для кабеля соответствующего сечения жилы. По всей длине системы через каждые 1,5 м кабель расположен на изолирующих подставках на расстоянии 0,3–0,6 м от пола зала. Монтаж кабельной арматуры на испытуемых системах был произведен сертифицированным персоналом с участием представителя фирмы-изготовителя, осуществлявшего шеф-

монтаж кабельной арматуры. Для создания замкнутой цепи нагрева токоведущие выводы концевых муфт кабельной системы соединены между собой токоведущей шиной того же сечения, что и испытуемый кабель.

1. Типовые испытания кабельных систем 110 и 220 кВ

Типовые испытания СПЭ-кабелей на напряжение 110 и 220 кВ и муфт к ним производятся в соответствии с требованиями международных стандартов МЭК 60840 (п. 12.3) [2] и МЭК 62067 (п. 12.4) [3] соответственно.

Типовые испытания включают в себя электрические испытания на кабельной системе, состоящей из кабеля и кабельных муфт. Общая длина кабеля должна быть не менее 10 м без учета кабельной арматуры. Длина кабеля между кабельной арматурой должна быть не менее 5 м.

Типовые электрические испытания кабельных систем 110 и 220 кВ проводятся в следующей последовательности:

- 1) измерение толщины изоляции испытуемого кабеля (толщина изоляции не должна превышать номинальную толщину, установленную в нормативно-технической документации, более чем на 15 %, при превышении толщины изоляции более чем на 5 % производится пересчет испытательного напряжения);
- 2) испытание кабеля на изгиб на цилиндре нормированного диаметра с последующим монтажом кабельной арматуры и измерением частичных разрядов (ЧР) при температуре окружающей среды и при испытательном переменном напряжении промышленной частоты $1,5U_0$, где U_0 – номинальное фазное напряжение испытуемого кабеля (при чувствительности схемы измерений не менее 5 пКл не должен быть обнаружен разряд от испытуемого объекта);
- 3) измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta$) при испытательном переменном напряжении промышленной частоты U_0 и температуре жилы кабеля 95–100 °С с выдержкой не менее 2 ч при указанной температуре (измеренное значение $\operatorname{tg} \delta$ не должно превышать величину $10 \cdot 10^{-4}$);
- 4) испытание циклическим нагревом (20 циклов нагрева до температуры жилы 95–100 °С в течение не менее 8 ч, включая выдержку в течение последних 2 ч при указанной температуре, и охлаждения не менее 16 ч до достижения температуры на жиле кабеля, не превышающей температуру окружающей среды более чем на 10 °С) при непрерывном приложении испытательного переменного напряжения промышленной частоты $2U_0$ в течение всего времени

- испытаний (кабельная система должна выдержать испытания циклическим нагревом без пробоя изоляции);
- 5) измерение ЧР при температуре окружающей среды и при высокой температуре (при температуре жилы 95–100 °С) и при испытательном переменном напряжении промышленной частоты $1,5U_0$, (при чувствительности схемы измерений не менее 5 пКл не должен быть обнаружен разряд от испытуемого объекта);
 - 6) испытание грозовым импульсным напряжением по 10 нормированных импульсов (1–5/40–60 мкс) положительной и отрицательной полярности величиной 550 кВ для кабелей 110 кВ и 1050 кВ для кабелей 220 кВ при температуре жилы кабеля 95–100 °С с последующим испытанием напряжением промышленной частоты $2,5U_0$ для кабеля 110 кВ и $2U_0$ для кабеля 220 кВ в течение 15 мин при температуре окружающей среды (кабельная система должна выдержать испытания без пробоя изоляции или перекрытия);
 - 7) проверка кабельной системы после проведения испытаний (при внешнем осмотре без применения увеличительных приборов не должно быть выявлено никаких следов повреждения системы).

Типовые электрические испытания включают в себя также измерение удельного сопротивления электропроводящих экранов кабеля.

В 2010 г. в ИЦ ВЭ ОАО «НИИПТ» были проведены типовые испытания кабельной системы 110 кВ длиной 27 м, состоящей из СПЭ-кабеля на номинальное напряжение 64/110 кВ производства ООО «ТАТКАБЕЛЬ» и кабельной арматуры к нему.

Испытуемый кабель 110 кВ производства ООО «ТАТКАБЕЛЬ» – одножильный силовой кабель марки АПвП2г 1×400/95-64/110 кВ с алюминиевой жилой сечением 400 мм², с изоляцией из сшитого полиэтилена, с экраном из медных проволок сечением 95 мм² и с оболочкой из алюмополимерной ленты, сваренной с полиэтиленовой оболочкой. На испытуемом образце кабеля 110 кВ были смонтированы кабельные муфты фирмы *Tyco Electronics Raychem GmbH* (Германия) (две концевые муфты типа OHVT-145CW-C25A-58-A2A, соединительная муфта типа EHVS-145 TW1-W-24-58).

Фотография и схема проведения испытаний кабельной системы 110 кВ приведены на рис. 1 и 2.

Кабельная система 110 кВ, успешно выдержала типовые электрические испытания на проверку соответствия требованиям п. 12.3 международного стандарта МЭК 60840 [2]. Результаты испытаний приведены в табл. 1. Типичные осциллограмма измерения ЧР и график циклического нагрева кабельной системы приведены на рис. 3 и 4.

В 2011 г. в ИЦ ВЭ ОАО «НИИПТ» были проведены типовые испытания кабельной системы 220 кВ длиной 56 м, состоящей из СПЭ-кабеля на номинальное напряжение 127/220 кВ производства ООО «ТАТКАБЕЛЬ» и кабельной арматуры к нему.



Рис. 1. Фотография испытываемой кабельной системы 110 кВ

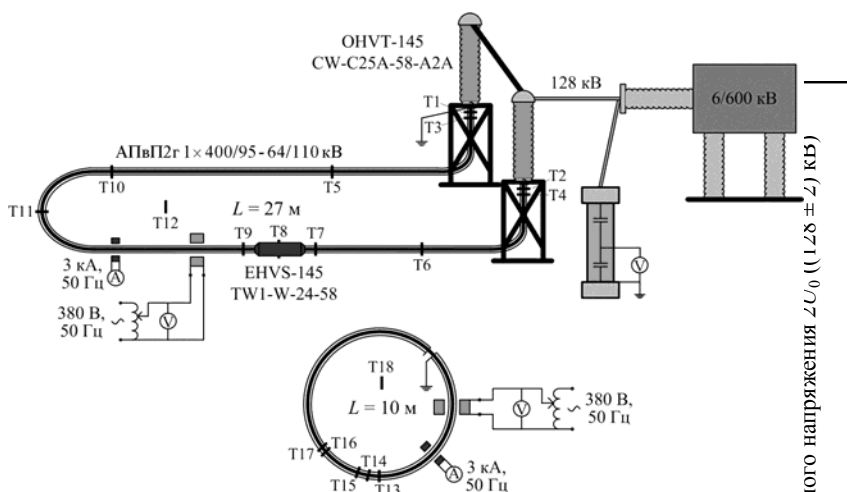


Рис. 2. Схема типовых испытаний кабельной системы 110 кВ

Таблица 1

Испытаний кабельной системы 110 кВ

№ п/п	Виды проверок и испытаний	Номер пункта МЭК 60840		Фактически проведенные испытания
		технические требования	метод испытаний	
1	Проверка толщины изоляции кабеля	12.3.1	п. 8.1 МЭК 60811-1-1	Измеренное значение то превышение номинального напряжения
2	Испытание на изгиб с последующим монтажом муфт и измерением ЧР при температуре окружающей среды	12.3.2 а)	12.3.3; 12.3.4; МС МЭК 60885-3	Кабель подвергнут 3 циклам с диаметром: $D_{\text{н}} = 20 \cdot (d + \Delta d)$ После испытания кабеля ЧР при температуре окружающей среды чувствительность схемы При напряжении $1,5U_0$ ()
3	Измерение $\text{tg } \delta$	12.3.2 б)	12.3.5	Измерение $\text{tg } \delta$ произвед кабеля 96°C с выдержкой промышленной частоты $\text{tg } \delta - 4 \cdot 10^{-4}$
4	Испытание циклическим нагревом под напряжением	12.3.2 с)	12.3.6	Кабельная система подвергнута циклическому нагреву до $95-100^\circ\text{C}$ с выдержкой 8 ч в течение 480 ч

5	Измерение ЧР при температуре окружающей среды и при высокой температуре	12.3.2 d)	12.3.4; МС МЭК 60885-3	После последнего цикла нагрева измерены ЧР при температуре окружающей среды -6°C и при температуре жилы 97°C с выдержкой 3 ч. Чувствительность схемы измерения – 5 пКл. При напряжении $1,5U_0$ (96 кВ) и при температуре окружающей среды, и при высокой температуре 97°C не обнаружены ЧР
6	Испытание грозovým импульсным напряжением с последующим испытанием переменным напряжением промышленной частоты	12.3.2 e)	12.3.7; МС МЭК 60230	Проведено испытание нормированными импульсами грозового напряжения $1,3/51$ мкс по 10 импульсов положительной и отрицательной полярности величиной 550 кВ. До проведения испытаний система 110 кВ нагревалась до температуры жилы кабеля 96°C и выдерживалась 3 ч. После испытаний импульсным напряжением производилось испытание кабельной системы при температуре окружающей среды напряжением промышленной частоты величиной $2,5U_0$ (160 кВ) в течение 15 мин. Кабельная система выдержала испытание без пробоя изоляции и без перекрытия
7	Внешний осмотр кабельной системы после проведения испытаний	12.3.2 h)	12.3.8	При внешнем осмотре без применения увеличительных приборов кабельной системы не было выявлено никаких следов повреждения кабельной системы, которые могут повлиять на эксплуатацию системы
8	Измерение удельного сопротивления электропроводящих экранов кабеля	12.3.2	12.3.9; 12.4.4; Приложение D МС МЭК 60811-1-2	Измерения производились на образцах испытываемого кабеля длиной 150 мм до и после испытания на старение в течение 7 суток при температуре $(100 \pm 2)^{\circ}\text{C}$. Измерения производились при температуре жилы $(90 \pm 2)^{\circ}\text{C}$. До и после старения удельное сопротивление экранов составляло: не более $10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – для экрана по жиле; не более $3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – для экрана по изоляции

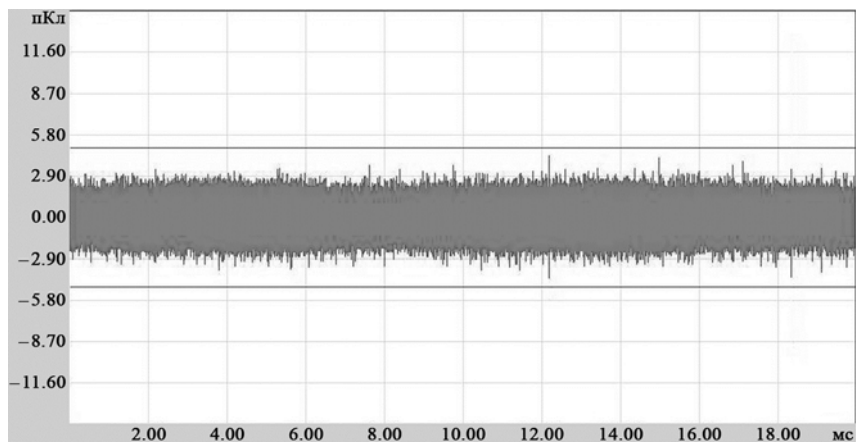


Рис. 3. Оциллограмма измерения частичных разрядов

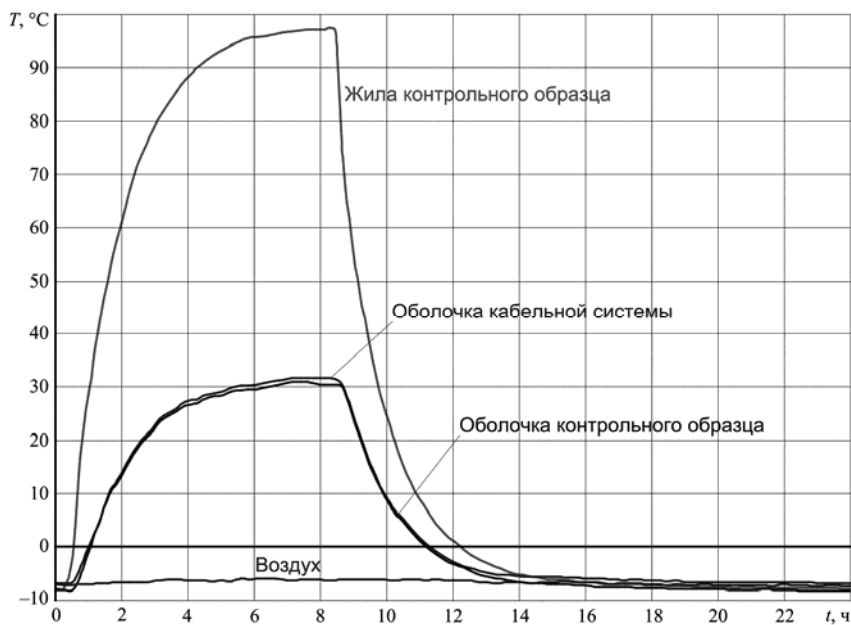


Рис. 4. График циклического нагрева кабельной системы

Испытуемый кабель 220 кВ производства ООО «ТАТКАБЕЛЬ» – однопроволочный силовой кабель марки A(F)2XS(FL)2Y 1×630/120-127/220 кВ с алюминиевой токопроводящей жилой сечением 630 мм², с изоляцией из сшитого полиэтилена, с экраном из медных проволок сечением 120 мм² и с полиэтиленовой оболочкой. На испытуемом образце кабеля 220 кВ были смонтированы кабельные муфты фирмы PFISTERER (Швейцария) (концевые муфты типа ESS 245-C84 и ESP 245-C103, соединительные муфты типа MSA 245-DOR и MSA 245-XLG, соединительная система штекерного типа HV-CONNEX Size 6S с двумя вводами Connex 6S).

Кабельная система 220 кВ успешно выдержала типовые электрические испытания на проверку соответствия требованиям пп. 12.4 международного стандарта МЭК 62067 [3]. Результаты типовых испытаний кабельной системы 220 кВ приведены в табл. 2.

Фотография и схема проведения испытаний кабельной системы 220 кВ приведены на рис. 5 и 6.

2. Предквалификационные испытания кабельных систем 110 и 220 кВ

Предквалификационные испытания СПЭ-кабелей на напряжение 110 и 220 кВ и муфт к ним производятся в соответствии с требованиями международного стандарта МЭК 62067 (п. 13.2) [3].

Предквалификационные испытания включают в себя электрические испытания на готовой кабельной системе, состоящей из кабеля и кабельных муфт. Общая длина кабельной системы должна быть около 100 м. Длина кабеля между кабельной арматурой должна быть не менее 5 м.

Предквалификационные электрические испытания кабельных систем 110 и 220 кВ проводятся в следующей последовательности:

- 1) измерение толщины изоляции испытуемого кабеля;
- 2) испытание циклическим нагревом (180 суточных циклов нагрева до температуры жилы 90–95 °С в течение не менее 8 ч, включая выдержку в течение последних 2 ч при указанной температуре, и охлаждения не менее 16 ч) при непрерывном приложении испытательного переменного напряжения промышленной частоты $1,7U_0$ в течение 8760 ч (система должна выдержать испытания без пробоя);
- 3) испытание грозовым импульсным напряжением по 10 нормированных импульсов (1–5/40–60 мкс) положительной и отрицательной полярности величиной 550 кВ для кабелей 110 кВ и величиной 1050 кВ для кабелей 220 кВ при температуре нагрева жилы кабеля 90–95 °С (система должна выдержать испытания без пробоя изоляции или перекрытия);

Таблица 2

Результаты типовых электрических испытаний кабельной системы 220 кВ

№ п/п	Виды проверок и испытаний	Номер пункта МЭК 62067		Фактические параметры испытаний. Фактическое значение измеряемого параметра
		технические требования	метод испытаний	
1	Проверка толщины изоляции кабеля	12.4.1	п. 8.1 МС МЭК 60811-1-1	Измеренное значение толщины изоляции составляет 21 мм. Превышение номинальной толщины изоляции – 0,5 %. Нет необходимости корректировать испытательное напряжение
2	Испытание на изгиб с последующим монтажом муфт и измерением ЧР при температуре окружающей среды	12.4.2 а)	12.4.4; 12.4.5; МС МЭК 60885-3	Кабель подвергнут 3 циклам изгибания вокруг цилиндра с диаметром: $D_{\text{из}} = 20(d + D) + 5\% = 2500$ мм. После испытания кабеля на изгиб и монтажа муфт измерены ЧР при температуре окружающей среды –4 °С. Чувствительность схемы измерения – 4 пКл. При напряжении $1,5U_0$ (190 кВ) не обнаружены ЧР
3	Измерение $\text{tg } \delta$	12.4.2 б)	12.4.6	Измерение $\text{tg } \delta$ проведено при температуре нагрева жилы кабеля 96 °С с выдержкой 3 ч и при напряжении промышленной частоты U_0 (127 кВ). Измеренное значение $\text{tg } \delta - 6 \cdot 10^{-4}$
4	Испытание циклическим нагревом под напряжением	12.4.2 с)	12.4.7	Система подвергнута 20 суточным циклам нагрева (8 ч нагрева до температуры нагрева жилы 95–100 °С с выдержкой в течение 2 и 16 ч охлаждения) при приложении испытательного напряжения $2U_0$ (254 ± 3) кВ) в течение 480 ч

5	Измерение ЧР при температуре окружающей среды и при высокой температуре	12.4.2 d)	12.4.5; МС МЭК 60885-3	После последнего цикла нагрева измерены ЧР при температуре окружающей среды -5°C и при температуре жилы 96°C с выдержкой 3 ч. Чувствительность схемы измерения – 5 пКл. При напряжении $1,5U_0$ (190 кВ) разряды и при температуре окружающей среды и при высокой температуре 96°C не обнаружены ЧР
6	Испытание грозovým импульсным напряжением с последующим испытанием переменным напряжением промышленной частоты	12.4.2 f)	12.4.9; МС МЭК 60230	Проведено испытание нормированными импульсами грозового напряжения $1,3/52$ мкс по 10 импульсов положительной и отрицательной полярности величиной 1050 кВ. До проведения испытаний система 220 кВ нагревалась до температуры жилы кабеля 97°C и выдерживалась 3 ч. После испытаний импульсным напряжением производилось испытание кабельной системы при температуре окружающей среды напряжением промышленной частоты величиной $2,0U_0$ (254 кВ) в течение 15 мин. Кабельная система выдержала испытание без пробоя изоляции и без перекрытия
7	Внешний осмотр кабельной системы после проведения испытаний	12.4.2 i)	12.4.10	При внешнем осмотре без применения увеличительных приборов кабельной системы не было выявлено никаких следов повреждения кабельной системы, которые могут повлиять на эксплуатацию системы
8	Измерение удельного сопротивления электропроводящих экранов кабеля	12.4.11	12.4.11; 12.5.4; Приложение В МС МЭК 60811-1-2	Измерения проводились на образцах испытываемого кабеля длиной 150 мм до и после испытания на старение в течение 7 суток при температуре $(100 \pm 2)^{\circ}\text{C}$. Измерения производились при температуре жилы $(90 \pm 2)^{\circ}\text{C}$. До и после старения удельное сопротивление экранов составляло: не более $5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – для экрана по жиле; не более $2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – для экрана по изоляции



Рис. 5. Фотография испытываемой кабельной системы 220 кВ

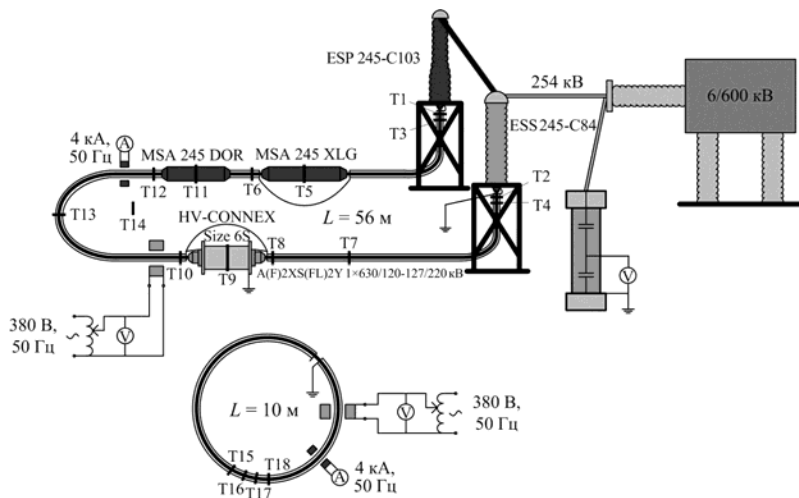


Рис. 6. Схема проведения типовых испытаний кабельной системы 220 кВ

- 4) проверка кабельной системы после проведения испытаний (при внешнем осмотре без применения увеличительных приборов не должно быть выявлено никаких следов повреждения системы).

В 2009–2010 гг. в ИЦ ВЭ ОАО «НИИПТ» были проведены предквалификационные испытания кабельной системы 220 кВ длиной 100,5 м, состоящей из силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена на номинальное напряжение 127/220 кВ производства ОАО «Севкабель» и кабельной арматуры к нему.

Испытуемый кабель 220 кВ – одножильный силовой кабель марки АПвП2г 1×800/185-127/220 кВ с алюминиевой токопроводящей жилой сечением 800 мм², с изоляцией из сшитого полиэтилена, с экраном из медных проволок сечением 185 мм² и с оболочкой из алюмополимерной ленты, сваренной с полиэтиленовой оболочкой. На испытуемом образце кабеля 220 кВ были смонтированы кабельные муфты фирмы PFISTERER (концевые муфты типа ESS 245-C84 и ESP 245-C103, соединительные муфты типа MSA 245 DOMR и MSA 245 XLR, соединительная кабельная элегазовая система штекерного типа HV-CONNEX Size 6S с двумя вводами Connex 6S).

Фотография и схема проведения испытаний кабельной системы 220 кВ приведена на рис. 7 и 8.

Кабельная система 220 кВ, успешно выдержала предквалификационные электрические испытания на проверку соответствия требованиям пп. 13.2 международного стандарта МЭК 62067 [3]. Результаты предквалификационных испытаний приведены в табл. 3. Типичный график циклического нагрева кабельной системы 220 кВ приведен на рис. 9.

В 2010 г. в ИЦ ВЭ ОАО «НИИПТ» были начаты предквалификационные испытания кабельной системы 110 кВ длиной 99 м, состоящая из СПЭ-кабеля на номинальное напряжение 64/110 кВ производства компании *Reka Cables Ltd* (Финляндия) и кабельной арматуры к нему.

Испытуемый кабель 110 кВ производства компании «Reka Cables Ltd» – одножильный силовой кабель марки NA2XS(FL)2Y 1×1200/50-64/110 кВ с алюминиевой токопроводящей жилой сечением 1200 мм², с изоляцией из сшитого полиэтилена, с медным экраном сечением 50 мм² и с оболочкой из алюмополимерной ленты, сваренной с полиэтиленовой оболочкой. На испытуемом образце кабеля 110 кВ смонтированы кабельные муфты фирмы PFISTERER (концевые муфты типа ESS 145-C45 и ESP 145-C45, соединительная муфта типа MSA 145-XLMR, соединительная кабельная элегазовая система штекерного типа HV-CONNEX 5-S с двумя вводами CONNEX 5-S).



Рис. 7. Фотография испытуемой кабельной системы 220 кВ

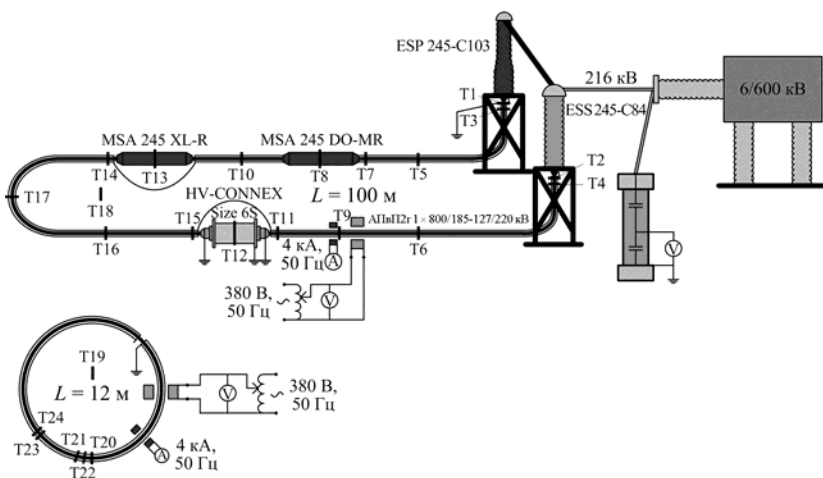


Рис. 8. Схема проведения предквалификационных испытаний системы 220 кВ

Таблица 3

Результаты предквалификационных испытаний кабельной системы 220 кВ

№ п/п	Виды проверок и испытаний	Номер пункта МЭК 62067		Фактические параметры испытаний. Фактическое значение измеряемого параметра
		технические требования	метод испытаний	
1	Проверка толщины изоляции кабеля	13.2.1	п. 8.1 МС МЭК 60811-1-1	Измеренное значение толщины изоляции составляет 23,1 мм. Превышение номинальной толщины изоляции составляет 0,4%
2	Испытание циклическим нагревом под напряжением	13.2 а)	13.2.3	Кабельная система подвергнута воздействию 180 циклов нагрева и охлаждения (8 ч нагрева до температуры жилы 90–95 °С с выдержкой в течение 2 и 16 ч охлаждения) при непрерывном приложении испытательного переменного напряжения $1,7U_0$ (216 ± 2) кВ) в течение 8760 ч
3	Испытание грозовым импульсным напряжением	13.2 б)	13.2.4; МС МЭК 60230	Проведено испытание нормированными импульсами грозового напряжения 1,3/52 мкс по 10 импульсов положительной и отрицательной полярности величиной 1050 кВ при температуре жилы кабеля 92 °С с выдержкой 3 ч. Система выдержала испытание без пробоя изоляции и без перекрытия
4	Внешний осмотр кабельной системы после проведения испытаний	13.2 с)	13.2.5	При внешнем осмотре без применения увеличительных приборов кабельной системы не было выявлено никаких следов повреждения кабельной системы, которые могут повлиять на эксплуатацию системы

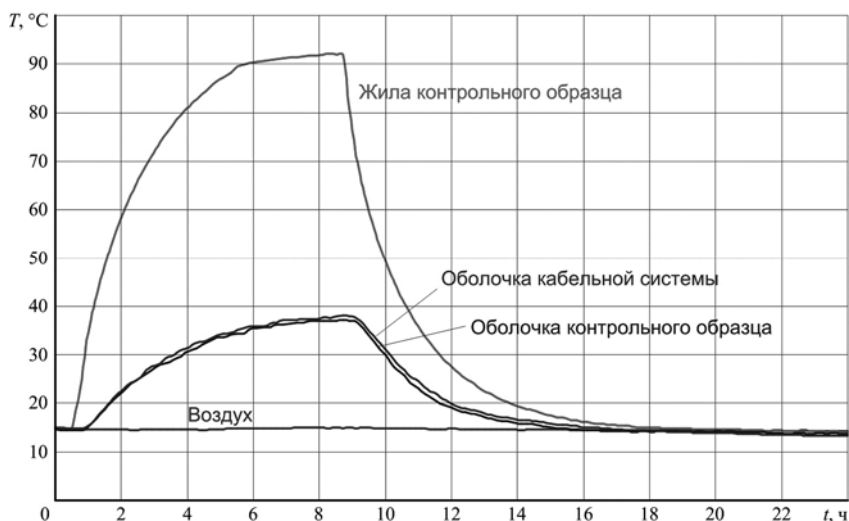


Рис. 9. Типичный график циклического нагрева кабельной системы

Фотография и схема проведения испытаний кабельной системы 110 кВ приведена на рис. 10 и 11.

К настоящему времени кабельная система 110 кВ выдержала предквалификационные электрические испытания на проверку соответствия требованиям п. 13.2 международного стандарта МЭК 62067 [3] в течение 7500 ч. Результаты испытаний приведены в табл. 4.

Проведенные стендовые испытания кабельных систем 110 и 220 кВ позволили подтвердить эксплуатационную надежность СПЭ-кабелей различных отечественных и зарубежных производителей перед массовым их производством и применением в России и за рубежом, а также проверить соответствие испытуемых СПЭ-кабелей 110 и 220 кВ и кабельной арматуры к ним требованиям международных стандартов МЭК.

В дальнейшем планируется провести типовые и предквалификационные испытания кабельных систем 110 и 220 кВ с кабелями и муфтами других производителей, а также испытание кабельных систем на номинальное напряжение 330 кВ (в том числе с кабелями больших сечений) и 500 кВ (после расширения области аккредитации ИЦ ВЭОАО «НИИПТ»).

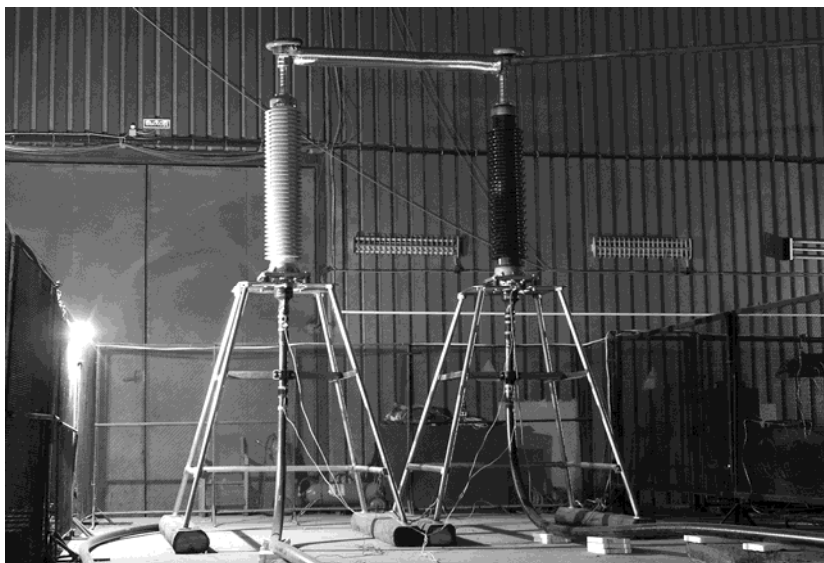


Рис. 10. Фотография испытуемой кабельной системы 110 кВ

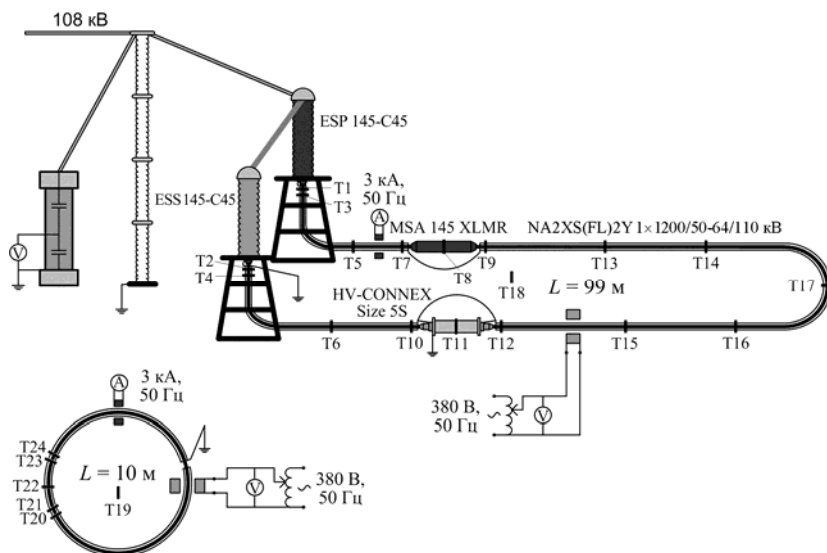


Рис. 11. Схема проведения предквалификационных испытаний системы 110 кВ

Таблица 4

Результаты предквалификационных испытаний кабельной системы 110 кВ

№ п/п	Виды проверок и испытаний	Номер пункта МЭК 62067			Фактические параметры испытаний. Фактическое значение измеряемого параметра
		технические требования	метод испытаний		
1	Проверка толщины изоляции кабеля	13.2.1	п. 8.1 МС МЭК 60811-1-1		Измеренное значение толщины изоляции составляет 13,4 мм. Превышение номинальной толщины изоляции составляет 3 %
2	Испытание циклическим нагревом под напряжением	13.2 а)	13.2.3		К настоящему времени кабельная система подвергнута воздействию 130 циклов нагрева и охлаждения (8 ч нагрева до температуры жилы 90–95 °С с выдержкой в течение 2 и 16 ч охлаждения) при непрерывном приложении испытательного переменного напряжения $1,7U_0$ (108 ± 2) кВ) в течение 7500 ч

Список литературы

1. Привалов И. Н. Современные кабельные системы электропередач для обеспечения надежного энергоснабжения мегаполисов // Известия НИИ постоянного тока, 2007, № 62.
2. МЭК 60840:2004 «Кабели силовые с экструдированной изоляцией и арматура к ним на номинальное напряжение свыше 30 кВ ($U_m = 36$ кВ) до 150 кВ ($U_m = 170$ кВ). Методы испытания и требования».
3. МЭК 62067:2006 «Кабели силовые с экструдированной изоляцией и арматура к ним на номинальное напряжение свыше 150 кВ ($U_m = 170$ кВ) и до 500 кВ ($U_m = 550$ кВ). Методы испытаний и требования к ним».

УДК 621.315.62

*Л. Л. Владимирский, к.т.н.; Е. Н. Орлова; Д. С. Печалин;
Е. А. Соломоник, к.т.н.; Т. В. Яковлева – ОАО «НИИПТ»,
Санкт-Петербург;
Н. А. Вага, А. Н. Жулев – ОАО «ФСК ЕЭС», Москва*

НОВЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВНЕШНЕЙ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Введение

Одним из факторов, влияющим на повышение надежности электрических сетей, является разработка научно-технической документации (НТД), устанавливающей современные технические требования к электроустановкам высокого напряжения. В связи с этим отдел ТВН ОАО «НИИПТ» разработал совместно с ОАО «ФСК ЕЭС» ряд стандартов этой организации (СТО), касающихся внешней изоляции электроустановок.

В настоящей статье рассмотрены основные положения уже утвержденных стандартов, при этом основное внимание уделено нововведениям, которые отличают эти СТО от ранее существовавших НТД.

1. СТО «Длина пути утечки внешней изоляции электроустановок переменного тока классов напряжения 6–750 кВ» [1]

Действующий государственный стандарт на длину пути утечки внешней изоляции электроустановок [2], разработанный более 20 лет назад, сильно устарел. В особенности недостатки этого документа для современных условий проявились после выхода в 2002 г. главы 1.9 ПУЭ седьмого издания (ПУЭ-7) «Изоляция электроустановок» [3] и международных стандартов по выбору внешней изоляции электроустановок в загрязненных районах [4–6], которые официально поддерживаны Россией.

Новый СТО распространяется на фарфоровые, стеклянные и полимерные изоляторы всех категорий размещения для ВЛ и ОРУ 6–750 кВ переменного тока. Стандарт нормирует удельную длину пути утечки λ_n изоляторов ВЛ и ОРУ в зависимости от степени загрязнения (СЗ), при этом под удельной длиной пути утечки понимается отношение длины пути утечки внешней изоляции (изоляторов) к наибольшему рабочему фазному напряжению сети, в которой работает электроустановка, а не

к линейному (междуфазовому) напряжению, как принималось ранее. Важно подчеркнуть, что по сравнению с ПУЭ-7 изменилась только нормированная удельная длина пути утечки, а геометрическая длина пути утечки при прочих равных условиях при новом нормировании не изменена, т. е. λ_n увеличилась в $\sqrt{3}$ раз за счет замены при ее расчете междуфазного напряжения на фазное.

По условиям работы изоляции в соответствии с [3–6] устанавливаются четыре СЗ: 1 – легкая; 2 – средняя; 3 – сильная и 4 – очень сильная.

Удельная длина пути утечки изоляторов нормального исполнения (λ_n) для электроустановок, работающих на высоте не более 1000 м над уровнем моря, в зависимости от СЗ должна быть не менее значений, приведенных в табл. 1. Требования этой таблицы в общем случае не распространяются на изоляторы с усложненной конфигурацией, на изоляторы, работающие в составных изоляционных конструкциях и на изоляторы с очень большим диаметром изоляционной части. Для полимерных изоляторов требования табл. 1, как указано ниже, могут быть скорректированы.

Таблица 1

Нормированная удельная длина пути утечки λ_n поддерживающих гирлянд и штыревых изоляторов ВЛ на металлических и железобетонных опорах, внешней изоляции электрооборудования и изоляторов ОРУ, линейных вводов ЗРУ (независимо от материала изоляционной части)

СЗ	λ_n , см/кВ (не менее), при номинальном напряжении, кВ	
	до 35 включительно	110–750
1	3,30	2,80
2	4,10	3,50
3	5,30	4,40
4	7,20	5,50

Изоляторы нормального исполнения – это изоляторы и изоляционные конструкции с относительно простой конфигурацией, для которых введение корректирующих коэффициентов не требуется. Длина пути утечки изоляторов нормального исполнения для разных СЗ определяется по формуле:

$$L_n = \lambda_n \cdot U_{\text{фм}}, \quad (1)$$

где $U_{\text{фм}}$ – наибольшее фазное рабочее напряжение электроустановки.

Нормированная длина пути утечки изоляторов нормального исполнения электроустановок 6–750 кВ для разных СЗ приведена в рассматриваемом СТО.

Длина пути утечки L изоляторов и изоляционных конструкций различной, в том числе сложной, конфигурации, работающих на различной высоте над уровнем моря, должна определяться с учетом корректирующих коэффициентов по формуле:

$$L = L_n \cdot k_L \cdot k_k \cdot k_d \cdot k_H \cdot k_n, \quad (2)$$

где k_L – корректирующий коэффициент на использование длины пути утечки у изоляторов с усложненной конфигурацией;

k_k – корректирующий коэффициент на работу изоляторов в составных конструкциях;

k_d – корректирующий коэффициент для стержневых (цилиндрических) изоляторов с большим диаметром тела изоляционной части;

k_H – корректирующий коэффициент для изоляторов, работающих на высоте свыше 1000 м над уровнем моря;

$k_n = 0,8$ – корректирующий коэффициент только для стержневых подвесных полимерных изоляторов; он может применяться только в том случае, если полимерные изоляторы выдерживают испытания в загрязненном и увлажненном состоянии для 2-й – 4-й СЗ в соответствии с разделом «Выбор изоляции по разрядным характеристикам» в [3]. В противном случае длина пути утечки полимерных изоляторов должна определяться с $k_n = 1,0$.

Определение корректирующих коэффициентов рассмотрено в разделе 2 настоящей статьи.

Требования к параметрам, характеризующим профиль (конфигурацию) изоляторов, приведены отдельно для стеклянных, фарфоровых и полимерных изоляторов; эти требования даны для изоляторов с постоянным и переменным вылетом ребер, отдельно для опорных и подвесных изоляторов. Рекомендуемые, допустимые и недопустимые профили изоляторов и количественные их показатели соответствуют требованиям МЭК [5, 6], при этом регламентируется:

- отношение расстояния между ребрами большого диаметра к вылету ребер (при переменном вылете ребер учитывается расстояние между ребрами большого диаметра);
- минимальное расстояние между ребрами (при переменном вылете ребер расстояние между ребрами большого диаметра);
- отношение длины пути утечки между ребрами к расстоянию между ребрами;
- угол наклона ребра;
- отношение длины пути утечки к высоте изоляционной части.

Этими требованиями должны руководствоваться изготовители при конструировании изоляторов и эксплуатационники при выборе приемлемых типов изоляторов. Если параметры профиля находятся в области

«недопустимых» по СТО значений, возможность и целесообразность эксплуатации конкретного изолятора (изоляционной конструкции) в районе с заданной СЗ допускается только в случае, если это подтверждено испытаниями в загрязненном и увлажненном состоянии в соответствии с главой 1.9 ПУЭ-7. Как правило, профили, не укладываемые в указанные в СТО интервалы, применять не следует.

2. СТО «Инструкция по выбору изоляции электроустановок» [7]

Разработка стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» «Инструкция по выбору изоляции электроустановок» обусловлена следующими основными обстоятельствами:

- вышедшая в 2002 г. глава 1.9 ПУЭ седьмого издания не соответствует выпущенным в 2008 г. стандартам МЭК [4–6] по выбору изоляции электроустановок, принятому Российской Федерацией;
- использование главы 1.9 ПУЭ-7 для выбора изоляции вблизи промышленных предприятий во многих случаях затруднено, так как в ней не приведены перечни конкретной производимой предприятиями продукции, которую следует учитывать при выборе изоляции электроустановок (они приведены в действующем, но устаревшем документе [8]).

Новый стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» устраняет эти несоответствия, поэтому выбор изоляции в соответствии с этим СТО не требует дополнительного использования для этой цели документов [3] и [8].

Общие принципы выбора изоляторов ВЛ и РУ. Выбор изоляторов или изоляционных конструкций (стеклянных, фарфоровых и полимерных) должен производиться по удельной нормированной длине пути утечки в зависимости от СЗ в месте расположения электроустановки и ее номинального напряжения (см. табл. 1) с использованием при необходимости поправочных коэффициентов. Определение длины пути утечки L_n (см) изоляторов и изоляционных конструкций нормального исполнения следует производить по формуле (1). Длина пути утечки L изоляторов и изоляционных конструкций различной конфигурации, работающих на высоте свыше 1000 м над уровнем моря, должна определяться по формуле (2).

Выбор изоляторов или изоляционных конструкций может производиться также по разрядным характеристикам в загрязненном и увлажненном состоянии (см. табл. 1.9.2 в ПУЭ-7).

Корректирующие коэффициенты k_L и k_k в СТО приведены в главе 1.9 ПУЭ-7, где они именуются коэффициентами использования.

Корректирующий коэффициент на диаметр изолятора k_d должен определяться по рис. 1 и 2 соответственно для фарфоровых и полимерных изоляторов (длинностержневых, опорных и полых).

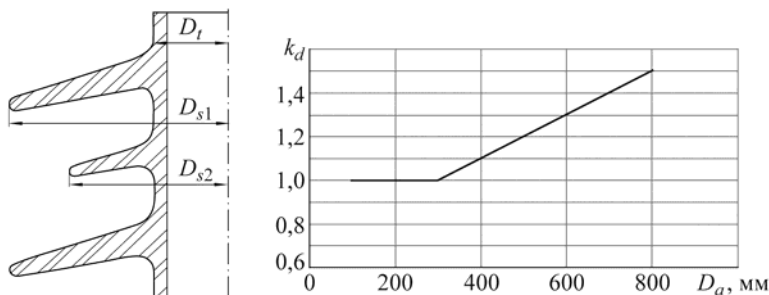


Рис. 1. Определение k_d для фарфоровых изоляторов

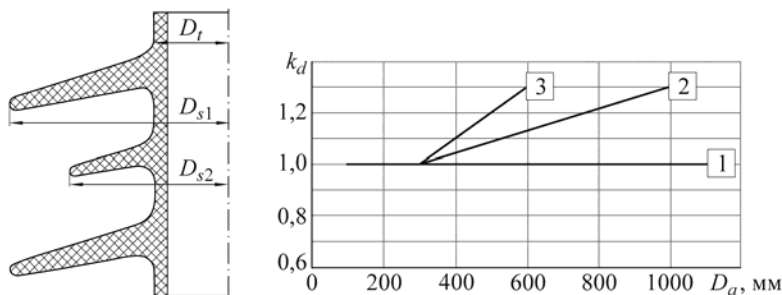


Рис. 2. Определение k_d для полимерных изоляторов:

1 – полное сохранение гидрофобности; 2 – временная частичная потеря гидрофобности; 3 – полная потеря гидрофобности

Определение k_d по среднему диаметру изоляторов D_a может производиться также по формулам:

$k_d = 1$ при $D_a < 300$ мм; $k_d = 0,001 \cdot D_a + 0,7$ при $D_a \geq 300$ мм (для фарфоровых изоляторов);

$k_d = 1$ при $D_a < 300$ мм; $k_d = 0,000428 \cdot D_a + 0,87$ при $D_a \geq 300$ мм (для полимерных изоляторов).

Средний диаметр изоляторов с переменным вылетом ребер вычисляется по формуле $D_a = (2 \cdot D_t + D_{s1} + D_{s2})/4$ (см. рис. 1 и 2).

При этом для полимерных изоляторов учитывается способность материала защитной оболочки к переносу частиц, обеспечивающих гидрофобность ее поверхности при длительной эксплуатации.

Корректирующий коэффициент k_H для изоляторов, работающих на большой высоте над уровнем моря, принимается в соответствии с табл. 2.

Таблица 2

Коэффициент k_H для изоляторов, работающих на большой высоте над уровнем моря

Высота над уровнем моря, м	Изоляторы ВЛ	Изоляторы ОРУ
до 1000	1,0	1,0
от 1001 до 2000	1,05	1,0
от 2000 до 3000	1,10	1,25
от 3000 до 4000	1,15	1,25

Определение СЗ вблизи промышленных предприятий. Перечень продукции, выпускаемой предприятиями различных отраслей и подотраслей промышленности, учитываемой при определении ее расчетного объема, составлен с учетом новой редакции Санитарно-эпидемиологических правил и нормативов [9]. Необходимые для выбора изоляции сведения об опасной для работы изоляции продукции различных отраслей и подотраслей промышленности с учетом рекомендаций СанПиН приведены в СТО. Перечень согласован с обновленной классификацией отраслей и подотраслей промышленности, приведенной в новой редакции СанПиН.

Перечень предназначен для определения расчетного объема выпускаемой промышленными предприятиями продукции, используемого при определении СЗ вблизи промышленных предприятий по ПУЭ-7.

Расчетный годовой объем выпускаемой промышленным предприятием продукции (тыс. т) следует определять по формуле:

$$P = \sum_{i=1}^n K_{oi} \cdot P_{oi} \quad (3),$$

где K_{oi} – коэффициент опасности данного вида продукции;

P_{oi} – объем продукции данного наименования, учитываемой при выборе изоляции;

n – количество наименований продукции, учитываемой при определении расчетного объема.

В зависимости от опасности для надежной работы изоляции ВЛ и ОРУ выбрасываемых в атмосферу веществ продукция промышленности характеризуется коэффициентами опасности K_o (со значениями от 0 до 5), на которые следует умножать объем выпускаемой продукции.

В СТО приведена в сокращенном виде укрупненная по отраслям и подотраслям промышленности новая санитарная классификация про-

мышленных объектов и производств, тепловых электрических станций, складских зданий и сооружений. Приведены только виды производств, сопровождаемых выбросами в атмосферу опасных для работы изоляции электроустановок (проводящих в увлажненном состоянии) загрязняющих веществ. Этот материал может быть использован для классификации продукции промышленных предприятий и производств в соответствии с рассматриваемым СТО.

Новые требования к определению СЗ вблизи автодорог (эстакады, путепроводы), расположенных выше уровня земли (от 5 метров включительно и более), с интенсивным использованием в зимнее время химических противогололедных средств, приведены в табл. 3.

Таблица 3

СЗ вблизи автодорог (эстакады, путепроводы), расположенных выше уровня земли (от 5 метров включительно), с интенсивным использованием в зимнее время химических противогололедных средств

СЗ при расстоянии от «высоких» автодорог (эстакады, путепроводы), м			
до 500	от 500 до 1000	от 1000 до 1500	от 1500
4	3	2	1

Для сравнения в табл. 4 приведены требования к определению СЗ для обычных автодорог в аналогичных условиях эксплуатации [3].

Таблица 4

СЗ вблизи обычных автодорог с интенсивным использованием в зимнее время химических противогололедных средств

СЗ при расстоянии от автодорог, м		
до 25	от 25 до 100	от 100
3	2	1

В СТО приведены отсутствующие в ПУЭ-7 требования к конфигурации опорных изоляторов и внешней изоляции электрооборудования ОРУ для районов с различными видами загрязнений.

В Приложениях к рассматриваемому СТО приведены «Указания по определению разрядных характеристик изоляторов, загрязненных в естественных условиях» и «Указания по определению характеристик поверхностного слоя изоляторов, загрязненных в естественных условиях», а также «Рекомендации по выбору изоляторов для закрытых генераторных токопроводов». Первые два документа разработаны с учетом накоплен-

ных новых данных взамен сильно устаревших аналогичных по названию «Указаний» [10, 11], выпущенных в 1977–1978 гг. «Рекомендации» по токопроводам составлены на основе лабораторных исследований, выполненных в последние годы НИИПТ.

3. СТО «Методические указания по составлению карт степеней загрязнения на территории расположения ВЛ и ОРУ ПС» [12]

Наиболее эффективным методом повышения надежности работы электроустановок в условиях загрязнения и увлажнения является выбор уровней изоляции, типов изоляторов, вида и периодичности проведения профилактических мероприятий на основе составления карт степеней загрязнения (КСЗ) на территории расположения электросетевых объектов, что рекомендовано главой 1.9 ПУЭ-7.

КСЗ является специальной географической картой, на которой выделяются источники промышленных и природных загрязнений, электроустановки (ВЛ и ПС), отображаются зоны с одинаковыми СЗ с учетом влияния загрязненности приземного слоя атмосферы на снижение электрической прочности изоляции электроустановок. Работы по составлению КСЗ проводились на регулярной основе в течение 20 лет (с 1970 по 1990 г.) для большинства энергосистем на территории России, что привело к значительному повышению надежности работы электроустановок в районах как с природными, так и промышленными загрязнениями. В последующие 15 лет в работе по составлению КСЗ возник вынужденный перерыв. В 2005–2010 гг. КСЗ были составлены ОАО «НИИПТ» для ряда промышленных зон на территории электросетевых объектов ОАО «Ленэнерго» и для Сочинского энергорайона ОАО «Кубаньэнерго». В настоящее время в НИИПТ ведется работа по составлению новых КСЗ и пересмотру карт, составленных ранее, на территориях РФ со всеми филиалами МЭС.

В объем работ по составлению (пересмотру) КСЗ для каждого предприятия МЭС наряду с определением требуемых уровней изоляции для выделенных на карте районов (зон) входят разработка рекомендаций по оптимальным типам линейных и подстанционных изоляторов и электрооборудования, а также по наиболее эффективным способам профилактических эксплуатационных мероприятий.

Необходимость пересмотра действующего документа [13], составленного около 25 лет назад, в настоящее время актуальна по следующим причинам:

- в главе 1.9 ПУЭ седьмого издания «Изоляция электроустановок» указывается, что надежная работа электроустановок в оптимальном варианте, в первую очередь, может быть обеспечена выбором изоляции ВЛ и внешней изоляции электрооборудования ОРУ по локальным или региональным картам степеней загрязнения;
- все ранее составленные карты районируют изучаемую территорию по семи степеням загрязнения атмосферы (СЗА), а районирование территории по новому документу (ПУЭ-7) должно производиться по четырем нормированным СЗ;
- уровни изоляции (удельная эффективная длина пути утечки), нормированные в ПУЭ-7 в зависимости от СЗ, отличаются от уровней изоляции, нормированных в [8] в зависимости от СЗА.

Кроме того, практика составления локальных и региональных КСЗ, выполненных в ОАО «НИИПТ» в последние годы в районах с различными условиями загрязнения для ряда энергосистем показала, что методика составления карт, регламентированная в [13], требует совершенствования, особенно в районах с промышленными загрязнениями и должна быть адаптирована к современным нормативным документам. В рамках разработки новой редакции СТО были также решены следующие задачи:

- переработан раздел методических указаний в части определения уровней изоляции на основе результатов исследований. В данном разделе регламентирована методика определения СЗ непосредственно по результатам измерения разрядного напряжения и удельной поверхностной проводимости изоляторов с естественным слоем загрязнения;
- усовершенствована методика выделения районов с однородными условиями загрязнения, а также методика определения уровней изоляции по опыту эксплуатации ВЛ и ОРУ.

В СТО приведены методы составления и порядок введения КСЗ для выбора изоляции электроустановок в районах с промышленными и/или природными загрязнениями.

В районах с природными загрязнениями, как правило, составляются региональные карты степеней загрязнения (РКСЗ), а в районах с промышленными загрязнениями локальные карты (ЛКСЗ).

Каждой зоне, регламентированной на КСЗ, соответствует нормированное по ПУЭ-7 значение удельной эффективной длины пути утечки (λ_3).

Выделение однородных районов. При составлении КСЗ на карте-схеме изучаемого района производится выделение однородных районов на основании характеристик потенциальных источников загрязнения (засо-

ленные почвы и водоемы, объем и вид выпускаемой промышленными предприятиями продукции). При составлении локальной карты масштаб карты-схемы должен быть от 1 : 10 000 до 1 : 100 000, а при составлении региональной карты – от 1 : 100 000 до 1 : 600 000. На картах-схемах указываются трассы ВЛ напряжением 110 кВ и выше, РУ напряжением 220 кВ и выше, источники промышленных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с их границами, береговая линия засоленных водоемов и соленость воды, районы с однородными типами почв (по засолённости и склонности к дефляции), районы обитания опасных для работы изоляции птиц, сажающихся на опоры ВЛ (порталы ОРУ), районы с выпадением природной пыли неместного происхождения, районы с сухими и/или влажными пыльными бурями.

Составление карт СЗ по опыту эксплуатации. Составление КСЗ по данным опыта эксплуатации выполняется на основе следующих данных:

- технических характеристик ВЛ и ОРУ, а также линейных вводов ЗРУ;
- сведений о профилактических эксплуатационных мероприятиях на изоляции ВЛ и ОРУ, а также линейных вводах ЗРУ;
- сведений об автоматических отключениях ВЛ (в том числе в период массовых перекрытий изоляции), перекрытиях линейных вводов ЗРУ и перекрытиях изоляции ОРУ.

Для каждого однородного района определяются:

- средняя удельная длина пути утечки $\bar{\lambda}_{\text{ВЛ}}$ и $\bar{\lambda}_{\text{ОРУ}}$;
- среднее удельное число отключений ВЛ и внешней изоляции ОРУ 110 кВ и выше (n_p), вызванных перекрытиями загрязненной изоляции (достоверными и/или предполагаемыми);
- требуемое расчетное значение λ_p , обеспечивающее надежную работу изоляции электроустановок в условиях загрязнения и увлажнения.

Расчетное значение СЗ, принимаемое для однородного района, определяется по табл. 5, для чего используется расчетное значение удельной эффективной длины пути утечки, определяемое по формуле:

$$\lambda_p = \bar{\lambda}_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha, \quad (4)$$

где $\bar{\lambda}_{\text{ВЛ}}$ – средняя для района удельная эффективная длина пути утечки;
 α – коэффициент, определяемый по рис. 3 и таблице 6 в зависимости от значения n_p .

При $n_p > 10$ СЗ в рассматриваемом районе должна быть увеличена на одну степень по отношению к расчетной СЗ, определенной при $5 < n_p < 10$.

Таблица 5

Определение СЗ по данным опыта эксплуатации

λ_p , см/кВ	СЗ
до 1,6	1
более 1,6 до 2,0 включительно	2
более 2,0 до 2,5 включительно	3
более 2,5 до 3,1 включительно	4
более 3,1	> 4

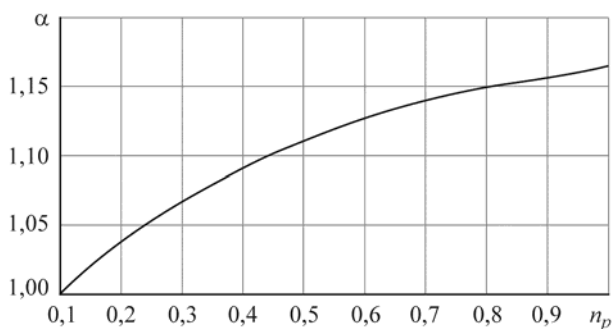


Рис. 3. Коэффициент α в зависимости от n_p (удельного числа отключений на 100 км в год из-за перекрытий гирлянд изоляторов в условиях загрязнения)

Таблица 6

Определение коэффициента α для ВЛ 110-750 кВ

n_p , $\frac{1}{100 \text{ км} \cdot \text{год}}$	α
до 1 вкл.	по кривой рисунка 3
более 1,0 до 5 вкл.	1,20
более 5 до 10 вкл.	1,25

Составление карт СЗ по результатам исследований. Основой для определения λ_z конкретных электроустановок или составления КСЗ для районов с природными или промышленными загрязнениями по результатам исследований являются разрядная удельная длина пути утечки $\lambda_{\text{разр}}$ и/или удельная поверхностная проводимость χ_R изоляторов, загрязненных в естественных условиях.

Разрядные напряжения и/или удельная поверхностная проводимость изоляторов должны измеряться на изоляторах, демонтированных с действующих ВЛ (ОРУ) или загрязнявшихся на стендах под напряжением или без напряжения в период наиболее опасных для данного района условий загрязнения, предшествующих интенсивной очистке изоляторов атмосферными осадками и ветром.

При использовании для измерений изоляторов, демонтированных с ВЛ или ОРУ, находящихся в исследуемом районе, должно быть произведено не менее 2 демонтажей, а при установке изоляторов на стенде должно быть выполнено не менее 3 циклов измерений в течение 2 лет. При этом длительность загрязнения изоляторов должна составлять не менее 2 лет.

В районах, для которых характерны редкие, но повторяющиеся через несколько лет кратковременные интенсивные загрязнения, сопровождающиеся массовыми перекрытиями изоляции и отличающиеся от загрязнения при обычных для данного района условиях (районы с влажными пыльными бурями, районы с выпадением пыли неместного происхождения, прибрежные районы с ураганными ветрами со стороны моря), демонтаж изоляторов должен производиться сразу после возникновения таких аномальных загрязнений независимо от предшествующей продолжительности загрязнения изоляторов.

Для каждой точки демонтажа должно определяться среднеарифметическое значение разрядной эффективной удельной длины пути утечки и среднеарифметическое значение удельной поверхностной проводимости по всем циклам измерений.

Определение СЗ и необходимого значения удельной длины пути утечки λ_3 должно производиться по табл. 7.

Таблица 7

Определение удельной длины пути утечки изоляции электроустановок (λ_3) без учета электропроводности осадков в месте расположения электроустановок в районах с природными и промышленными загрязнениями по результатам измерений $\bar{\lambda}_{\text{разр}}$ и $\bar{\chi}_R$

$\bar{\chi}_R$, мкСм	$\bar{\lambda}_{\text{разр}}$, см/кВ	λ , см/кВ (не менее) 110–750 кВ	СЗ
более 1 до 3	более 1,2 до 1,5	1,60	1
более 3 до 10	более 1,5 до 1,9	2,00	2
более 10 до 15	более 1,9 до 2,3	2,50	3
более 15 до 20	более 2,3 до 2,7	3,10	4
более 20 до 30	более 2,7 до 3,3	3,70	> 4

В СТО приведены также таблицы, позволяющие определить СЗ с учетом электропроводности естественных осадков.

На рис. 4 в качестве примера приведена локальная КСЗ для Бокситогорского промышленного района Ленинградской области, на рис. 5 – региональная КСЗ для Волгоградской области.

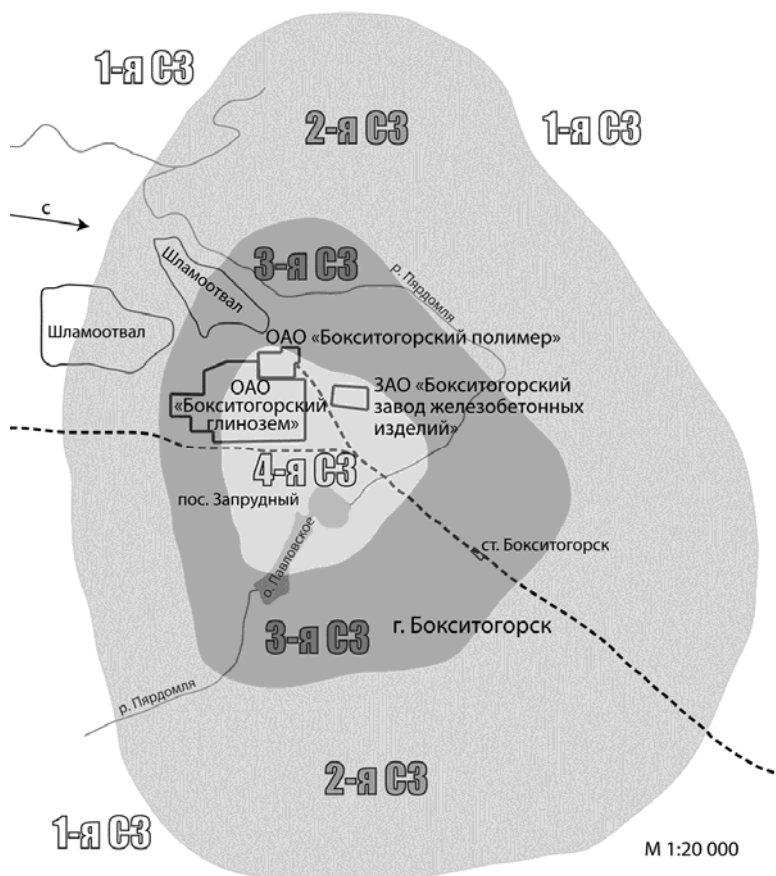


Рис. 4. Локальная карта степеней загрязнения вблизи ОАО «Бокситогорский глинозем», ОАО «Бокситогорский полимер», ЗАО «Бокситогорский завод железобетонных изделий»

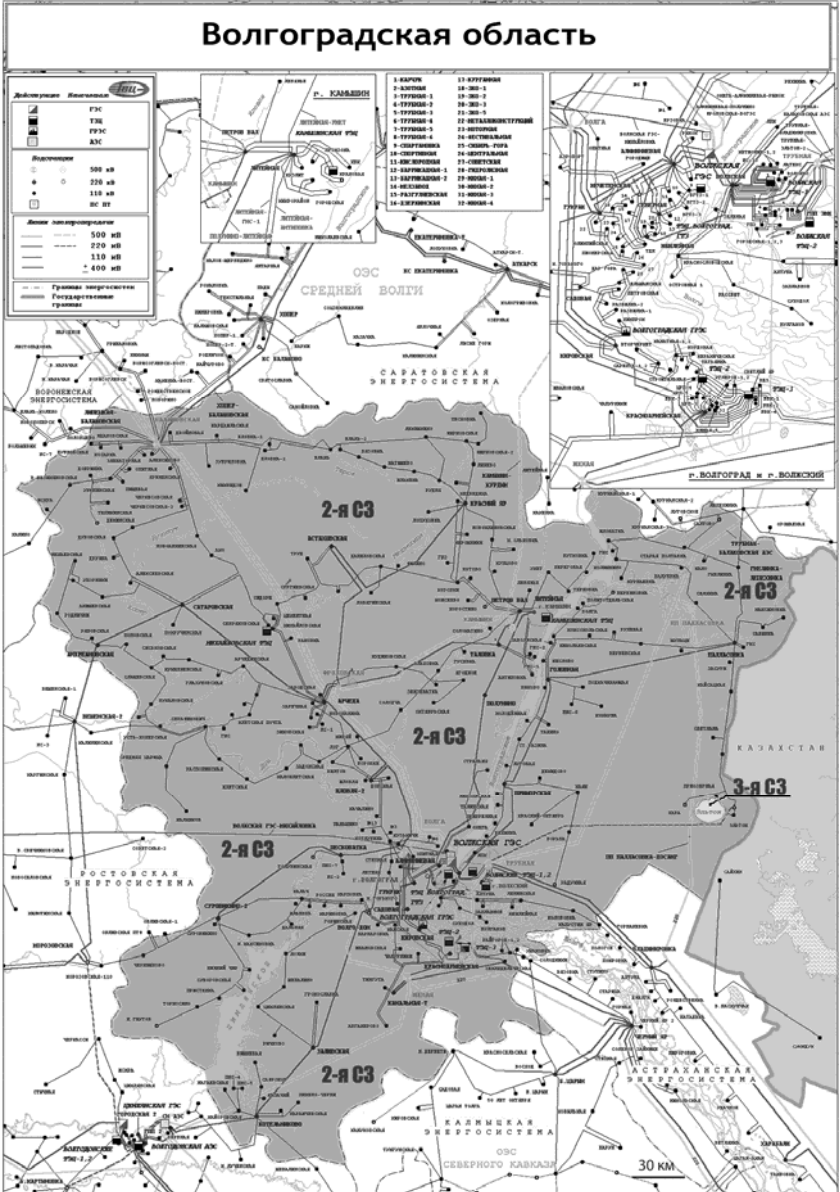


Рис. 5. Региональная карта степеней загрязнения Волгоградской области

4. СТО «Линейные подвесные изоляторы для ВЛ 110–750 кВ. Методы испытаний» [14]

СТО распространяется на стеклянные, фарфоровые и полимерные изоляторы. В части стеклянных и фарфоровых тарельчатых изоляторов СТО в основном соответствует требованиям межгосударственного стандарта (СНГ) [15], введенного в действие непосредственно в качестве государственного стандарта РФ в 1996 г. и переизданного в 2002 г. Новый СТО в основном соответствует также требованиям стандартов МЭК [16, 17], действующих в России в качестве государственных стандартов.

В части подвесных стержневых фарфоровых изоляторов СТО в основном соответствует требованиям стандартов МЭК [16] и [18]. Российские нормативные документы по этим изоляторам отсутствуют.

Требования к линейным подвесным стержневым полимерным изоляторам и методы их испытаний частично изложены в крайне устаревшем и не отвечающим современным требованиям отечественном стандарте [19].

Наиболее подробно технические требования к линейным полимерным изоляторам и методам их испытаний приведены в утвержденном в 2001 г. Департаментами научно-технической политики и развития и электрических сетей РАО «ЕЭС России» отраслевым документе «Технические требования к приемочным испытаниям опытных образцов подвесных полимерных изоляторов 6–750 кВ», часть первая (ТТ-2001). Этот документ, разработанный НИИПТ, ВЭИ и «СКТБ по изоляторам и арматуре», прошел широкое обсуждение с участием всех компетентных российских организаций. В нем, в основном, учтены важнейшие требования стандарта МЭК [20] на линейные стержневые полимерные изоляторы. Подавляющее большинство приведенных в рассматриваемом СТО методов испытаний линейных подвесных стержневых полимерных изоляторов соответствует с некоторыми корректировками ТТ-2001.

В новом СТО ОАО «ФСК ЕЭС» приведены современные требования к методам испытания всех типов изоляторов класса 110–1150 кВ: тарельчатых стеклянных и фарфоровых, стержневых фарфоровых и полимерных. В стандарте установлены методы квалификационных (приемочных) и периодических испытаний изоляторов.

Фарфоровые и стеклянные тарельчатые изоляторы. Приведены методы электрических, механических и климатических испытаний, в основном соответствующих требованиям ГОСТ [15] и стандарта МЭК [16].

Линейные подвесные стержневые фарфоровые изоляторы (ДФИ). Приведены методы испытаний, соответствующие требованиям стандарта МЭК [18]. Из всех типов подвесных линейных изоляторов, ДФИ являются наиболее надежными и рекомендуются для применения в России.

Для этих изоляторов самым ответственным является испытание на дугоустойчивость, проводимое при оснащении изоляторов специальной дугозащитной арматурой.

В течение последних 20 лет за рубежом успешно применяются модернизированные ДФИ. По данным международного опыта эксплуатации показатель надежности у этих изоляторов по механической прочности достигает 10^{-6} – 10^{-7} 1/год (в электрическом отношении они непробиваемы). Основные преимущества ДФИ – непробиваемость, хорошая способность к самоочистке от загрязнения, высокая электрокоррозионная стойкость, большая длина пути утечки, меньшая масса по сравнению с аналогичной гирляндой тарельчатых изоляторов. В аналогичных условиях окружающей среды их загрязняемость ниже, а разрядные напряжения выше, чем у тарельчатых изоляторов. Из недостатков можно отметить большую массу, чем у единичного тарельчатого изолятора, что отражается на дополнительных требованиях по перевозке и монтажу, а также более высокая стоимость по сравнению с аналогичной гирляндой полимерных или стеклянных тарельчатых изоляторов.

Применение ДФИ в электрических сетях России предусмотрено главой 1.9 ПУЭ-7, а также положениями Технической политики ОАО «ФСК ЕЭС», (2010) в части применения линейных подвесных изоляторов. Эти изоляторы, обладая высоким качеством и надежностью, в ближайшие годы могут найти более широкое применение на ВЛ в России, обеспечивающее минимизацию эксплуатационных расходов и повышение надежности ВЛ в целом. Основные области применения этих изоляторов: любые районы (по степени загрязнения), где требуется высокая надежность работы изоляторов на ВЛ без их замены; труднодоступные районы (заболоченная и горная местность, отсутствие транспортных коммуникаций); густонаселенные районы; сдвоенные гирлянды анкерно-угловых и переходных опор; зоны с 3-й и 4-й степенью загрязнения вблизи цементных предприятий, предприятий черной и цветной металлургии, химических производств и других крупных промышленных комплексов.

Линейные подвесные стержневые полимерные изоляторы. Действующие документы по методам испытаний полимерных изоляторов – стандарт МЭК [20] и ГОСТ [19]. В СТО приведены следующие методы испытаний:

- испытания по определению электрической прочности изоляторов (испытания переменным напряжением в сухом состоянии и под дождем, грозovým и коммутационным импульсом, испытания выдерживаемым в течение 30 мин переменным напряжением, испытания импульсами напряжения с крутым фронтом, испытания в загрязненном и увлажненном состоянии);

- испытания по определению уровня радиопомех;
- испытания изоляторов на отсутствие видимой короны;
- механические испытания (испытания при кратковременном приложении механической растягивающей силы, испытания при длительном приложении механической растягивающей силы);
- климатические испытания (испытания на устойчивость к резкому сбросу нагрузки, термомеханические испытания, испытания на проникновение воды, испытания на старение);
- проверка размеров и массы изоляторов;
- испытания по определению дугостойкости изоляторов;
- проверка показателей надежности;
- испытания на трекингоэрозионную стойкость;
- испытания на стойкость к воспламеняемости;
- проверка качества опрессовки стеклопластикового стержня, качества поверхности и границ раздела изолятора (определение класса гидрофобности поверхности защитной оболочки, измерение толщины цинкового покрытия, испытания на проникновение красящей жидкости, испытания на диффузию воды, определение адгезии защитной оболочки к изоляционному телу, испытания материала стеклопластикового стержня на электрическую прочность при переменном напряжении).

5. СТО «Изоляция электроустановок в районах с загрязненной атмосферой. Эксплуатация и техническое обслуживание»[21]

Это уже третья редакция рассматриваемого документа. Первая редакция была выпущена в 1984 г. [22], а вторая в 1993 г. [23].

Рассматриваемый СТО ОАО «ФСК ЕЭС» устанавливает основные положения по эксплуатации и техническому обслуживанию изоляции электроустановок в районах с загрязненной атмосферой: контролю состояния изоляции в процессе эксплуатации, усилению, чистке и обмыву линейной и подстанционной изоляции в районах с загрязненной атмосферой, применению гидрофобных покрытий загрязненной изоляции.

СТО распространяется на эксплуатацию изоляции ВЛ, внешней изоляции электрооборудования и изоляторов ОРУ, расположенных в районах с загрязненной атмосферой.

СТО регламентирует выполнение следующих мероприятий:

- профилактика загрязнений изоляции электроустановок;
- контроль состояния изоляции электроустановок;

- усиление изоляции электроустановок;
- техническое обслуживание изоляции электроустановок (чистка, обмыв, гидрофобизация поверхности изоляторов).

Профилактика загрязнений изоляции электроустановок.

Плановая профилактика загрязнений включает:

- определение степени загрязнения в соответствии со СТО [12];
- определение уровня загрязнения изоляции;
- замену изоляторов;
- усиление изоляции;
- обмыв, механическую чистку или нанесение гидрофобных покрытий на поверхность изоляторов.

В целях проведения оперативной профилактики необходимо использовать предупредительную информацию от специализированных служб (метеорологов, охраны окружающей среды, орнитологов и др.).

При опасности перекрытия в рамках предупредительной информации энергосистемой совместно со специализированными службами должен проводиться оперативный контроль, при этом следует принимать во внимание следующие опасные условия загрязнения:

- ненормативный выброс на промышленном предприятии;
- инверсионное состояние погоды или туман после предшествующего периода сухой погоды;
- влажная пыльная буря;
- занесенная пыль неместного происхождения;
- миграция крупных птиц;
- вынос солей вместе со снегом с полотна автодороги.

На основании оперативного эксплуатационного контроля или обработки информации от системы оповещения специализированными службами эксплуатирующей организацией должно приниматься решение о необходимости и сроках проведения профилактических мероприятий.

При выборе подлежащих применению профилактических мероприятий необходимо принимать во внимание:

- время, имеющееся в распоряжении для устранения опасности перекрытия;
- объем (тип и количество) изоляционных объектов, одновременно подвергаемых загрязнению;
- возможный ущерб для конкретной электроустановки;
- возможный ущерб вследствие перерыва электроснабжения потребителей.

В порядке оперативной профилактики загрязнений используются следующие мероприятия:

- обмыв под напряжением;
- обмыв при снятом напряжении;
- механическая чистка изоляции;
- нанесение гидрофобных покрытий на поверхность изоляции.

Контроль состояния изоляции электроустановок. На рис. 6 показана структура контроля состояния изоляции в процессе эксплуатации.



Рис. 6. Структура контроля состояния изоляции в процессе эксплуатации

Критериями для определения уровня загрязнения являются удельная поверхностная проводимость слоя загрязнения $\chi_{\text{пов}}$ и удельная объемная проводимость $\chi_{\text{об}}$ осадков, выпадающих из атмосферы.

Наблюдения за поведением изоляции электрооборудования в процессе эксплуатации должны проводиться систематически при неблагоприятных метеоусловиях (дожде, тумане, росе, изморози, мокром снеге, повышенной влажности воздуха), при этом должно фиксироваться наличие поверхностных частичных разрядов и их характер. Периодичность чистки должна быть такой, чтобы полностью исключить появление на поверхности изоляторов белых, желтых и красных дужек.

Оценка опасности предразрядных дужек на изоляторах (наблюдение целесообразно проводить в темноте) должна производиться с помощью независимых друг от друга критериев.

В процессе эксплуатации должен проводиться оперативный контроль состояния изоляторов и изоляционных конструкций, имеющих положительный опыт эксплуатации, но по своим параметрам не соответствующих требованиям ПУЭ-7, с тем, чтобы в случае необходимости можно было своевременно принять необходимые меры.

Усиление изоляции электроустановок. Основным эксплуатационным мероприятием для повышения надежности изоляции ВЛ и распределительных устройств в районах с загрязненной атмосферой является ее усиление.

Усиление изоляции ВЛ, подвесной и опорной изоляции ОРУ, внешней изоляции ОРУ и вводов в ЗРУ, осуществляемое в процессе эксплуатации, должно выполняться на основе проработок, выполненных проектными организациями. Уровни изоляции в проектах должны приниматься для СЗ, указанных на картах степеней загрязнения (КСЗ), а при их отсутствии – по нормам ПУЭ–7 (глава 1.9).

Если усиление изоляции до уровня, обеспечивающего надежную работу, не может быть выполнено (вследствие ограниченных габаритов ВЛ или распределительных устройств, отсутствия электрооборудования и изоляторов необходимых типов и т. п.), необходимо усилить изоляцию до максимально возможного уровня и предусмотреть плановые и оперативные профилактические эксплуатационные мероприятия. Решение о выполнении наиболее целесообразных профилактических мероприятий должно приниматься на основе опыта их проведения в аналогичных или сходных условиях загрязнения.

Техническое обслуживание изоляции электроустановок (чистка, обмыв, гидрофобизация поверхности изоляторов). В стандарте рассмотрены вопросы чистки и обмыва водой изоляции под напряжением. Обмыв загрязненной изоляции струей воды является основным видом профилактических мероприятий при пылевых загрязнениях, нецементирующихся на поверхности изоляторов.

Гидрофобные покрытия применяются для повышения надежности эксплуатации внешней изоляции электрооборудования ОРУ. На изоляции ВЛ гидрофобные покрытия, как правило, не применяются. Применение гидрофобных покрытий может применяться на подвесной изоляции ОРУ напряжением 110 кВ и выше, а также на участках ВЛ, попадающих в зону интенсивных загрязнений, при невозможности внедрения других способов повышения надежности работы изоляции.

Гидрофобные покрытия целесообразно применять в зонах с 3-й и 4-й СЗ и выше при цементирующихся загрязнениях, а также в зоне уно-

сов химических производств с большим содержанием в выбросах легко-растворимых веществ, приводящих к существенному повышению проводимости естественных осадков.

В качестве гидрофобных покрытий могут применяться полимерное кремнийорганическое защитное покрытие холодного отверждения, вязкие пасты и технические масла (трансформаторное, турбинное и др.).

О кремнийорганическом защитном покрытии холодного отверждения (КЗП). ОАО «НИИПТ» освоено способ повышения надежности работы изоляции электроустановок (6–330 кВ) в условиях загрязнения и увлажнения путем придания поверхности изоляторов водоотталкивающих свойств за счет покрытия ее твердой полимерной оболочкой холодного отверждения на основе кремнийорганической композиции.

Защитное покрытие КЗП обладает высокой трекингоэрозионной стойкостью, хорошей адгезией к поверхности изоляторов и высокой степенью гидрофобности. Это полимерное покрытие может применяться в зонах с любыми видами природных и промышленных загрязнений, в том числе цементирующихся, и в зонах уносов химических производств с большим содержанием в выбросах легкорастворимых веществ.

Полимерное покрытие КЗП образуется за счет полимеризации (вулканизации) исходной кремнийорганической композиции (вязкая слабо-текущая масса) при введении в нее сшивающего агента (катализатора). Покрытие может наноситься в условиях эксплуатации с демонтажем и без демонтажа изоляторов методом напыления из электрического краскопульты. Отверждение полимерного покрытия до состояния, позволяющего подавать рабочее напряжение, происходит за 4–6 ч, полное время отверждения 24 ч. Защитное покрытие является экологически безопасным и нетоксичным. Покрытие термостойкое: рабочий интервал температур минус 60°C – плюс 100°C. Расчетный срок службы покрытия – не менее 10 лет.

Натурные испытания и опытно-промышленная эксплуатация КЗП в действующих установках осуществлялись на изоляторах, расположенных в зонах с принципиально различным характером загрязнения. При этом исследовалось влияние твердого, газообразного и смешанного (твердого с газообразным) видов естественного загрязнения.

Оценка работы КЗП при твердом загрязнении выполнялась на территории Балтийской ГРЭС (сланцевая зола), а при газообразном и смешанном – на территории Череповецкого промышленного комплекса (территория АО «Северсталь» и АО «Аммофос»).

Опыт эксплуатации защитного покрытия на опорных изоляторах 110 кВ и проходных линейных вводах 220 кВ в зонах с 4-й СЗ (Череповецкий промышленный комплекс – 11 лет), ОРУ 110 и 220 кВ в зоне с 4-й СЗ (Балтийская электростанция – 9 лет), а также в ряде других энергосистем (Ленэнерго, Пермьэнерго, Мосэнерго) дал положительные

результаты, что позволяет расширить промышленную эксплуатацию изоляторов различного назначения с полимерным защитным покрытием КЗП в районах с загрязненной атмосферой.

6. СТО «Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные. Методика испытаний на устойчивость после изготовления» [24]

В последние годы ряд предприятий начал выпускать линейные стержневые полимерные изоляторы нового поколения. Эти изоляторы отличаются, прежде всего, технологией изготовления и качеством применяемых материалов. Они, как правило, изготавливаются на современных машинах инъекционного типа, что позволяет получать монолитную защитную оболочку с высокой степенью адгезии к стеклопластиковому стержню.

У различных производителей технология изготовления и рецептура кремнийорганических композиций не являются идентичными. Изоляторы различных изготовителей с одинаковыми начальными электрическими и механическими характеристиками могут быть неодинаковыми по надежности работы через несколько лет старения в условиях эксплуатации, что делает выбор оптимальных типов полимерных изоляторов сложным.

Опыт эксплуатации линейных полимерных изоляторов современного поколения еще ограничен и не позволяет сделать однозначную оценку показателя их надежности. Поэтому наряду с обобщением опыта эксплуатации этих изоляторов целесообразно проводить испытания на устойчивость в лабораторных условиях.

Аналогом методики испытаний на устойчивость надежность, включенной в рассматриваемый СТО, является методика испытаний изоляторов на старение при рабочем напряжении с имитацией эксплуатационных условий [25]. Эта методика воспроизводит сочетание воздействий только электрических и климатических факторов без учета механических факторов, кроме того, методика МЭК не предусматривает контрольные испытания.

Методика проведения испытаний линейных полимерных изоляторов на устойчивость, разработанная ОАО «НИИПТ», апробирована испытаниями полимерных изоляторов пяти различных изготовителей. Эти испытания в целом позволяют дать объективную оценку качества изоляторов, технологии их изготовления и выявлять наилучшие и наихудшие типы изоляторов.

В соответствии с разработанным СТО будут проводиться сравнительные испытания полимерных изоляторов различных изготовителей. Лучшее понимание механизма старения полимерных изоляторов на основе

лабораторных испытаний приведет к выбору наиболее перспективных типов изоляторов и технологий, усовершенствованию их конструкций. Повышенный контроль качества изготовления обеспечит более высокую надежность полимерных изоляторов и расширение областей и объемов их применения в электрических сетях ОАО «ФСК ЕЭС».

При разработке стандарта были использованы обобщенные результаты исследований технологий изготовления и практического опыта (отечественного и зарубежного), накопленных по линейным стержневым полимерным изоляторам различного назначения и конструктивного исполнения.

Методика испытаний полимерных изоляторов на устойчивость обеспечивает выявление наиболее надежных типов изоляторов разных изготовителей, а также дефектов изоляторов путем проведения циклических испытаний (не менее 4-х циклов) с воспроизведением в каждом цикле последовательного приложения различных механических, электрических и климатических нагрузок и последующим проведением контрольных испытаний.

Методика испытаний полимерных изоляторов на устойчивость воспроизводит основные виды старения в эксплуатации полимерных материалов от термоокислительной и гидролитической деструкции при различных циклических нагрузках (воздействие температуры, влаги, электрического напряжения, механической нагрузки).

Программа сравнительных ресурсных испытаний изоляторов регламентирует требования к объектам испытаний, виды, продолжительность и последовательность испытаний (рис. 7).

Методика испытания на устойчивость заключается в последовательном приложении достаточно длительных циклических нагрузок. Основные виды циклических нагрузок:

- приложение переменного напряжения;
- приложение растягивающей механической силы;
- длительное кипение в воде;
- приложение переменного напряжения в сочетании с высокой влажностью при комнатной температуре;
- сухой нагрев;
- охлаждение до температуры минус 50 °С.

Состояние изоляторов в процессе циклических испытаний оценивается по изменению следующих показателей:

- гидрофобности защитной оболочки;
- механической прочности на растяжение;
- адгезионной прочности защитной оболочки к стержню;

- устойчивости к диффузии воды;
- электрической прочности при переменном напряжении и импульсах с крутым фронтом;
- устойчивости к проникновению красящей жидкости.

Полностью новые СТО, разработанные НИИПТ, размещены по адресу http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization.

Сухой нагрев 80°C									
Горячая вода 80°C									
Отрицательная температура –50°C									
Переменное напряжение 146 кВ, влажность 100%									
Механическая растягивающая сила 56 кН									
Горячая вода 80°C									
Переменное напряжение 80% от сухоразрядного									
Механическая растягивающая сила 56 кН									
Механическая растягивающая сила 70 кН									
Длительность, мин	120	480	120	120	120	480	120	120	5

Рис. 7. Объем одного цикла ресурсных испытаний

Выводы

1. Новые стандарты ОАО «ФСК ЕЭС» вызвали положительный отклик у проектных и эксплуатирующих организаций, что свидетельствует об их актуальности. Эти СТО гармонизированы с действующими документами МЭК.

2. В статье рассмотрены основные положения разработанных СТО с акцентом на новые положения и/или изменения, которые отличают рассматриваемые СТО от ранее существовавших НТД.

3. В СТО использован, учтен и скорректирован под российскую специфику накопившийся на данный момент времени объем опубликованных и принятых новых рекомендаций МЭК и СИГРЭ.

4. Соблюдение и выполнение рекомендаций рассмотренных СТО, устанавливающих технические требования к электроустановкам высокого напряжения, должно способствовать обеспечению повышения надежности электрических сетей и электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС».

Список литературы

1. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.068-2011. Длина пути утечки внешней изоляции электроустановок переменного тока классов напряжения 6–750 кВ.
2. ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции.
3. Правила устройства электроустановок, 7-е издание, раздел 1, глава 1.9 «Изоляция электроустановок». – М.: НЦ ЭНАС, 2002.
4. Руководство МЭК 60815-1 (2008). Изоляторы высокого напряжения для работы в загрязненных условиях. Выбор и определение размеров. Часть 1. Определения, информация и общие принципы.
5. Руководство МЭК 60815-2 (2008). Изоляторы высокого напряжения для работы в загрязненных условиях. Выбор и определение размеров. Часть 2. Керамические и стеклянные изоляторы для систем переменного тока.
6. Руководство МЭК 60815-3 (2008). Изоляторы высокого напряжения для работы в загрязненных условиях. Выбор и определение размеров. Часть 3. Полимерные изоляторы для систем переменного тока.
7. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.059-2010. Инструкция по выбору изоляции электроустановок.
8. Инструкция по выбору изоляции электроустановок, РД 34.51.101-90. – М.: Союзтехэнерго, 1990.
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
10. Указания по определению характеристик поверхностного слоя изоляторов, загрязненных в естественных условиях, РД 34.51.302. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1978.
11. Указания по определению разрядных характеристик изоляторов, загрязненных в естественных условиях. РД 34.51.301. – М.: СПО ОРГРЭС, 1977.

12. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.058-2010. Методические указания по составлению карт степеней загрязнения на территории расположения ВЛ и ОРУ ПС.
13. Указания по составлению карт уровней изоляции в районах с загрязненной атмосферой. РД 34.20.173, М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
14. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.069-2011. Изоляторы подвесные для ВЛ 110-750 кВ. Методы испытаний.
15. ГОСТ 6490-1993 «Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Общие технические условия».
16. Стандарт МЭК 60383-1 (1993). Изоляторы для воздушных линий электропередачи номинальным напряжением свыше 1000 В. Часть 1. Керамические и стеклянные изоляторы для систем переменного тока. Определения, методы испытаний и критерии приемки.
17. Стандарт МЭК 60383-2 (1993). Изоляторы для воздушных линий электропередачи номинальным напряжением свыше 1000 В. Часть 2. Гирлянды и комплекты изоляторов для систем переменного тока. Определения, методы испытаний и критерии приемки.
18. Стандарт МЭК 60433 (1998). Изоляторы для воздушных линий передач с номинальным напряжением свыше 1000 В. Керамические изоляторы для систем переменного тока. Характеристики элементов гирлянды изоляторов длинностержневого типа.
19. ГОСТ 28856-90. Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные. Общие технические условия.
20. Стандарт МЭК 61109 (1992). Изоляторы комбинированные для воздушных линий передачи переменного тока при номинальном напряжении свыше 1000 В. Определения, методы испытаний и критерии приемки.
21. СТО ОАО «ФСК ЕЭС». Изоляция электроустановок в районах с загрязненной атмосферой. Эксплуатация и техническое обслуживание.
22. Инструкция по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой, СПО Союзтехэнерго, 1984, И 34-70-009-83.
23. Инструкция по эксплуатации электроустановок в районах с загрязненной атмосферой, РД 34.51.503-93.
24. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.080.15.060-2010. Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные. Методика испытаний на устойчивость после изготовления.
25. Стандарт МЭК 61109 (2008). Изоляторы для воздушных линий передач. Комбинированные подвесные и натяжные изоляторы для систем переменного тока с номинальным напряжением свыше 1000 В. Определения, методы испытаний и критерии приемки.

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ТЕМАТИКИ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НИИПТ

Лаборатория – отдел электрических систем НИИПТ

В ноябре 1953 г. в НИИПТ была создана лаборатория электрических систем (ЛЭС). Первоначально коллектив ЛЭС составили бывшие фронтовики Ю. А. Розовский, Е. А. Марченко, П. З. Салита, Г. И. Поляк, Б. Н. Баулин, В. Р. Белоусов, А. Н. Быковский. Кроме них в лаборатории работали к.т.н. В. В. Андреев, инженеры Л. Н. Лебедев, И. А. Косова, А. А. Глебовская, электромеханик Ю. П. Теллинен и несколько человек вспомогательного персонала.

Возглавил лабораторию, после кратковременного пребывания на этой должности Н. М. Мельгунова и П. Д. Кижаяева, П. З. Салита, прекрасный организатор, уделявший много внимания подбору кадров и развитию принципов коллективизма. Научное руководство лабораторией с 1954 г. осуществлял единственный после ухода В. В. Андреева кандидат технических наук Ю. А. Розовский, диссертация которого, защищенная в ЛЭТИ еще до прихода в НИИПТ, была посвящена вопросам управления возбуждением генераторов с целью повышения уровня устойчивости электропередачи.

В 1954 г. в лабораторию пришли В. А. Андреюк и Ю. Д. Садовский, в 1955 г. – Л. А. Кошечев. Эти трое и Е. А. Марченко, который в 1956 г. стал вторым остепененным сотрудником лаборатории, постепенно взяли на себя роль руководителей основных направлений деятельности ЛЭС. В последующие 3–4 года лаборатория пополнилась группой молодых специалистов, пришедших по распределению из ЛПИ (Р. К. Шайхулин, Ю. И. Яргомский, И. А. Гордон, Г. В. Кириенко) и специалистами, уже по несколько лет отработавшими на производстве (Д. П. Дижур, Р. Г. Тужик, Б. М. Шмелькин, М. А. Гусаковская, А. И. Кошелев, Е. Ф. Арзамасцев, А. Г. Аханов и др.). Пополнение распределялось по группам, которые возглавлялись «старожилами» Е. А. Марченко, Г. И. Поляком, В. А. Андреюком, Ю. Д. Садовским, Л. А. Кошечевым.

Несколько позже пришел еще ряд молодых специалистов, которые в дальнейшем стали ведущими сотрудниками лаборатории (отдела), это В. Н. Токова (1960), В. А. Шлайфштейн (1961), П. Я. Кац, Г. Б. Гофман, Е. М. Федорова (1962), В. Л. Невельский, Л. М. Левит (1963), Н. С. Ска-



Коллектив лаборатории электрических систем (1966 г.)

зываева, Н. А. Мичурин (1964), Т. А. Гущина (1965), М. А. Эдлин (1972), И. А. Богомолова, А. В. Черкасский (1973), А. С. Зеккель (1974), А. Х. Есипович, В. Д. Науменко (1977), А. С. Герасимов (1997).

Во главе отдела на протяжении длительных периодов его существования стояли П. З. Салита (1955–1964), Е. А. Марченко (1964–1972), Л. А. Кошечев (1972–1988), А. С. Зеккель (1988–2006), с 2010 г. – А. С. Герасимов.

Большое влияние на становление научного коллектива ЛЭС оказал профессор Николай Николаевич Щедрин, который был научным консультантом НИИПТ (так называлась его должность). Он основал и был первым главным редактором «Известий НИИПТ», всячески способствовал расширению тематики НИИПТ в сторону переменного тока, помогал молодым сотрудникам в определении научных направлений. Ему принадлежала идея организации научной секции электрических систем, к работе которой привлекались тогда еще молодые ученые ЛПИ – М. Л. Левинштейн, О. В. Щербачев, И. А. Груздев. Некоторое время этой секцией руководил будущий академик И. А. Глебов. На секции выступали аспиранты, в том числе будущий академик Ю. Н. Руденко, В. Р. Окоороков и другие специалисты в области режимов и устойчивости энергосистем.

Н. Н. Щедрин всячески поощрял В. А. Андреюка, имевшего хорошую математическую подготовку и вкус к теоретическим исследованиям, взяться за непосредственное применение теории Ляпунова к решению практических задач, а затем и теории вероятности для решения задач надежности в электроэнергетике. В результате В. А. Андреюк стал одним из наиболее известных в СССР специалистов в этих областях. Ю. Д. Садовского и Л. А. Кошечева Н. Н. Щедрин поощрял к овладению теорией автоматического управления и регулирования и практической реализации ее в задачах противоаварийного управления и противоаварийной автоматики в энергосистемах – в то время новых направлениях, суливших большие перспективы в теории и практике развития больших электроэнергетических систем.

Электродинамическая модель

В 1950–1960-е годы, за неимением ни аналоговой, ни тем более цифровой вычислительной техники, наиболее эффективным средством исследований в электроэнергетике являлось физическое моделирование. В связи с этим в качестве основы научно-исследовательской деятельности лаборатории стала электродинамическая модель (ЭДМ), создание которой в НИИПТ началось еще до образования лаборатории на базе модельных генераторов 15 и 30 кВт. С образованием лаборатории начались

их испытания, а также работы по системам возбуждения, оборудованию линейно-подстанционной части, моделированию нагрузок, разработке модели передачи постоянного тока, агрегата питания и т. д.

Указанных двух типов модельных генераторов было недостаточно для отображения энергосистем, в связи с чем интенсивно велись работы по развитию ЭДМ: разрабатывались и вводились в строй новые модельные агрегаты меньшей мощности, велись разработки по созданию усовершенствованных силовых элементов модели и ее систем управления. В этих работах принимала участие большая часть сотрудников лаборатории. Неоценимую помощь оказал профессор ЛПИ А. И. Важнов, под руководством которого И. А. Гордон, а в дальнейшем присоединившиеся к ним Г. А. Гофман и Н. А. Мичурин, разработали целую гамму новых модельных генераторов и трансформаторов.

В 1957 г. ЭДМ посетил лорд Ситрин, представлявший парламентскую комиссию по электроэнергетике Великобритании. Ему была продемонстрирована электропередача с подпорным синхронным компенсатором, теоретически обоснованная английским инженером Баумом, в режиме искусственной устойчивости с углом по линии, существенно превышающим 90 градусов.

ЭДМ продолжала расширяться и требовала к себе особого внимания. Появилась необходимость выделения специальной службы и назначения руководителя ЭДМ. Первым руководителем стал Е. Ф. Арзамасцев, затем А. Н. Быковский. В 1964 г. эту должность занял и исполнял в течение многих лет Валерий Николаевич Преображенский, который с 1972 г. совмещал ее с должностью заместителя заведующего лабораторией, отделом. С 1986 г. по 2010 г. руководителем ЭДМ был Н. А. Мичурин, в настоящее время эту должность исполняет В. В. Дегтярев. В группу обслуживания ЭДМ входили электромеханики высочайшего класса Ю. П. Теллинен и А. Г. Аханов. Была специальная группа под руководством В. Р. Белоусова, которая разрабатывала электронные устройства для ЭДМ и для реализации разных изобретательских идей.

В течение многих лет и по настоящее время в группе обслуживания ЭДМ работают высококвалифицированные специалисты М. А. Булыгина, Г. Г. Горячева, Е. М. Макарова, И. О. Иволга и другие, которые обеспечивают безотказное функционирование этой уникальной исследовательской установки.

В 1950–1960-е годы ЭДМ использовалась как инструмент исследования и как наиболее эффективное средство для анализа нормальных режимов и особенно переходных процессов в энергосистемах. Полученные результаты непосредственно использовались проектными организациями при проектировании развития энергосистем и эксплуатационными – при

оценке текущих и планируемых эксплуатационных режимов. Разрабатывались предложения по комплексам противоаварийной автоматики, которые стали входить обязательным разделом в проекты развития энергосистем.

В ходе исследований на ЭДМ и теоретических разработок были обнаружены многие взаимосвязи и закономерности, свойственные большим энергообъединениям («волна частоты», роль регуляторов «до себя», особенности поведения сверхдальних передач при динамических возмущениях, использование ППТ для повышения устойчивости энергосистем и др.). Были введены новые понятия, которые в дальнейшем получили широкое распространение, например, понятие «опасное сечение» в энергосистемах (первое упоминание в открытой печати – статья А. А. Глебовской, Л. А. Кощеева, Ю. Д. Садовского в «Электрических станциях» № 9 за 1972 г.).

При исследованиях на ЭДМ под руководством Ю. Д. Садовского была выявлена серьезная проблема взаимного влияния первых передач 500 кВ Куйбышев – Москва и Волгоград – Москва. Этой проблемой заинтересовался и принял участие в исследованиях один из наиболее известных в стране режимщиков д.т.н. С. А. Совалов (ЦДУ ЕЭС). Частыми гостями на ЭДМ были главный инженер ОДУ Северо-Запада М. Я. Вонсович, начальник Главтехуправления Ф. И. Синчугов, многие специалисты «Энергосетьпроекта» (Б. И. Иофьев, И. З. Глускин и др.), отдельных энергосистем и электростанций. Главный инженер Братской ГЭС И. С. Глухов после завершения работ на ГЭС в течение нескольких лет работал в ЛЭС.

В настоящее время ЭДМ НИИПТ насчитывает 67 модельных синхронных генераторов, в то время как в 1956 г. их было всего 6. Модель включает 80 узлов нагрузки, 41 группу линейных трансформаторов, 8 тиристорных преобразователей ППТ, 3 преобразователя на полностью управляемых вентилях, 240 ячеек линий электропередачи переменного тока.

За годы своего существования модель претерпела качественные изменения. Новые конструктивные решения по основному оборудованию модели базировались на глубоких научных проработках, свидетельство тому – диссертационные работы И. А. Гордона (1964), Г. Б. Гофмана (1972). Модель дважды, в 1964 и 1989 гг. подвергалась кардинальной перестройке с целью повышения ее эффективности при проведении массовых исследований. В том и другом случае как разработка этих мероприятий, так и руководство огромным объемом работ по их осуществлению выполнялись к.т.н. Ю. Д. Садовским. Значительную работу

по автоматизации ЭДМ провел В. Д. Науменко. Основные положения АСУ ЭДМ составили его диссертационную работу (1984).

В последние годы функции электродинамической модели существенно изменились, вопросы исследований устойчивости больших энергосистем перешли от ЭДМ к цифровым вычислительным комплексам, сама же она превратилась в мощный цифро-аналого-физический комплекс (ЦАФК) – полигон, располагающий уникальными возможностями для испытаний на функционирование, наладки и настройки головных образцов микропроцессорных устройств управления, регулирования, защиты и противоаварийной автоматики в условиях, максимально приближенных к условиям будущей эксплуатации. ЦАФК остается незаменимым и при исследовании поведения новых, еще недостаточно изученных систем, таких как сеть постоянного тока, объекты, выполненные на основе преобразователей напряжения и т. п.

Не обошло ЛЭС и увлечение аналоговыми ЭВМ. Такая вычислительная система была создана под руководством В. Р. Белоусова. Однако сопоставительные исследования показали практически полное превосходство ЭДМ, и реальное использование вычислительной техники было отложено до появления цифровых ЭВМ.

На протяжении довольно продолжительного времени в масштабах существования отдела между тем периодом, когда никакими вычислительными машинами отдел не располагал, и современным состоянием дел, когда каждый сотрудник имеет на своем столе персональную ЭВМ, в составе лаборатории был создан вычислительный центр на базе ЦВМ Минск-14, который возглавил Д. П. Дижур, а затем – Е. М. Федоркова. Под руководством Д. П. Дижур на этапе приобщения сотрудников лаборатории к вычислительной технике были проведены исследования, возможно и не оригинальные в мировой практике, но очень важные для освоения расчетов режимов и, особенно, оценки устойчивости сложных энергосистем. Постепенно вычислительный центр стал обслуживать весь институт, перешел на трехсменный график работы. Персонал центра до его выделения из отдела составлял треть общей численности отдела.

Направления исследований

В 1950-е годы в СССР были школы мирового уровня в области режимов и устойчивости электроэнергетических систем и управления ими. В этих областях работал ряд выдающихся ученых – А. А. Горев, П. С. Жданов, А. М. Маркович, В. А. Веников, А. М. Федосеев. Эти школы существовали при ВУЗах и организациях АН СССР.

В 1960-е годы началось и продолжилось в 1970-е интенсивное развитие электроэнергетики. Были построены крупнейшие электростанции,

освоены новые классы напряжения, наконец, создана ЕЭС СССР. Это развитие подкреплялось столь же интенсивным развитием энергомашиностроительной и электротехнической промышленности. При реализации этих планов потребовалось решение многих практических и научных задач. Началось быстрое развитие отраслевых НИИ: ВТИ, ВЭИ, ЦНИЭЛ (затем ВНИИЭ), НИИПТ, СибНИИЭ, Энергосетьпроект и др. Вскоре эти организации стали основными при решении научно-практических задач электроэнергетики.

В 1960-е годы ЛЭС НИИПТ устанавливает тесные связи с эксплуатационными (Главтехуправление, ЦДУ, ОДУ), проектными (Энергосетьпроект, Гидропроект) и исследовательскими (институт Электромеханики, ВНИИЭ, СибНИИЭ, ВТИ, ЦКТИ, СЭИ) организациями. Многие специалисты этих организаций были соавторами разработок НИИПТ (Ф. И. Синчугов, С. А. Совалов, В. А. Семенов, Г. Р. Герценберг, Б. П. Мурганов, Б. И. Иофьев и др.).

Устойчивость и надежность энергосистем. Постоянной проблематикой ЛЭС было научное сопровождение процесса развития энергообъединений ЕЭС СССР в части вопросов устойчивости, надежности и живучести. С этой целью для проведения работ на электродинамической модели были созданы группы, специализирующиеся на тех или иных энергообъединениях: Северо-Запада, Урала, Сибири, Средней Азии. Исследования этих ОЭС, а затем и ЕЭС СССР в целом на протяжении 1960–1980-х годов были постоянной составляющей в работе лаборатории (отдела). НИР по этой тематике, как правило, были направлены на оценку тех или иных предложений по развитию ОЭС и ЕЭС, разработке рекомендаций по повышению уровня устойчивости за счет схемных решений и применения различных мероприятий, прежде всего, противоаварийной автоматики.

Проводились исследования процессов при возникновении нерасчетных небалансов мощности в ЕЭС и мероприятий по сохранению живучести.

Сотрудники отдела были постоянно в курсе перспективных планов развития энергосистемы страны. Участие в работах, способствующих выполнению этих планов, привлекало к сотрудничеству ряд проектных организаций – Ленинградский и Московский ТЭП (затем – Энергосетьпроект), Гидропроект; энергосистемы – прежде всего, Ленэнерго; все ОДУ и ЦДУ.

Сотрудники ЛЭС по распоряжению Главтехуправления регулярно привлекались к участию в комиссиях по расследованию системных аварий и проведению системных экспериментов. Это повышало квалификацию сотрудников и давало богатый материал для совершенствования методик

и технических средств (особенно при воспроизведении и исследовании на ЭДМ аварийных ситуаций и результатов натурных экспериментов).

На определенном этапе в отделе электрических систем был проведен большой объем методических работ по надежности энергосистем. В работах В. А. Андреюка, Е. А. Марченко, Ю. Д. Садовского, Л. М. Левита были разработаны методы оценки устойчивости при случайных эксплуатационных возмущениях, предельных перетоках мощности по слабым межсистемным связям, методика оценки рисков развития аварии при потере устойчивости. Методические разработки и практические рекомендации, полученные в ходе этих НИР, явились основой для докторской диссертации В. А. Андреюка (1986 г.) и кандидатских диссертаций Ю. Д. Садовского (1966 г.) и Л. М. Левита (1970 г.).

Результаты этих работ были использованы в ведомственных руководящих документах и при разработке рекомендаций по режимам и использованию средств противоаварийной автоматики в конкретных предпроектных работах и исследованиях эксплуатационных режимов энергосистем. Был предложен и практически выполнялся ежегодный анализ надежности ЕЭС на ближайших этапах ее развития, целью которого была разработка рекомендаций по ранжированию эффективности вводов того или иного энергетического оборудования, разработан специальный программно-вычислительный комплекс. Результаты этой работы регулярно обсуждались в ЦДУ ЕЭС с участием С. А. Савалова и В. А. Семенова, а также использовались при составлении планов ввода новых ЛЭП Сетевой комиссией Минэнерго СССР.

Лаборатория обрела все большую известность в стране. Начиная с 1964 г. начали проводиться регулярные совещания по надежности и устойчивости энергосистем. В этих совещаниях принимали участие все известные специалисты в данной области и каждое из них было событием, а сборники трудов совещания представляли собрание наиболее значимых работ, выполненных в институтах и эксплуатационных организациях за период между совещаниями. Председателем оргкомитета всех совещаний был заведующий ЛЭС НИИПТ. Первое совещание было проведено в Ленинграде, последующие – в разных городах страны: Новосибирске, Алма-Ате, Тбилиси, Ташкенте, Фрунзе. Живое общение между ведущими специалистами давало импульс для формирования новых идей и подходов.

Большой объем исследований для проектных и эксплуатационных организаций побуждал не только к совершенствованию ЭДМ, но и к поиску расчетных методов, обеспечивающих ускоренное выполнение расчетов режимов и оценки устойчивости в сложных энергосистемах. Различные приемы и методы подобных расчетов нашли отражение в ра-

ботах И. А. Богомоловой, в диссертациях Б. И. Шмелькина (1977 г.) и А. С. Герасимова (2002 г.).

Регулирование возбуждения генераторов. В 1956 г. был начат цикл работ по вопросам «сильного» регулирования возбуждения генераторов. Эти работы проводились на электродинамической модели при непосредственном участии лауреата Ленинской премии Г. Р. Герценберга (ВЭИ им. В. И. Ленина). В лаборатории работами руководил Ю. А. Розовский, а после его ухода из института в 1960 г. – Л. А. Кошечев.

На начальном этапе исследований помимо регуляторов ВЭИ испытывались и другие регуляторы. Испытания были проведены в 1956 г. Ю. Д. Садовским с участием В. Е. Каштеляна (Институт электромеханики). Одновременно проводились теоретические разработки В. А. Андреюком с участием Р. К. Шайхулина, по материалам которых В. А. Андреюк защитил кандидатскую диссертацию.

По результатам работ на ЭДМ были даны рекомендации по усовершенствованию и применению регуляторов сильного действия на крупнейших ГЭС и ТЭС. Молодые сотрудники лаборатории участвовали также в настройке и системных испытаниях регуляторов на электростанциях, приобрели опыт и почувствовали вкус к решению важных практических задач.

Интересным и смелым было предложение Ю. А. Розовского, характеризующее связи лаборатории с энергосистемами. В 1957 г. в Ленэнерго была подготовлена искусственная схема с последовательным соединением ВЛ 110 и 220 кВ, имитирующая дальнюю электропередачу с промежуточным присоединением, в роли которого выступали два гидрогенератора XI ГЭС. Один из генераторов был оснащен специально доставленным на ГЭС регулятором «сильного» действия. Испытаниями в целом руководил А. И. Казачков, который в то время был руководителем диспетчерской службы Ленэнерго и по совместительству сотрудником ЛЭС НИИПТ.

Опыт проведения этих испытаний был в 1979 г. успешно использован при создании схемы, имитирующей электропередачу от генератора Киришской ГРЭС в Финляндию, для испытания разработанной в ЛЭС системы регулирования возбуждения, обеспечивающей устойчивость этой передачи.

Необходимость передачи диктовалась задержкой с вводом вставки постоянного тока и угрозой штрафных санкций. Штатная система возбуждения не позволяла обеспечить устойчивость передачи. Для полной ее замены не было ни времени, ни возможности. Сотрудниками лаборатории было предложено и реализовано усовершенствование АРВ, причем частично использовалась разработка, ранее выполненная и реализованная на Братской ГЭС. Основной принцип, положенный в основу этой разра-

ботки, заключается в управлении настройкой АРВ по условиям режима энергосистемы.

Устройства на базе этого принципа, а также способ регулирования возбуждения с нелинейными передаточными функциями по каналам стабилизации внедрены на ряде объектов, закреплены авторскими свидетельствами (И. А. Гордон, Л. А. Кощев – 1970 г. и Л. А. Кощев – 1971 г.) и в настоящее время в различных модификациях используются практически во всех АРВ.

Исследования, связанные с различными аспектами проблемы регулирования возбуждения синхронных машин, на многие годы закрепились в тематике отдела. В 1970-е годы это направление возглавил А. С. Зеккель. Этой тематике посвящена его докторская диссертация (1989 г.), а также кандидатские диссертации В. Л. Невельского (1973 г.), А. В. Черкаского (1981 г.), М. А. Эдлина (1983 г.), А. Х. Есиповича (1986 г.), Д. В. Сорокина (2009 г.).

К этой тематике в той или иной мере относятся и работы, связанные с исследованием режимов асинхронизированных синхронных машин, устойчивости передачи постоянного тока при «слабом примыкании» к энергосистеме, анализом эффективности новых устройств компенсации реактивной мощности и несинхронного объединения энергосистем и др.

Для решения практических задач в отделе была разработана специальная методика и программа для исследования и автоматизации выбора настроек регуляторов возбуждения для генераторов конкретных электростанций. Эта методика наряду с использованием физического моделирования обеспечивает возможность выполнения большого объема работ отдела по заказам производителей оборудования, наладочных и эксплуатационных организаций.

Противоаварийная автоматика. Одним из ведущих направлений деятельности ЛЭС стали исследования и разработки противоаварийной автоматики (ПА) энергосистем.

Определение технических требований и технических решений по комплексам противоаварийной автоматики было составной частью большинства предпроектных и внестадийных разработок по развитию отдельных энергообъектов, энергосистем ОЭС и ЕЭС в целом. Некоторые результаты этих работ были включены в кандидатские диссертации Л. А. Кошечева (1965 г.) и Б. И. Шмелькина (1977 г.).

Наряду с этими работами выполнялись НИР, направленные на исследование и разработку отдельных устройств и систем ПА. Был выполнен значительный объем исследований различных устройств электрического торможения генераторов. Проведено несколько этапов сопоставительных исследований различных предложений и технических решений по реа-

лизации импульсной разгрузки и ограничения мощности турбины, разработанных в ЛМЗ, ВТИ, ЦКТИ и др. Выполнены исследования эффективности способов форсировки мощности турбин. Впервые проведены системные испытания на Киришской ГРЭС способа форсировки путем перекрытия клапанов отбора пара на регенерацию, для чего на одном из агрегатов был смонтирован специальный клапан, разработанный в ЦКТИ. По результатам этих исследований были разработаны рекомендации по применению этих видов автоматики.

Исследования на ЭДМ различных устройств выявления и ликвидации асинхронного режима инициировали разработку качественно нового устройства – АЛАР-Ц (работа выполнена под руководством М. А. Эдлина). В настоящее время АЛАР-Ц является наиболее совершенным устройством этого вида и внедрено во многих энергосистемах.

Исследования режимов и устойчивости развивающихся ОЭС и ЕЭС указывали на необходимость организации централизованного управления в аварийных режимах. Разработка и реализация этой идеи в НИИПТ прошла несколько этапов. На начальных этапах разработка проводилась совместно с Энергосетьпроектом (Б. И. Иофьев). Однако в последующем Энергосетьпроект сосредоточился на разработке, в основе которой был так называемый принцип ПДО, а в НИИПТ началась разработка на основе принципа ИДО, успех реализации которого в то время был значительно более проблематичен.

Апогеем этого направления стала разработка и внедрение в ОЭС Урала централизованной адаптивной системы противоаварийного управления энергообъединением (ЦСПА), группа разработчиков которой, в том числе Л. А. Кошечев, Ю. Д. Садовский, П. Я. Кац и И. А. Богомолова, была удостоена Государственной премии СССР за 1991 год. Результаты этой работы вошли составной частью в докторскую диссертацию Л. А. Кошечева (1988 г.). Работа выполнялась в тесном контакте, практически единой группой с сотрудниками ОДУ Урала (Е. А. Мошкин, А. Т. Демчук, Е. Б. Короткин и др.) и при участии специалистов ЦДУ ЕЭС СССР (А. А. Окин, В. А. Семенов).

Наиболее существенные трудности создания ЦСПА были связаны с необходимостью выполнения цикла расчетов для всех расчетных аварийных возмущений за время, в течение которого можно не считаться с изменениями режима энергосистемы, в связи с чем пришлось использовать методы расчета, предполагающие серьезные допущения. При этом оценка устойчивости проводилась без учета или при очень грубом учете динамики.

Через 20 лет успешной эксплуатации ЦСПА по заказу ОАО «СО ЕЭС» была начата работа по созданию новой версии ЦСПА, алгоритм которой

предполагает использование классических методов расчета режима и оценки статической устойчивости, а также включает выбор управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости. Эта работа близится к своему завершению.

В последнее время также по заданию ОАО «СО ЕЭС» была разработана Концепция развития противоаварийной автоматики в ЕЭС России. Разрабатываются предложения по совершенствованию некоторых устройств ПА, предложены новые виды автоматики предотвращения развития аварии из-за потери устойчивости синхронных двигателей нагрузки, ликвидации колебаний в энергосистемах и опасности возникновения асинхронного режима в специальных схемах и др.

Передачи постоянного тока. Большое место в работах лаборатории, являющейся частью НИИ постоянного тока, занимали исследования системных аспектов применения передач и вставок постоянного тока.

Исследование на ЭДМ режимов ППТ выявило существенное влияние условий примыкания ППТ к сети переменного тока на устойчивость их работы. В результате была разработана аналитическая методика оценки устойчивости электропередач постоянного тока.

Базой для регулярных исследований стала математическая модель передачи постоянного тока и примыкающих энергосистем. Эта модель, разработанная Д. П. Дижуром и затем неоднократно усовершенствованная им с привлечением других сотрудников, впервые позволила представить переходные процессы в ППТ и примыкающих энергосистемах во всей их сложности.

Вначале перед отделом электрических систем ставилась задача выполнить необходимые системные исследования в связи с проектированием ППТ Экибастуз – Центр. Еще задолго до начала проектирования этой ППТ были предложены и исследованы (Г. И. Поляком) возможности использования ППТ для повышения устойчивости энергосистемы. Предполагалось развить эту идею для дополнительного обоснования ППТ. Однако системные исследования вышли далеко за эти рамки. Были разработаны требования по условиям устойчивости ППТ к управлению источниками реактивной мощности, определены соответствующие ограничения и даны рекомендации как в общем виде, так и для конкретной ППТ. По результатам этих работ подготовлены кандидатские диссертации В. А. Шлайфштейна (1971 г.), П. Я. Каца (1973 г.), Д. П. Дижура (1978 г.).

Совместно с другими отделами НИИПТ была разработана Концепция применения передач постоянного тока внутри ЕЭС и для связи с зарубежными энергосистемами, определены области рационального применения линий электропередачи постоянного и переменного тока разных классов напряжения, изучены особенности работы объектов постоянного

тока, выполненных на базе преобразователей напряжения (В. А. Шлайфштейн и др.).

В середине 1980-х годов впервые на электродинамической модели была воспроизведена трехподстанционная ППТ и ППТ с преобразователями напряжения. Получены первые результаты оценки поведения этих практически неизученных энергообъектов в нормальных и переходных режимах энергосистемы.

Многие из перечисленных работ проводились во взаимодействии с отделом постоянного тока. Это взаимодействие обеспечивало всесторонний охват проблемы ППТ и готовность к решению комплексных задач применения техники постоянного тока.

Системная тематика в НИИПТ в новых экономических условиях

В 1990-е годы развитие ЕЭС практически прекратилось, резко снизился и интерес к НИР, связанным с этой тематикой. Одной из возможностей зарабатывания денег, сохранения коллектива и лабораторной базы было участие в международных проектах и других формах деятельности, оплачиваемых из международных фондов и фондов отдельных зарубежных организаций и фирм. По системной тематике проводились исследования и разрабатывались рекомендации по многоподстанционным ППТ Россия – Белоруссия – Польша – Германия и Россия – Белоруссия – Прибалтика – Польша – Германия, развитию и противоаварийной автоматике Единой энергосистемы Китая, ППТ от Якутских ГЭС в Японию, ППТ Сахалин – Япония, ППТ от Камбаратинских ГЭС в Пакистан, ППТ Братск – Пекин, Балтийское кольцо и развитие Северо-Западного энергообъединения России. Была выполнена оценка относительной эффективности ВЛ 1150 кВ и ППТ ± 750 кВ, использования оборудования ВПТ Дюрнрор для организации несинхронной связи с УСТЕ, синхронной связи ЕЭС с энергосистемами Западной Европы, предложена и исследована так называемая шина постоянного тока от Братска до Тихого океана и др.

Степень участия сотрудников отдела в этих работах была различна. В некоторых из этих работ принимали участие и другие подразделения института. В 2000-е годы работы такого рода еще оставались, в частности, сотрудничество с Трахтебель, синхронная связь ЕЭС – УСТЕ, программа «Пегас». Однако значимость этой тематики постепенно сходит на нет, прежде всего, ввиду повышения интереса к работам по развитию ЕЭС, противоаварийной автоматике и другим традиционным направлениям деятельности отдела со стороны российских организаций.

Постепенное восстановление объема потребления в ЕЭС России побуждает к созданию новых генерирующих мощностей и модернизации

действующих электростанций, обостряется проблема наиболее эффективных схем выдачи мощностей и развития электрических связей разных уровней, повышаются требования к надежности, появляется интерес к совершенствованию систем противоаварийной автоматики, устройств регулирования и управления.

В 2005 г. из состава отдела в самостоятельную группу, затем – лабораторию и, наконец, – отдел выделяется тематика противоаварийной автоматики. Разрабатывается новая концепция развития противоаварийной автоматики в ЕЭС России, начинается разработка ЦСПА нового поколения, разрабатываются предпроектные предложения по модернизации комплексов ПА различных энергорайонов. Руководителем отдела в настоящее время является А. А. Лисицын.

В 2008 г. под руководством к.т.н. В. П. Вагина создается отдел перспективного развития энергосистем, который в течение нескольких лет превращается в один из центров решения практических задач развития энергосистем, связанных с вводом новых мощностей и модернизаций действующих электростанций. В отделе разработана и ежегодно актуализируется базовая расчетная модель для исследования режимов всех ОЭС и ЕЭС России в целом. В течение трех лет разработаны предложения по схемам выдачи мощности более десяти электростанций, проведены исследования перспективных схем на определенных этапах развития ОЭС Северо-Запада и другие работы, но главное – создан дееспособный коллектив (более 30 человек), готовый к решению любой задачи этой тематики.

В составе отдела электрических систем осталась электродинамическая модель (ЦАФК) и исследовательская лаборатория, занятая совершенствованием математических моделей для исследования переходных режимов в энергосистемах любого уровня, включая объединение ЕЭС и энергосистем европейских стран. Проводятся исследования эффективности новых элементов энергосистем и систем управления и мониторинга.

На электродинамической модели организована регулярная работа по исследованию новых отечественных и зарубежных устройств регулирования возбуждения генераторов, станционных систем управления активной и реактивной мощностью и другой аппаратуры, а во многих случаях и выбор с использованием оригинальной методики настройки АРВ для конкретных объектов. За последние годы проведены исследования и даны конкретные рекомендации более чем по 40 устройствам и комплектам аппаратуры. Были проведены исследования преобразовательных устройств на базе полностью управляемых вентилей, областей использования асинхронизированных генераторов и др.

В целом за последние 10 лет системная тематика в институте по численности персонала и объему выполняемых работ стала основной. При этом подразделения института других направлений – высоковольтной техники, ППТ и преобразовательной техники и АСУ – во многих случаях включаются в работы по системной тематике, выполняя соответствующие разделы этих работ. С другой стороны, в работах по ППТ, исследованию других объектов новой техники, как правило, содержится системный раздел, качество разработки которого во многом определяет судьбу того или иного технического предложения.

Наряду с увеличением объема работ по системной тематике произошли изменения и в характере этих работ. Эти изменения связаны с изменением условий финансирования НИР. Начиная с 1990-х годов собственно НИР постепенно замещались проектно-инжиниринговыми работами. Инжиниринговые работы – в основном, предпроектные исследования – и в 1970–1980-е годы составляли значимую часть объема работ института по системной тематике. К настоящему времени эти работы стали основными. Практически полностью исчезли поисковые (задельные) НИР. Единственной крупной НИР по заказу ОАО «СО ЕЭС» является разработка ЦСПА нового поколения.

В последнее время декларируется возобновление инновационной деятельности научно-исследовательских организаций. Это дает надежду на пробуждение интереса, прежде всего, у молодых специалистов к научно-исследовательской работе. Однако реальное переключение значительной части сотрудников на выполнение исследовательских работ требует немалого времени.

ВРЕМЯ ТВОРЧЕСКОГО ПОДЪЕМА ЛТВН НИИПТ (1960–1985)

Краткий исторический очерк, часть вторая¹

Понимая, что для решения сложных высоковольтных задач нужны свежие силы, Н. Н. Тиходеев в 1960–1970 гг. призвал в ЛТВН НИИПТ новое поколение специалистов. Он выбирал их среди наиболее способных выпускников кафедры ТВН ЛПИ, а также искал на ленинградских предприятиях уже проявивших себя молодых специалистов-высоковольтников. Так образовался новый костяк сотрудников ЛТВН. Они отличались от ведущих сотрудников первого поколения (см. первую часть очерка) тем, что пришли в НИИПТ совсем молодыми. Именно этот «тиходеевский призыв», поколение, которое в настоящее время уже почти «сошло со сцены», сыграло главную роль в создании новой экспериментальной базы ЛТВН и в решении задач, связанных с проектированием и сооружением первых в мире электропередач 750 и 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока.

Об этих людях, их научных достижениях и жизненных судьбах мы вспоминаем в этой части очерка. Всего в ЛТВН в разные годы работало около 70 сотрудников «тиходеевского призыва» 1930–1940 г. р. Подробнее мы остановимся только на творческом пути нескольких ярких специалистов, сыгравших в истории коллектива наиболее запомнившуюся роль, назовем также и других известных в институте высоковольтников. Но вначале кратко расскажем о нииптянах – однокашниках Н. Н. Тиходеева (с его и с соседних курсов Электромеханического факультета ЛПИ), жизнь и научная деятельность которых не описана в первой части данного исторического очерка.

Среди них три молодых специалиста, попавших по распределению в НИИПТ в 1953 г. по окончании учебы на кафедре ТВН ЛПИ (еще до прихода Н. Н. Тиходеева в НИИПТ – в это время он работал над кандидатской диссертацией в аспирантуре ЛПИ). Это Д. Е. Артемьев, А. И. Скойбеда и А. А. Филиппов. Кроме них это три уже опытных специалиста, учившихся на электромехе ЛПИ одновременно с Н. Н. Тиходеевым и успевших

¹ Продолжение, начало см. в научном сборнике «Известия НИИ постоянного тока», 2010, № 64.

до поступления в НИИПТ поработать на различных предприятиях страны – Г. Э. Крастин, А. Г. Левит и Л. С. Перельман.

Об однокашниках Н. Н. Тиходеева – этого уникального выпуска высоковольтников и инженеров-электриков ЛПИ – следует сказать несколько подробнее. Кроме упомянутых выше шести нииптян, это известные в стране во второй половине прошлого века эксплуатационники: Вольпов Ким Давидович, Йозефавичус Давид Израилевич, Цирель Яков Аронович, Казаров Семен Арменакович; крупные ученые: член-корреспондент РАН Александров Георгий Николаевич, академики РАН Демирчян Камо Серопович и Данилевич Януш Брониславович, доктора наук Дашук Павел Николаевич, Кадомский Дмитрий Евгеньевич, Кадомская Кира Пантелеймоновна, Кузнецов Иван Филиппович, а также Алянский Александр Лазаревич, Бронфман Арон Иосифович, Шкуропат Петр Иванович и многие другие. Отметим, что некоторые из них в разные годы работали в ЛТВН НИИПТ и почти все тесно сотрудничали с ней.

Вернемся теперь к однокашникам Н. Н. Тиходеева, длительно работавшим в ЛТВН НИИПТ.

Артемьев Дмитрий Егорович (1930–1969). Один из талантливейших сотрудников ЛТВН, безвременно добровольно ушедший из жизни, родился в Пензенской области в крестьянской семье. По окончании электромеханического факультета ЛПИ по кафедре ТВН в феврале 1953 г. он был принят на работу в НИИПТ в группу перенапряжений ЛТВН, где работал под руководством С. С. Шура. С первых дней работы Д. Е. Артемьев занялся самостоятельным решением ряда сложных вопросов, связанных с изучением переходных процессов и внутренних перенапряжений в электропередаче Куйбышев–Москва. Уже в 1956 г. он был ответственным исполнителем по теме «Повышение уровня номинального напряжения сетей с помощью автотрансформаторов». В том же году, поступив в аспирантуру НИИПТ, он начал исследования коммутационных перенапряжений в электропередачах переменного тока 330, 500 и 750 кВ.

Исследования фазовых и междуфазовых перенапряжений, а также средств их ограничения, были проведены им в действующих энергосистемах, на электродинамической модели и на ЭВМ. Результаты работ Д. Е. Артемьева были реализованы институтом «Энергосетьпроект» при проектировании ВЛ новых классов напряжения. В результате выполненных работ в 1965 г. Д. Е. Артемьев успешно защитил в Институте Электромеханики кандидатскую диссертацию на тему: «Коммутационные перенапряжения в электропередачах высших классов напряжения и их ограничение с помощью разрядников». К своему 35-летию Д. Е. Артемьев стал крупным специалистом в области передачи электроэнергии на дальние расстояния переменным током высокого напряжения. В НИИПТ он

в это время работал в должности руководителя группы – старшего научного сотрудника ЛТВН.

Совместно с Н. Н. Тиходеевым и С. С. Шуром им подготовлены и изданы две классические монографии, намного опередившие свое время, в которых вопросы координации изоляции электроустановок и защиты ее разрядниками всесторонне рассмотрены при помощи методов теории вероятности и математической статистики.

Все ожидали, что впереди у Д. Е. Артемьева еще много интересных и важных работ в области защиты изоляции электроустановок высших классов напряжения от коммутационных перенапряжений. Однако судьба распорядилась иначе, и 10 сентября 1969 г. Д. Е. Артемьев, не дожив до 40 лет, добровольно ушел из жизни.

Скойбеда Александр Иванович (1928–2003) работал в НИИПТ с 1953 по 1990 г. Родился в Ленинграде, в 1944–1947 гг. в эвакуации работал электромехаником на заводе. Окончил электромеханический факультет ЛПИ по специальности ТВН в 1953 г. и сразу поступил на работу в ЛТВН НИИПТ. В 1953–1958 работал у к.т.н. А. В. Корсунцева, где совместно с К. И. Покровской занимался исследованиями внутренних перенапряжений в электропередачах переменного тока 400–500 кВ и грозозащитой ВЛ 330 кВ. С 1959 г. перешел на работу в группу к.т.н. Е. В. Калинина, где нашел свое научное призвание – изучение различных аспектов работы стеклянных изоляторов. С 1961 г. – старший научный сотрудник. Быстро установил связи с изоляторными заводами, Всесоюзным объединением «Электросетьизоляция» (Москва) и его СКТБ по изоляторам и арматуре (г. Славянск, Украина). В ЛТВН НИИПТ по изоляторной тематике в творческом плане всегда работал самостоятельно, имел много коллег-единомышленников в изоляторной отрасли, среди которых наиболее близкими к нему людьми были С. Ф. Покровский, Н. Г. Хлыстов, Э. А. Тюрин (все г. Славянск). Много раз участвовал в работе комиссий по приемке новых типов стеклянных изоляторов, часто в качестве председателя. Непосредственно на изоляторных заводах (города Славянск, Львов, Южно-Уральск) решал проблемы повышения качества и надежности выпускаемых изоляторов, часто выезжал в энергосистемы, где обобщал опыт эксплуатации стеклянных изоляторов непосредственно на ВЛ 500, 750 и 1150 кВ, занимался испытаниями демонтированных с ВЛ СВН и УВН изоляторов. Активно участвовал в разработке отраслевой и государственной нормативно-технической документации на линейные тарельчатые изоляторы, в том числе основного стандарта на них – ГОСТ 6490. Принципиальные положения этого стандарта, разработанные А. И. Скойбеда, сохранили свою актуальность до настоящего времени.

С начала 70-х годов минувшего века он стал признанным ведущим специалистом в стране в области конструкций, электромеханических испытаний и специальных исследований (электрокоррозии, дугостойкости) тарельчатых изоляторов для ВЛ 1150 кВ переменного и ± 750 кВ постоянного тока и имел заслуженный авторитет в изоляторной отрасли.

С 1965 г. Александр Иванович работал руководителем группы испытаний изоляторов в секторе С. Д. Мерхалева, в 1968–1972 гг. был заместителем заведующего ЛТВН, с 1973 по 1983 г. – заведующим сектором высоковольтных изоляторов. В том, что и в настоящее время стеклянные тарельчатые изоляторы на разрушающую нагрузку от 70 до 530 кН работают на ВЛ всех классов напряжения в России весьма надежно несомненно есть большая личная заслуга А. И. Скойбеда.

С 1984 г. по состоянию здоровья Александр Иванович перешел на должность старшего научного сотрудника в сектор загрязненной изоляции к С. Д. Мерхалеву, а затем к Л. Л. Владимирскому. В 1990 г. тяжело заболел и был вынужден оставить работу. Но еще долгие годы, сопротивляясь тяжелому недугу, А. И. Скойбеда продолжал интересоваться ситуацией в отделе ТВН НИИПТ и процессами в изоляторной отрасли. До конца своих дней он оставался остроумным человеком и преданным товарищем.

Филиппов Александр Алексеевич (1930 г. р.) – однокашник, друг и сподвижник Н. Н. Тиходеева. Окончил электромеханический факультет ЛПИ по кафедре ТВН в 1953 г. (позднее, в 1956 г. заочно окончил также физический факультет ЛГУ). Является рекордсменом по продолжительности работы в ЛТВН НИИПТ (с августа 1953 г. по май 2009 г.) – почти 56 лет. В этом отношении Александр Алексеевич превзошел самого Н. Н. Тиходеева (около 53 лет).

А. А. Филиппов – высококвалифицированный специалист по многим направлениям ТВН, крупный специалист в теории и практике электрического разряда в газах, талантливейший экспериментатор. По зафиксированному письменно мнению Н. Н. Тиходеева (1986 г.) «наиболее сильная сторона деятельности Александра Алексеевича Филиппова – постановка и проведение оригинального эксперимента». В течение более полувековой научной деятельности в НИИПТ А. А. Филиппов провел исследования потерь на корону на расщепленных проводах первых ВЛ 500–750 кВ, длительное время занимался исследованиями электрической прочности длинных воздушных промежутков, а также масляной и бумажно-масляной изоляции при коммутационных импульсах различной формы. Им разработано получившее широкую известность и распространение в практике различных испытательных центров ТВН устройство для формирования коммутационных импульсов с использованием испытательных транс-

форматоров. А. А. Филиппов также активно занимался повышением надежности работы элегазовых КРУ и аппаратов, разработал методы выявления дефектных изоляторов в КРУЭ.

В 1963 г. А. А. Филиппов защитил в Азербайджанском институте нефти и химии (у акад. Джуварлы Ч. М.) кандидатскую диссертацию «Исследование различных схем возбуждения и особенностей работы трансформаторов при воспроизведении коммутационных волн». С 1976 г. работал заведующим сектором внутренней газовой изоляции ЛТВН НИИПТ, а с 1986 г. – ведущим научным сотрудником.

Имеет около 40 опубликованных в открытой печати научных трудов, более 15 авторских свидетельств и патентов. Сравнительно небольшое количество публикаций с лихвой компенсируется их высоким качеством и новаторством. В 1988 г. совместно с А. Л. Петерсоном опубликовал в «Энергоатомиздате» книгу «Изоляторы элегазовых КРУ».

Интересно отметить, что среди всех своих соавторов Николай Николаевич Тиходеев имел наибольшее число совместно опубликованных трудов (15) именно с А. А. Филипповым, долгие годы их связывало прочное товарищеское и научное взаимопонимание.

До последних дней работы в НИИПТ, когда А. А. Филиппов был вынужден уволиться по состоянию здоровья, он сохранял исключительную работоспособность и внедрял новые идеи в проводимые им исследования, например, предложил (совместно с Н. Н. Тиходеевым) применять для плавки гололеда без отключения ВЛ новую конструкцию проводов.

Крастин Геннадий Эдуардович – близкий друг Н. Н. Тиходеева со времени учебы в институте. Родился в 1923 г. в Ленинграде. Его родители: отец Крастин Эдуард Францевич (1895–1937), с середины 30-х гг. бывший заместителем начальника СевЗапМорПути, соратником О. Ю. Шмидта, и мать – Цивилева Татьяна Константиновна (1900–1981) в годы Гражданской войны были активными деятелями Красной армии на Дальнем Востоке. Оба они были незаконно репрессированы в 1937 г. Отец был расстрелян, а мать сослана в лагерь в Казахстан. Геннадия вместе с младшим братом Максимом отдали в детский дом. Во время войны Геннадий, приписав в анкете год возраста, поступил в артиллерийское училище. Был боевым офицером на фронтах Великой Отечественной войны, служил в артиллерии с 1942 по 1946 г. (награжден двумя орденами Красной Звезды и боевыми медалями). В 1946 г. поступил и в 1952 г. окончил электромеханический факультет ЛПИ по кафедре ТВН. С 1952 по 1963 г. жил и работал в г. Краснодаре: до 1957 г. на заводе измерительных приборов (начальник центральной заводской лаборатории), в 1957–1963 гг. – на партийной работе, последняя должность – секретарь Краснодарского горкома КПСС.

В 1963 г. был приглашен Н. Н. Тиходеевым на работу в НИИПТ. Одновременно в измерительную лабораторию НИИПТ поступила его жена Антонина Дмитриевна, с которой Геннадий познакомился во время их учебы в ЛПИ. Она также прошла ВОВ (медсестра в госпитале), в НИИПТ защитила кандидатскую диссертацию, была ученым секретарем института.

В НИИПТ Г. Э. Крастин работал заместителем начальника ЛТВН – руководителем сектора. Ему была поручена работа по реконструкции и созданию новой экспериментальной базы ЛТВН. В строительстве испытательного центра (3-го и 4-го корпусов института), оснащении его современным испытательным высоковольтным оборудованием из ГДР большая заслуга принадлежит Г. Э. Крастину, который вел эту работу совместно с А. А. Малыгиным и отдал ей все свои силы и подорванное жизненными испытаниями здоровье.

Вместе с этим Г. Э. Крастин смог уделить внимание и научно-исследовательской работе, в течение нескольких лет совместно с Т. В. Яковлевой он исследовал особенности поведения высоковольтной изоляции вблизи тепловых электростанций, работающих на различных видах топлива, провел много экспериментальных исследований непосредственно на ОРУ Прибалтийской ГРЭС в Эстонии и в ЛТВН НИИПТ, создал научные основы нормирования уровней изоляции электроустановок, работающих вблизи тепловых электростанций, выбрасывающих загрязняющие вещества в атмосферу. Накопленные и обобщенные данные позволили Г. Э. Крастину в 1975 г. защитить в ЛПИ кандидатскую диссертацию на тему «Исследование загрязняемости и характеристик высоковольтной изоляции открытых распределительных устройств и воздушных линий электропередачи, расположенных вблизи тепловых электростанций». Основные положения этой работы и в настоящее время используются при выборе уровней внешней изоляции открытых электроустановок, расположенных вблизи тепловых электрических станций.

Но к этому времени здоровье Г. Э. Крастина уже сильно ухудшилось и он тяжело болел. С 1977 по 1980 г. Г. Э. Крастин работал в должности ученого секретаря НИИПТ. В 1980 г. по состоянию здоровья он уволился из НИИПТ незадолго до преждевременной кончины. В памяти товарищей по работе Геннадий Эдуардович остался искренним, простым в общении, открытым, глубоко порядочным человеком, преданным другом и товарищем.

Добавим, что его младший брат Максим (1928–2009) в 1943 г. был определен воспитанником в воинскую часть («сын полка», горнист), в армии начал играть в военном оркестре, после войны служил воспитанником в Днепропетровском артиллерийском училище. В 1951 окончил Музыкальное училище имени М. И. Глинки и был демобилизован.

В 1963–1973 гг. был директором Ленинградской Государственной Филармонии, а в 1973–1989 – директором Ленинградского академического театра оперы и балета имени С. М. Кирова. Заслуженный работник культуры России.

Левит Александр Григорьевич (1927–1991). В 1953 г. окончил электромеханический факультет ЛПИ по кафедре ТВН. В 1953–1960 гг. работал на Запорожском трансформаторном заводе (последняя должность – зам. начальника производства), в 1960–1962 гг. – в ВИТ (Всесоюзный институт трансформаторостроения, г. Запорожье), последняя должность – начальник лаборатории изоляции. В эти годы А. Г. Левит становится крупным специалистом-практиком в области трансформаторной изоляции.

По приглашению Н. Н. Тиходеева был принят на работу в ЛТВН НИИПТ в самом конце 1962 г. на должность руководителя группы – старшего научного сотрудника. За годы работы в НИИПТ А. Г. Левит выполнил ряд исследований и разработок для промышленности в области создания и испытаний высоковольтного электрооборудования электропередач постоянного и переменного тока. Занимался исследованиями электрических характеристик и измерениями частичных разрядов в бумажно-масляной изоляции силовых трансформаторов, разработал объемы, методы и нормы испытаний внутренней изоляции электрооборудования для проектируемой в те годы передачи постоянного тока Экибастуз–Центр. Участвовал в разработке технических требований на высоковольтное испытательное оборудование, изготавливаемое в ГДР для строящегося стенда длительных испытаний НИИПТ.

В 1968 г. защитил в ЛПИ кандидатскую диссертацию на тему «Исследование электрических характеристик бумажно-масляной изоляции силовых трансформаторов». В 1976–1982 гг. был заведующим сектором внутренней изоляции ЛТВН НИИПТ. Был идеологом исследований на новых стендах НИИПТ длительной электрической прочности внутренней изоляции под рабочим напряжением. Разработал методы проведения длительных испытаний высоковольтных кабелей и аппаратов, в частности методы ресурсных испытаний силовых и измерительных трансформаторов с бумажно-масляной изоляцией. С 1982 г. после тяжелой болезни работал дома, в должности старшего научного сотрудника. В эти годы, в качестве ответственного редактора, он подготовил и выпустил в 1985 г. сборник трудов НИИПТ «Исследование старения и срока службы внутренней изоляции электрооборудования высокого напряжения», а в 1991 г. – сборник «Ресурсные испытания внутренней изоляции электрооборудования», в которых изложены и обобщены результаты испытаний, проведенных в 1980-е годы под его руководством. В это же время А. Г. Левит

подготовил и выпустил обширное руководство по применению вероятностно-статистических методов в технике высоких напряжений, которое в течение многих лет широко используется сотрудниками ЛТВН.

Александр Григорьевич был эрудированным, широко образованным человеком, у него всегда можно было получить совет по любому техническому вопросу. У него были разносторонние интересы, он знал несколько иностранных языков, читал зарубежные газеты и журналы, живо интересовался политикой и художественной литературой, писал стихи. Обладая хорошим чувством юмора, он, начиная с памятной «Весны в НИИПТ», всегда участвовал в лабораторных капустниках.

В 1991 г. А. Г. Левит уволился из НИИПТ и вместе с женой, будучи тяжело больным, уехал к сыну на постоянное жительство в США, где вскоре скончался.

Перельман Лазарь Соломонович (1928–1986) окончил ЛПИ по специальности ТВН в 1953 г. С 1953 по 1957 г. работал в г. Кемерово в «Кузбассэнерго», в 1957–1960 гг. – в Ленинграде в институтах «Энергочермет» и «Кипрокаучук». В 1961 г. он был приглашен Н. Н. Тиходеевым в ЛТВН НИИПТ для исследования радиопомех от электроустановок высших классов напряжения.

В 1964 г. Л. С. Перельман защитил в ЛПИ кандидатскую диссертацию на тему «Основные вопросы теории, экспериментальные исследования и методика расчета радиопомех от короны на проводах линий электропередачи». Эта работа сыграла важную роль для правильного выбора проводов ВЛ СВН и УВН. С 1966 г. Л. С. Перельман работает в ЛТВН руководителем научно-исследовательской группы, а с 1968 г. и до конца своих дней – руководителем сектора исследований воздушной изоляции, короны и радиопомех.

Л. С. Перельман выполнил в НИИПТ теоретические и экспериментальные исследования радиопомех от короны на проводах линий электропередачи сверхвысокого переменного и постоянного напряжения и на экранной арматуре гирлянд изоляторов и аппаратов (совместно с Ф. Г. Кайдановым, П. З. Рохиноном и др.). Им был создан метод расчетного прогнозирования уровня радиопомех от проектируемых электроустановок СВН, произведены измерения радиопомех непосредственно на ВЛ 500 и 750 кВ.

Л. С. Перельман был автором многочисленных статей и докладов. Совместно с М. В. Костенко и Ю. П. Шакиным Л. С. Перельман опубликовал монографию «Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения» («Энергия», 1973, 271 с.), получившую широкую известность и актуальную по настоящее время. В 1975 г. он получил премию АН СССР им. П. Н. Яблочкова за лучшую

работу в области электрофизики и электротехники. Результаты исследований Л. С. Перельмана использованы при проектировании одной из первых ВЛ 750 кВ Конаково–Москва, ВЛ ± 750 кВ, а также электроаппаратными заводами при создании электрооборудования 750 кВ постоянного и переменного тока.

Основные работы Л. С. Перельмана по исследованию распространения волн по многопроводным линиям в настоящее время широко используются специалистами в области высокочастотной связи по линиям электропередачи. По всем основным разработкам им выпущены высококачественные программные продукты с брендом «Перл».

Он сохранил о себе память, как выдающийся специалист-теоретик в области исследования волновых процессов, расчета электрических полей линий и подстанций и защиты персонала от сильных электрических полей. Разработанные им алгоритмы и программы до сих пор используются в проектной и исследовательской практике при проектировании воздушных линий электропередачи и подстанций СВН и УВН переменного и постоянного тока, в том числе, каналов связи. Научное наследие Л. С. Перельмана успешно развивается.

Лазарь Соломонович был широко эрудированным человеком, интересовался художественной литературой, не пропускал театральные премьеры, почти профессионально увлекался шахматами, а также настольным теннисом и лыжами. Он остался в памяти сотрудников как общительный, остроумный и доброжелательный человек.

В последние годы Лазарь Соломонович долго и тяжело болел, но с перерывами продолжал работать, закончил подготовку докторской диссертации. Безвременный уход из жизни прервал его оптимистичные планы. Остались хорошо подготовленные им ученики и продолжатели.

Теперь кратко расскажем о некоторых сотрудниках ЛТВН НИИПТ, окончивших ЛПИ позднее Н. Н. Тиходеева и сыгравших важную роль в развитии научного потенциала коллектива.

Гутман Юлий Маркович (Матусберович) (1934–1988) окончил в 1957 г. электромеханический факультет ЛПИ по кафедре ТВН и был направлен на работу на ленинградский фарфоровый завод «Пролетарий», где проработал до октября 1960 г. и занимался испытаниями, исследованиями и конструктивной разработкой комбинированных магнитно-вентильных разрядников на напряжение 330–500 кВ. Здесь он прошел хорошую практическую школу, работая под руководством опытных специалистов Д. В. Шишмана и А. И. Бронфмана. Уже в 1960 г. он был назначен начальником заводской лаборатории вентильных разрядников. Работая на «Пролетарии», Ю. М. Гутман совместно с П. Н. Птичкиным подготовил и через несколько лет опубликовал книгу «Вентильные раз-

рядники» (Птичкин П. Н., Гутман Ю. М. Вентильные разрядники, М.–Л.: Госэнергоиздат, 1963, 148 с.).

В том же 1960 г. Ю. М. Гутман по приглашению Н. Н. Тиходеева перешел на работу в ЛТВН НИИПТ на должность младшего научного сотрудника. В этом коллективе он проработал до своей преждевременной кончины в 1988 г. В 1967 г. Ю. М. Гутман защитил в ЛПИ кандидатскую диссертацию на тему «Исследование разрядных напряжений линейной изоляции при коммутационных перенапряжениях».

С ЛТВН НИИПТ связана биография еще двух членов семьи Ю. М. Гутмана. В 1957–1963 гг. здесь работала его жена Галина Станиславовна Станкевич, которая у С. Д. Мерхалева занималась лабораторными испытаниями загрязненных и увлажненных изоляторов. В 1981–1994 гг. в ЛТВН работал сын Ю. М. Гутмана и Г. С. Станкевич Игорь Юльевич Гутман, который у Е. А. Соломоника занимался широким кругом вопросов, связанных с работой изоляторов (в особенности полимерных) в загрязненных районах. В 1989 г. И. Ю. Гутман успешно защитил в ЛПИ кандидатскую диссертацию на тему «Разрядные характеристики линейных полимерных изоляторов в загрязненном и увлажненном состоянии». С 1994 г. он работает в энергетическом институте STRI (г. Людвига, Швеция), занимаясь различными аспектами работы внешней изоляции электроустановок, а также участвует в работе нескольких исследовательских групп СИГРЭ и МЭК.

В ЛТВН Ю. М. Гутман в 1966 г. становится старшим научным сотрудником, в 1986 г. – заведующим сектором, а затем и начальником лаборатории линейной изоляции и грозозащиты в составе ЛТВН. За время работы в НИИПТ Юлий Маркович выполнил широкие исследования электрической прочности длинных гирлянд изоляторов и воздушных промежутков (совместно с В. М. Рудаковой и Н. И. Степиной), а также активно занимался вопросами сокращения габаритов внешней изоляции распределительных устройств, защищенных ограничителями перенапряжений. Результаты этих исследований широко использованы при проектировании ВЛ и распределительных устройств различных классов напряжения, в особенности 500, 750 и 1150 кВ переменного тока и ± 750 кВ постоянного тока. В результате этих работ Ю. М. Гутман стал одним из ведущих специалистов страны по внешней (незагрязненной) изоляции электроустановок сверх- и ультравысокого напряжения.

Он принимал непосредственное участие в исследованиях и проектных проработках для многих важных объектов электроэнергетики. Назовем некоторые из них: КРУ 110 кВ, РУ 220 кВ Колымской и Майнской ГЭС, ОРУ 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС, ОРУ 750 кВ Калининской и Смоленской АЭС, преобразовательные подстанции ППТ ± 400 и ± 750 кВ; при

этом Юлий Маркович тесно сотрудничал с институтом Энергосетьпроект и его отделениями, институтами Атомтеплоэлектропроект и ЛенГидропроект, «Дальней Электропередачей», ВЗВА, ВЭИ, энергосистемами и другими организациями.

Эти работы Ю. М. Гутман провел совместно с Н. Н. Тиходеевым, В. С. Степановым, Н. И. Степиной, В. М. Рудаковой, М. Т. Неровным, А. И. Бронфманом, В. Ф. Ласло, О. И. Яковлевым и другими специалистами. Он активно участвовал в российско-американской программе исследований электрической прочности гирлянд изоляторов и воздушных промежутков на опоре 1150 кВ. Кроме того Ю. М. Гутман одним из первых в мировой практике занимался экспериментальной проработкой возможности работы под напряжением на ВЛ ультравысокого напряжения переменного и постоянного тока (совместно с «ОРГРЭС»).

Большое внимание Ю. М. Гутман и его сотрудники уделили изучению электрической прочности линейной и подстанционной изоляции (гирлянды изоляторов, электрооборудование, воздушные промежутки) 500, 750 и 1150 кВ переменного тока и ± 750 кВ постоянного тока при коммутационных перенапряжениях, характерных для этих электроустановок. Полученные в НИИПТ экспериментальные данные были реализованы при проектировании ряда крупных проектов, в том числе компактных подстанций 220, 500 и 750 кВ. Ю. М. Гутманом и его сотрудниками проведены высоковольтные испытания многих новых аппаратов, разработанных заводами электропромышленности «Пролетарий», ВЗВА, ЗЗВА, «Электроаппарат» и др.

Скромный, уравновешенный, доброжелательный и трудолюбивый с высокой результативностью выполняемых работ Ю. М. Гутман оставил надолго запоминающийся след в коллективе ЛТВН.

Сохранский Александр Серафимович (1934–1998) окончил электромеханический факультет ЛПИ в 1958 г. по специальности ТВН. Еще в школьные и студенческие годы проявлял глубокий интерес к электронике и радиотехнике, что в дальнейшем эффективно отразилось в его научно-техническом творчестве. В 1958–1974 гг. работал в институте электромеханики АН СССР и в ЛенГидропроекте. В 1972 г. защитил кандидатскую диссертацию на тему «Исследование высокочастотных помех в каналах связи по линиям передачи электрической энергии при некоторых новых видах линейных трактов». Уже в эти годы А. С. Сохранский имел тесное научное сотрудничество с ЛТВН НИИПТ (в частности, совместно с Л. С. Перельманом в 1971 г. опубликовал статью в сборнике трудов НИИПТ № 17).

А. С. Сохранский перешел на работу в ЛТВН в 1975 г., когда он уже был признанным специалистом в области высоковольтных измерений и

связи. Работая в НИИПТ, он внес большой вклад в разработку автоматизированной системы измерений на высоковольтных установках открытого испытательного стенда. Необыкновенный трудоголик, в любую погоду для выполнения измерений он смело выходил на потенциал в специальной измерительной кабине. Под руководством А. С. Сохранского была спроектирована, смонтирована и введена в работу единственная в стране установка для измерения потерь на корону на испытательном пролете ВЛ ультравысокого напряжения постоянного и переменного тока. Для ВЛ 1150 кВ и ± 750 кВ им выполнено исследование потерь на корону в зависимости от числа проводов в фазе и расстояния между ними. Проводил исследования потерь на корону непосредственно на подстанциях электропередачи 1150 кВ «Экибастузская», «Кокчетавская» и «Кустанайская». Был научным руководителем разработки «Руководящих указаний по выбору проводов ВЛ с учетом эффектов короны» (1991 г.). В 1991 г. А. С. Сохранский становится заведующим сектором влияния линий электропередачи на окружающую среду, а в 1993 г. одновременно и заместителем заведующего ЛТВН. До конца жизни А. С. Сохранский продолжал заниматься исследованиями высокочастотных помех в каналах связи по линиям электропередачи, определением основных закономерностей потерь на корону при глубоком расщеплении проводов, анализом влияния ВЛ УВН переменного и постоянного тока на окружающую среду. Опубликовал несколько статей совместно с Н. Н. Тиходеевым, в том числе посвященных сравнительному анализу влияния на окружающую среду ВЛ УВН постоянного и переменного тока. В 1998 г. в связи с тяжелой неизлечимой болезнью А. С. Сохранский уволился из НИИПТ.

Попков Владимир Иванович (1939–2003) прожил непростую противоречивую жизнь, тесно связанную с техникой высоких напряжений. Природно ярко одаренный, хорошо образованный, интересующийся всеми аспектами гуманитарной жизни (литература, искусство, политика) он был отличным товарищем, гармонично развитым человеком и высококвалифицированным ответственным за работу специалистом. Родился и воспитывался в простой семье, но много занимался самообразованием. Вся его не слишком долгая творческая жизнь прошла на глазах нашего поколения. В 1961 г. Владимир Иванович окончил ЛПИ по специальности «техника высоких напряжений» и поступил на работу в ЛТВН НИИПТ. Первоначально для электроустановок, расположенных в высокогорных районах, занимался исследованиями в барокамере электрической прочности изоляторов при пониженной плотности воздуха (совместно с А. С. Тюрпенко).

К середине 60-х годов научные интересы В. И. Попкова сместились в область исследований загрязненной изоляции сначала под руководством

П. Н. Апушкинского, а затем в течение десятилетия его фактическими наставниками в этой области стали С. Д. Мерхалев (практика) и Н. Н. Тиходеев (теория). В течение нескольких лет Владимир Иванович приобрел определенный опыт исследований разрядных характеристик изоляторов при искусственном и естественном загрязнении, зарекомендовал себя как самостоятельный и инициативный работник со своими оригинальными идеями и подходами к работе.

Звездный час в его работе в области загрязненной изоляции наступил в конце 60-х годов, когда потребовалось обеспечить повышение надежности работы спроектированной и построенной советскими специалистами электропередачи 500 кВ Асуан–Каир. Наиболее яркими и плодотворными этапами в творческой жизни В. И. Попкова стали три длительные командировки (совместно с Н. Н. Тиходеевым, С. Д. Мерхалевым, В. А. Горошкиной и др.) в Египет в 1967–1969 гг., когда ему удалось усовершенствовать и применить на практике предложенную Н. Н. Тиходеевым статистическую теорию выбора линейной изоляции. На основе испытаний огромного числа гирлянд изоляторов, демонтированных с разных участков ВЛ 500 кВ в Египте, удалось разработать эффективные рекомендации по усилению изоляции этой линии, а также ее обмыву под напряжением, что обеспечило приемлемый уровень работоспособности этой самой важной для страны ВЛ.

Большой объем накопленных В. И. Попковым данных и их физико-статистическая интерпретация легли в основу кандидатской диссертации «Разработка методов исследований и выбора уровней изоляции линий электропередачи в загрязненных районах и их использование для выбора изоляции линий 500, 220 и 132 кВ в АРЕ», которую он блестяще защитил в ЛПИ в 1973 г. Стало ясно, что в НИИПТ появился еще один хороший специалист с передовым подходом ко всем вопросам работы загрязненной изоляции.

В последующие годы В. И. Попков активно занимался повышением работы загрязненной изоляции в энергосистемах: в Красноярске вблизи крупного алюминиевого завода, где совместно с Е. И. Удодом был создан оригинальный испытательный стенд под напряжением 220 кВ; в Крыму и Туркмении (совместно с Б. М. Рейном), где были составлены региональные карты уровней изоляции в районах с засоленными почвами и вблизи засоленных водоемов; для оказания технической помощи по вопросам работы загрязняемой изоляции командировался в Бангладеш и на Кубу, а по научно-техническому сотрудничеству – в Польшу и Чехословакию.

Кроме того в 70-е годы В. И. Попков продолжал заниматься разнообразными лабораторными исследованиями загрязненной изоляции: при постоянном напряжении, при коммутационных перенапряжениях и др.

Он был соавтором двух первых редакций национальных норм выбора изоляции электроустановок в загрязненных районах (1964 г., 1974 г.) и отраслевых нормативно-технических документов (НТД) по составлению карт уровней изоляции и определению разрядных характеристик изоляторов при естественном загрязнении.

К середине 1970-х годов В. И. Попков стал одним из видных специалистов в стране в области внешней изоляции электроустановок, хорошо знал отечественную и зарубежную литературу по различным аспектам ТВН и в перспективе рассматривался как один из возможных помощников Н. Н. Тиходеева по руководству коллективом ЛТВН. Однако в начале 1977 г. по личным мотивам он неожиданно уволился из НИИПТ и около года проработал главным специалистом-электриком в институте «ЛенНИИпроект». В 1978 г. по приглашению Н. Н. Тиходеева В. И. Попков вернулся в ЛТВН НИИПТ, но не в сектор внешней изоляции С. Д. Мерхалева, а в сектор внутренней изоляции А. К. Манна, после смерти которого с мая 1983 г. работал заведующим этим сектором. С середины 1980-х годов часто замещал Н. Н. Тиходеева во время его длительных зарубежных командировок, был демократичен и толерантен к сотрудникам, пользовался большим уважением и симпатией в коллективе ЛТВН.

В секторе внутренней изоляции В. И. Попков занимался исследованиями электрической прочности внутренней изоляции высоковольтного электрооборудования, участвовал в освоении испытательных установок новых стендов СВН НИИПТ, в создании новых стендов длительных испытаний силовых кабелей, конденсаторов и трансформаторов. Большое внимание в 1980–1990-х гг. В. И. Попков уделял научному обоснованию методов ресурсных испытаний внутренней изоляции. Под его руководством были выполнены ресурсные испытания и определены сроки службы ряда новых типов электрооборудования постоянного и переменного тока. В эти же годы он активно занимался разработкой НТД на нормы испытаний электрооборудования постоянного и переменного тока. Под руководством В. И. Попкова были разработаны нормы испытаний внутренней изоляции электрооборудования ППТ ± 750 кВ. Как эрудированный и самолюбивый исследователь и волевой руководитель (и еще достаточно молодой человек) В. И. Попков несомненно рассматривался, как наиболее вероятный преемник Н. Н. Тиходеева на посту заведующего ЛТВН НИИПТ.

Однако в 1998 г. В. И. Попков был вынужден уволиться из НИИПТ, долго и тяжело болел и ушел из жизни в возрасте, когда он мог, если бы не болезнь, еще долго трудиться в области ТВН.

Иоссель Юрий Яковлевич (1931–1999) проработал в ЛТВН НИИПТ сравнительно недолго, но оставил после себя яркий запоминающийся след. Это был настоящий крупный ученый – высокообразованный, напо-

ристый, уверенный в себе и своих идеях. Он был принят на работу в НИИПТ по приглашению Н. Н. Тиходеева в 1983 г. на должность старшего научного сотрудника. К этому времени он был крупным известным научным работником, но был вынужден (из-за отъезда сына Михаила, ныне известного русско- и англоязычного писателя, на ПМЖ в США) уйти из ЦНИИ им. акад. А. Н. Крылова, где он с 1960 по 1983 г. руководил закрытой лабораторией.

Ю. Я. Иоссель окончил Ленинградский кораблестроительный институт (ЛКИ) в 1955 г. по специальности «инженер-электромеханик» и Ленинградский государственный университет (математико-механический факультет) по специальности «математическая физика» в 1961 г.

К моменту поступления в НИИПТ он был автором и соавтором 7 (!) монографий и около 70 статей, опубликованных в открытой печати. В 1961 г. Ю. Я. Иоссель защитил кандидатскую, а в 1968 г. – докторскую диссертацию. С 1977 г. он являлся профессором ЛКИ, где читал лекции по ряду специальных курсов. К слову говоря, оба его сына также окончили ЛКИ.

Самые широко известные книги Ю. Я. Иосселя «Расчет электрической емкости» (первое издание «Энергия», 1968) в соавторстве с Э. С. Кочановым и М. Г. Струнским, «Расчет потенциальных полей в энергетике» («Энергия», 1978), «Электрические поля постоянных токов» («Энергоатомиздат, 1986)), «Расчет электрической емкости элементов электротехнических аппаратов и устройств» («Информэнерго», 1985), «Математические методы расчета электрохимической коррозии защиты металлов» совместно с Г. Э. Кленовым («Металлургия», 1984).

Таким образом в лице Ю. Я. Иосселя ЛТВН НИИПТ приобрела крупного специалиста по теоретической электротехнике и заземлениям. С 1986 г. Юрий Яковлевич трудится в должности заведующего сектором заземляющих устройств отдела ТВН.

Основными направлениями деятельности в НИИПТ Ю. Я. Иосселя и возглавляемого им коллектива были:

- разработка и усовершенствование выносных рабочих заземлителей (ВРЗ) ППТ ± 750 кВ Экибастуз–Центр;
- защита от электрокоррозии подземных сооружений в зоне сооружения ВРЗ;
- разработка методики расчета системы катодной защиты подземных трубопроводов и резервуаров;
- проведение расчетно-теоретических работ по тематике ТВН (расчет сопротивления заземления фундаментов опор ВЛ в условиях вечной мерзлоты, расчет электрического поля и параметров проводов с ма-

лым шагом расщепления, расчет емкостных параметров схем замещения ОПН и др.).

Работы Ю. Я. Иосселя отличались как высоким теоретическим уровнем, так и эффективным их практическим применением, что неизменно привлекало к выполнению этих исследований и разработок талантливую молодежь. Большую известность и авторитет в научной среде приобрел руководимый Юрием Яковлевичем постоянный семинар по теоретической электротехнике, электрофизике и коррозии подземных сооружений. В работе семинара, проходившего в остро-дискуссионной, но доброжелательной атмосфере, кроме сотрудников Ю. Я. Иосселя принимали регулярное активное участие профессор Л. А. Цейтлин, сотрудники НИИПТ Р. А. Кац, С. С. Клямкин, Д. Г. Мессерман и др.

В 1989 г. Ю. Я. Иоссель был избран заведующим специализированного подразделения НИИПТ (НИЛ-6) и в дальнейшем работал уже вне отдела ТВН, поддерживая однако с Н. Н. Тиходеевым и некоторыми другими высоковольтниками тесные творческие контакты. В начале 1994 г. Юрий Яковлевич уволился из НИИПТ и перешел на работу в санкт-петербургский филиал фирмы «Осмос-Технолоджи». Здесь он продолжил свою многогранную научно-техническую деятельность, оказывая, в частности, консультационную помощь по защите от коррозии подземных сооружений в различных странах мира.

В 1999 г. после короткой тяжелой болезни в расцвете творческих сил и полный новых идей Ю. Я. Иоссель скоротечно скончался. В памяти нииптян он сохранился как исключительно энергичный, остроумный, обаятельный человек, увлеченный работой, шахматами и активно вовлеченный в перестроечные и послеперестроечные проблемы жизни нашего общества.

Конечно, можно было бы рассказать еще о многих других сотрудниках ЛТВН НИИПТ, сделавших заметный вклад в решение проблемы ТВН в рассматриваемый период, но в коротком очерке обо всем не расскажешь. Среди специалистов и сотрудников ЛТВН «тиходеевского призыва», о которых нет возможности рассказать здесь более подробно, следует (кроме уже названных в первой и второй частях очерка) упомянуть, как внесших большой вклад в производственно-научные успехи коллектива, Александрову Наталью Павловну, к.т.н. Бресткину Елену Евгеньевну, Бушихину Нину Николаевну, к.т.н. Воробьева Анатолия Викторовича, Гречко Ольгу Никитичну, к.т.н. Гордина Бориса Иосифовича, к.т.н. Давыдову Людмилу Ивановну, Иванова Геннадия Григорьевича, Кузнецову Лидию Ефимовну, Кузнецова Алексея Ивановича, Казачкову Елизавету Израилевну, к.т.н. Кайданова Феликса Гиршевича, Кислову Нину Сергеевну, Кукуричкину Галину Анатольевну, Курбатову

Алевтину Федоровну, к.т.н. Майзель (Трушинскую) Елену Самуиловну, Малыгина Анатолия Алексеевича, Петкевич Галину Иосифовну, Степанова Виктора Степановича, Степанову Марию Алексеевну, Степину Нину Ивановну, Сергеева Георгия Михайловича, Новикову Александру Николаевну, Новикова Валентина Павловича, к.т.н. Рудакову Веру Михайловну, Рожавскую Софью Наумовну, к.т.н. Рохинсона Павла Залмановича, к.т.н. Соломоника Евгения Ароновича, Софронову Надежду Михайловну, Табарданову Марию Петровну, к.т.н. Тесова Николая Ивановича, к.т.н. Тихомирова Вячеслава Александровича, Тушнова Аркадия Николаевича, Холодякову Лидию Константиновну, к.т.н. Шперлинга Бецалель Рувима-Танхумовича, Яковлеву Тамару Васильевну.

С участием этих сотрудников в ЛТВН НИИПТ в 1960–1985 гг. были выполнены следующие основные работы:

- строительство и ввод в действие стенда длительных испытаний электрооборудования высших классов напряжения (3-й и 4-й корпуса НИИПТ);
- организация, разработка методик и проведение длительных стендовых испытаний (в том числе ресурсных) внутренней изоляции электрооборудования различного типа;
- выдача проектным организациям рекомендаций по основным вопросам ТВН для проектируемых электропередач постоянного тока ± 750 кВ и переменного тока 1150 кВ;
- разработка пакета нормативно-технической документации (государственные и отраслевые стандарты, методические указания и др.) по методам выбора и испытаний внешней изоляции электроустановок, в том числе в районах с загрязненной атмосферой, по техническим требованиям и методам испытаний изоляторов различного назначения и т. п.;
- разработка руководящих указаний по защите электроустановок от грозовых и коммутационных перенапряжений;
- уменьшение габаритов распределительных устройств за счет ограничения коммутационных перенапряжений, здесь, в первую очередь, следует назвать выдачу рекомендаций по распределительному устройству 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС;
- выпуск получивших широкое признание монографий по статистическому выбору изоляции электрических сетей (3 книги) и по работе изоляции электроустановок в районах с загрязненной атмосферой (2 книги);
- разработка локальных и региональных карт уровней изоляции для многих энергосистем страны.

В заключение хочется отметить, что ближайшими помощниками Н. Н. Тиходеева («верными оруженосцами») в повседневной работе в течение долгих лет были:

- Лидия Ефимовна Кузнецова, участница большинства выполненных Н. Н. Тиходеевым работ, его главная помощница и «цензор», имеющая немало совместных с ним публикаций;
- Георгий Михайлович Сергеев – переводчик (англ. язык) высшей квалификации, изучивший всю разнообразную тематику техники высоких напряжений, многолетний координатор работ по международному сотрудничеству НИИПТ;
- Нелли Владимировна Антонова, Людмила Васильевна Багирова, Тамара Ивановна Белавина, Галина Анатольевна Кукуричкина, – секретари-машинистки;
- Галина Алексеевна Ушакова, Алексей Иванович Кузнецов (в период перестройки), Наталья Львовна Сизова – помощники по финансово-экономическим вопросам;
- Виктор Львович Дмитриев, Алевтина Федоровна Курбатова, Валентин Павлович Новиков, Борис Михайлович Рейн – помощники по стендам длительных испытаний;
- Лидия Константиновна Холодякова – помощница по редактированию отчетов и статей;
- Александр Иванович Пикалов – классный, ответственный и незаменимый фотограф, ветеран ВОВ;
- Виктор Львович Дмитриев, Владимир Тарасович Скорич и другие – заместители и помощники по разным (научным и хозяйственным) вопросам.

К сожалению, приходится заканчивать эту часть очерка о ЛТВН НИИПТ на грустной ноте. После тяжелой продолжительной болезни ушел из жизни старейший сотрудник отдела ТВН и всего института Виктор Степанович Степанов (1929–2011), работавший в отделе ТВН с 1953 г. Долгие годы он работал в должности техника, затем стал инженером, закончив институт без отрыва от производства. В. С. Степанов очень скоро стал квалифицированным испытателем и наладчиком высоковольтных схем, долгие годы занимал должность ведущего инженера. При его непосредственном участии были введены в работу все современные высоковольтные испытательные установки НИИПТ.

На протяжении многих лет Виктор Степанович был незаменимым при выполнении работ, связанных с подготовкой установок к испытаниям, ремонтом высоковольтного оборудования, восстановлением и модерни-

заций испытательных стендов, настройкой и наладкой систем управления и измерения.

Глубокие знания принципов и схем работы высоковольтной техники, опыт работы на больших высоковольтных установках, высокая квалификация испытателя-экспериментатора, трудолюбие и доброжелательность снискали В. С. Степанову заслуженное уважение и любовь среди сотрудников отдела ТВН. В. С. Степанов прекрасно знал особенности работы всех высоковольтных установок института, помогал научным сотрудникам в наладке установок и производстве испытаний.

И еще одна тяжелая потеря. Отдел ТВН вместе со всем институтом понес тяжелую утрату. Ушел из жизни участник ВОВ, профессор, директор НИИПТ (1972–1988) Евгений Андреевич Марченко (1924–2011), вся творческая жизнь которого была тесно связана с техникой высоких напряжений. Он закончил ЛПИ в 1951 г. по кафедре «техника высоких напряжений». Еще студентом по совместительству с 1949 г. Е. А. Марченко работал в группе перенапряжений ЛТВН в должности инженера и старшего инженера, а в 1951–1960 гг. работал в ЛТВН руководителем группы – старшим научным сотрудником, в основном занимаясь различными аспектами работы ВЛ с установками продольной емкостной компенсации. В 1956 г. по этой теме успешно защитил кандидатскую диссертацию. Очень тесно сотрудничал и дружил Евгений Андреевич с нашими выдающимися специалистами С. С. Шуром и Н. Н. Тиходевым. Совместно с С. С. Шуром и Ю. А. Розовским в 1957 г. он выпустил в Госэнергоиздате книгу «Продольная емкостная компенсация линий электропередачи». В последние годы своей творческой деятельности Евгений Андреевич также тесно сотрудничал с отделом ТВН, в частности опубликовал в 1984–1998 гг. совместно с Н. Н. Тиходевым и другими нашими специалистами несколько статей и докладов по экологическим проблемам в области передачи электроэнергии переменным и постоянным током и по обеспечению электромагнитной безопасности линий электропередачи. Будучи директором института, Е. А. Марченко оказал очень большую помощь отделу ТВН в создании его нового испытательного центра на проспекте Науки и в оснащении его необходимым оборудованием. Светлая память об этом прекрасном человеке сохраняется у всех знавших его высоковольтников НИИПТ.

Владилен Антонович АНДРЕЮК

23.03.1929–23.02.2011



Скоропостижно, неожиданно для друзей и коллег ушел из жизни главный научный сотрудник ОАО «НИИПТ» Владилен Антонович Андреюк – широко известный в России и за рубежом ученый в области режимов, устойчивости и надежности работы электроэнергетических систем.

После окончания Ленинградского политехнического института им. М. И. Калинина в 1954 г. он начал свою трудовую деятельность в лаборатории электрических систем (ЛЭС).

Увлеченность наукой, неиссякаемая творческая энергия, талант ученого способствовали тому, что Владилен Антонович стал в 1986 г. первым в ЛЭС доктором наук, а в 1993 г. – профессором.

За годы работы В. А. Андреюком и при его активном участии были решены многие задачи, возникавшие перед энергетикой нашей страны. С его именем связано изучение явлений самовозбуждения и самораскачивания компенсированных подпорных синхронных компенсаторов в схемах реальных электропередач, разработка и совершенствование методов анализа статической и динамической устойчивости автоматики регулируемых синхронных машин, электропередач и энергосистем, разработка технологии управления нормальными и аварийными режимами объединенных энергосистем с использованием системы единого времени, а его труды по применению статистических методов оценки устойчивости и надежности параллельной работы энергосистем стали классическими.

Разработанные под руководством В. А. Андреюка сложные программно-вычислительные комплексы для анализа электромагнитных и электромеханических процессов ЭЭС получили промышленное внедрение в эксплуатационных, проектных и научных организациях.

В. А. Андреюк – автор более 170 научных трудов, его научные заслуги отмечены орденом «Знак Почета», рядом отраслевых наград.

Владилен Антонович был разносторонним человеком, непременным участником шахматных баталий, проходивших в НИИПТе. Коллеги, ученики, все, кто знал Владилена Антоновича, будут помнить его как очень отзывчивого и талантливого человека, педагога, ученого.

Вадим Андреевич ИВАНЧЕНКО

22.03.1921–02.03.2011



Завершил свой жизненный путь Вадим Андреевич Иванченко, неординарный человек, крупный ученый и инженер, организатор и научный руководитель работ крупнейшего подразделения НИИПТ 1960–1980-х годов – лаборатории преобразователей специального назначения.

Призванный в армию со студенческой скамьи Инженерно-физического факультета Ленинградского политехнического института Вадим Андреевич прошел Великую отечественную войну с первых дней до участия в боях за взятие Берлина и освобождение Праги, был отмечен шестью боевыми орденами и медалями.

Лаборант НИИПТ с 1949 г. он вырос до заведующего лаборатории физических исследований, окончив в годы работы с отличием Ленинградский Государственный университет по специальности «физика» и защитив в 1962 г. кандидатскую диссертацию.

В эти годы он участник создания первой в мире передачи постоянного тока Кашира–Москва и самой мощной в мире на тот период ППТ Волгоград–Донбасс.

Приобретенный опыт руководства комплексными разработками «под ключ» в области мощной высоковольтной преобразовательной техники позволил В. А. Иванченко поставить в институте серию разработок преобразователей специального назначения и сопутствующих научных исследований, создать мощную экспериментальную базу в НИИПТ и на объектах заказчика. По данной проблеме институт стал ведущей научной организацией в стране, а Вадима Андреевича – Главным конструктором ОКР и руководителем НИР.

За успешное научное руководство важнейшими работами в 1988 г. Вадиму Андреевичу была присуждена Государственная премия СССР по науке и технике – в области радиосвязи.

Добрую память о Вадиме Андреевиче, волевом и талантливом человеке, сохраняют его друзья и коллеги по работам.

Евгений Андреевич МАРЧЕНКО

01.01.1924–01.08.2011



1 августа 2011 г. на 88-м году жизни скончался Евгений Андреевич Марченко. Не стало одного из выдающихся ученых в области надежности, устойчивости и живучести энергетических систем.

Е. А. Марченко родился 1 января 1924 г. в с. Апостолово Днепропетровской области. Окончив в 1940 г. в Уфе среднюю школу с золотой медалью, он был принят на электромеханический факультет Ленинградского политехнического института. В июле 1941 г. Евгений Андреевич вступил добровольцем в истребительный батальон Ленинградского ополчения, влившийся в дальнейшем в регулярную воинскую часть, с которой он прошел всю Великую Отечественную войну. После демобилизации в 1946 г. он снова студент ЛПИ, сталинский стипендиат. Еще до окончания политехнического института, с марта 1951 г., Е. А. Марченко начал работать в Научно-исследовательском институте по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения – НИИПТ, связав с ним всю свою жизнь, где прошел путь от инженера до директора – талантливого и инициативного организатора науки.

В 1956 г. Евгений Андреевич защитил кандидатскую диссертацию, связанную с решением научных задач актуального и сегодня применения устройств продольной компенсации реактивности линий электропередачи. Затем, став начальником лаборатории электрических систем, он предложил обширнейшую тематику исследований, организовав их выполнение и руководя ходом работ. Это – обеспечение устойчивости, надежности и живучести Единой энергосистемы страны на различных этапах ее развития, создание передач и вставок постоянного тока, воздушных и кабельных линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, При его непосредственном участии и руководстве в институте, который он возглавлял более 16 лет, эти направления получили широкое развитие и мировую известность как научные школы.

Во многом благодаря усилиям Е. А. Марченко сегодня НИИПТ располагает уникальной лабораторно-технологической базой, в том числе комплексом высоковольтного испытательного оборудования, позволяю-

щим проводить исследования условий работы изоляции линий электропередачи и подстанций всех классов напряжения переменного и постоянного тока, а также самой крупной в мире уникальной электродинамической моделью энергосистем, на которой можно выполнять исследования нормальных и аварийных процессов в современных крупных энергообъединениях. Он был одним из инициаторов организации регулярных работ по исследованию и решению конкретных задач энергосистем с использованием электродинамической модели. Это – научные работы, выполненные как лично Е. А. Марченко, так и его учениками, по обеспечению устойчивости и надежности объединенных энергосистем Сибири, Центра, Северо-Запада, Средней Азии. Будучи уже директором НИИПТ, он инициировал создание в институте ряда новых направлений, в том числе и по оборонной тематике, одна из работ по которой была удостоена Государственной премии СССР.

По инициативе Е. А. Марченко были организованы регулярные Всесоюзные конференции по устойчивости и надежности энергосистем, а сам он принимал участие в проводимых Минэнерго СССР международных мероприятиях по этой тематике.

После завершения деятельности на посту директора в 1988 г. Евгений Андреевич работал в отделе электрических систем в должности ведущего научного сотрудника, в последние годы ведя пионерные работы в области разработки методов, алгоритмов и устройств для мониторинга качества частоты в нормальных эксплуатационных и аварийных режимах работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств. Даже после ухода на пенсию по состоянию здоровья в 2006 г. он до конца дней продолжал работать дома, занимаясь подготовкой отчетов по анализу режимов ЕЭС.

Е. А. Марченко награжден двумя орденами Трудового Красного Знамени, орденом Отечественной войны, медалями «За боевые заслуги», «За оборону Ленинграда». За заслуги в области развития электроэнергетики ему присвоен ряд ведомственных наград, в том числе звания почетного энергетика, ветерана энергетики, заслуженного работника ЕЭС России.

Благодаря научной эрудиции, высокому профессионализму, исключительному трудолюбию в сочетании с доброжелательностью и внимательным отношением к людям Е. А. Марченко пользовался глубоким уважением и заслуженной любовью коллег, друзей, многочисленных учеников.

Евгений Андреевич Марченко прожил большую жизнь, достойную подражания, и уход его – большая утрата для всех, кто его знал.

Валерий Львович НЕВЕЛЬСКИЙ

25.08.1939–30.04.2011



Ушел из жизни один из ведущих научных сотрудников НИИПТ и один из наиболее ярких членов его коллектива.

В. Л. Невельский родился в Ленинграде, в 1963 г. окончил электромеханический факультет ЛПИ им. Калинина и был распределен в НИИПТ, где с некоторым перерывом проработал всю свою жизнь.

Научные интересы В. Л. Невельского в начале его научной деятельности были связаны с регулированием возбуждения синхронных генераторов. По этой тематике Валерием Львовичем в 1973 г. была защищена кандидатская диссертация «Исследования способов повышения эффективности АРВ сильного действия в переходных процессах энергосистем». На смену вопросам возбуждения пришло увлечение проблемами противоаварийной автоматики, которыми он занимался до последних дней своей жизни.

В период с 1992 по 2007 г. В. Л. Невельский работал в Ленинградском региональном диспетчерском управлении, где он в практической деятельности использовал накопленные им ранее научные знания. Впоследствии, вернувшись в НИИПТ, он с успехом использовал в научной работе приобретенный им практический опыт.

Валерий Львович был очень активным, очень равнодушным, очень темпераментным человеком. Он не просто глубоко переживал проблемы нашей страны, но демонстрировал свою позицию открыто и честно.

Он всегда был душой компании, заводилой в коллективе, участвовал во многих мероприятиях и соревнованиях, а популярные в институте шахматные соревнования организовывал непременно сам.

В последние годы Валерию Львовичу захотелось повидать мир, и все свои отпуска они вместе с супругой проводили в зарубежных поездках. Многое удалось посмотреть, было заказано и получено приглашение от друзей на посещение Соединенных Штатов Америки. Не успел. Остались незавершенными и несколько выполнявшихся перспективных работ.

Прошло уже несколько месяцев с момента смерти Валерия Львовича, но до сих пор его уход из жизни воспринимается как трагическое недоразумение.

Юрий Дмитриевич САДОВСКИЙ

23.11.1923–03.12.2010



Не стало одного из крупнейших ученых в области режимов, устойчивости и моделирования электроэнергетических систем.

После окончания Ленинградского политехнического института им. М. И. Калинина в 1954 г. Юрий Дмитриевич Садовский поступил на работу в НИИПТ, где прошел путь от инженера до руководителя сектора лаборатории электрических систем.

В 1966 г. Юрий Дмитриевич защитил кандидатскую диссертацию.

Большой вклад Ю. Д. Садовский внес в создание и усовершенствование уникальной электродинамической модели НИИПТ, развитие техники моделирования.

Под его руководством и при его непосредственном участии выполнен ряд научно-исследовательских работ, имеющих важное теоретическое и практическое значение. Так в период с 1956 по 1963 г. Ю. Д. Садовский занимался исследованиями режимов и устойчивости энергосистем в связи с сооружением первых электропередач класса 400–500 кВ. В 1964–1968 гг. под его руководством выполнялись работы по исследованиям устойчивости ОЭС Урала. В период 1973–1976 гг. он руководил разработкой методики и алгоритмов централизованного устройства дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики на базе цифровой вычислительной техники. Одновременно с этими работами Ю. Д. Садовский осуществлял руководство разработкой вероятностно-статистической методики оценки надежности электроэнергетических систем по условиям устойчивости, которая была использована в проектных разработках по развитию ЕЭС и, в частности, в техническом проекте электропередачи постоянного тока 1500 кВ Экибастуз–Центр.

За успехи, достигнутые в решении важнейших задач в области надежности энергосистем, Ю. Д. Садовский награжден орденами «Знак Почета» и «Трудового Красного Знамени».

В 1991 г. за разработку и внедрение адаптивной централизованной системы противоаварийного управления энергообъединением Садовскому Юрию Дмитриевичу присуждена Государственная премия СССР.

Он умер, оставив о себе добрую память в сердцах коллег и друзей.

РЕФЕРАТЫ ПУБЛИКУЕМЫХ СТАТЕЙ

УДК 621.314

Подавление высших гармонических составляющих в кабельно-воздушной линии постоянного тока.

Иванова Е. А., Мазуров М. И. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 7–18.

В статье проведен анализ эффективности средств для подавления высших гармоник в кабельно-воздушной линии постоянного тока на примере ППТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская. Показано, что увеличение индуктивности линейного реактора не является эффективной мерой, в особенности при достаточно жестких нормах по влиянию линии постоянного тока на линии связи. Предложена схема и рассчитаны параметры пассивного двухчастотного фильтра, позволяющего значительно снизить психометрический ток на всех участках линии постоянного тока; оценена эффективность пассивного в сочетании с активным фильтрующего устройства в подавлении высших гармонических составляющих в кабельно-воздушной линии постоянного тока. Отмечена особенность подавления гармоник в кабельно-воздушной линии, связанная с тем, что кабельный участок линии при достаточной длине (в рассмотренном случае – примерно 90–100 км) является для высших гармоник фильтрующим звеном, и в таком случае необходимости в установке фильтров на полюсе линии со стороны кабельного участка нет.

Ил. 5, табл. 2, библи. назв. 8.

УДК 621.316.933.9

Результаты первых испытаний СТАТКОМ в составе Выборгской преобразовательной подстанции.

Смазнов Е. Ю., Лозина Н. Г., Кочкин В. И., Крайнов С. В., Дроздов А. В. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 19–26.

Приведены результаты испытаний первого в России СТАТКОМ, установленного на Выборгской преобразовательной подстанции, рассмотрены алгоритмы его регулирования и их отработка в процессе проведения испытаний. В ходе проведенных испытаний определен также генерируемый СТАТКОМ состав гармоник. Сделан вывод об удовлетворительной работе СТАТКОМ, а также о возможной необходимости при замене синхронных компенсаторов на СТАТКОМ (2 устройства по ± 100 Мвар) установки дополнительного фильтрового звена 11-й гармоники.

Ил. 4.

УДК 621.314

Использование абсолютного угла для управления переходными режимами энергосистемы.

Андреюк В. А. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 27–42.

В статье изложены общие подходы к проблеме управления мощностью турбоагрегатов с использованием такого режимного параметра, как абсолютный угол векторов ЭДС эквивалентных генераторов, и показана применимость этого принципа управления для конкретной энергосистемы на примере связи генераторов Сургутской ГРЭС с энергосистемой ОЭС Урала.

Ил. 13, табл. 6, библи. назв. 9.

УДК 621.311

К вопросу учета ограничений загрузки синхронных машин при расчете предельных режимов энергосистемы.

Невельский В. Л., **Тен Е. А.** – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 43–65.

Проведен анализ предельных режимов, с достижением предела передаваемой мощности по сечению, обусловленного: достижением предела апериодической статической устойчивости по связи, достижением в генераторном узле верхней границы выдачи реактивной мощности, перегрузкой генератора по току ротора.

Определены диапазоны значений внешнего реактанса сети относительно шин станции, при которых предел передаваемой мощности, обусловленный достижением в генераторном узле выдачи номинальной реактивной мощности, может быть как больше, так и меньше предела, определенного при учете допустимого тока ротора генераторов.

Проанализирован учет ограничений по допустимому току ротора при определении предельных режимов в программных комплексах расчета режима.

Ил. 9, табл. 5, библи. назв. 1.

УДК 621.314

Определение предельного перетока в контролируемых сечениях с помощью метода эквивалентных преобразований.

Шаргин Ю. М., Ковязин А. Л., Попов Е. Е., Смирнова Л. С. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 66–76.

На примере двух сечений продемонстрировано определение предельных перетоков мощности с помощью метода эквивалентных преобразований реализованного в специальном программном комплексе. Показаны

преимущества метода эквивалентных преобразований над традиционным методом Ньютона в вопросах поиска предельного режима и определения максимально допустимого перетока мощности.

Ил. 3, табл. 4, библи. назв. 4.

УДК 621.311

Эквивалентные модели многосвязных систем для управления их собственными динамическими свойствами.

Сальникова М. К. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 77–83.

На основе описания сложной системы в виде собственных и взаимных передаточных функций относительно выделенных контуров регулирования представлена аналитически упрощенная модель многосвязной системы в виде многопараметрического характеристического полинома, содержащего эквивалентные передаточные функции, сохраняющая основные, существенные для достижения целей управления динамические свойства.

Ил. 4, библи. назв. 2.

УДК 621.314

Сопоставление способов математического моделирования асинхронных электродвигателей в программах расчета динамической устойчивости.

Попов Е. Е., Севастьянова А. В., Ковязин А. Л., Смирнова Л. С. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 84–88.

Приведено краткое описание математических моделей асинхронного двигателя в современных программных комплексах расчета динамической устойчивости: *Eurostag*, *Powertron*, *Mustang*. На примере простейшего возмущения (КЗ на шинах АД) показаны сходства и различия моделей, указаны их недостатки.

Ил. 3, табл. 1, библи. назв. 3.

УДК 621.314

Оптимизация перетоков мощности в перспективных схемах Ленинградской энергосистемы.

Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 89–102.

Предложен новый подход к решению задач оптимизации потоков мощности в электроэнергетических системах, использующий в качестве математического аппарата обобщения билинейной теоремы. Показана возможность применения данной методики для поиска мест установки и оптимального управления активно-адаптивными устройствами. Для

перспективной схемы энергосистемы города Санкт-Петербурга и Ленинградской области выполнена оптимизация режимов работы по нескольким критериям.

Ил. 3, библиогр. назв. 2.

УДК 621.314

Сравнительный анализ отечественных и зарубежных технических требований к системам возбуждения синхронных машин.

Герасимов А. С., Есипович А. Х., Романов И. Б. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 103–113.

Приводится сопоставление технических требований отечественных и зарубежных стандартов на системы возбуждения синхронных генераторов и автоматические регуляторы возбуждения. Показано, что применение в российских энергосистемах генераторов, оснащенных системами возбуждения, выполненными по зарубежным стандартам, может привести к значительному снижению уровня системной надежности ЕЭС России.

Ил. 2, табл. 1, библиогр. назв. 13.

УДК 621.314

Настройка регуляторов возбуждения гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС с применением цифровой и физической моделей энергосистемы.

Есипович А. Х., Кабанов Д. А., Кирьянов Г. В., Кузьминова А. А., Смирнов А. Н. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 114–122.

Представлено описание технологии настройки микропроцессорных регуляторов возбуждения АРВ-М и AVR-3МТК гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС с применением цифровой и физической моделей ОЭС Сибири. Приведены результаты испытаний, свидетельствующие об эффективности настройки автоматических регуляторов возбуждения в условиях адекватной физической модели энергосистемы.

Ил. 5, библиогр. назв. 5.

УДК 621.311

Программный комплекс расчета электромеханических переходных процессов и аварийных режимов.

Машалов Е. В., Неуймин В. Г., Александров А. С. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 123–134.

Предложена архитектура программного комплекса для расчета электромеханических переходных процессов с использованием объектно-ориентированных классов для создания динамических моделей

устройств. С использованием этой архитектуры разработан программный комплекс «*RUSTab*», позволяющий выполнять расчеты динамической устойчивости с возможностью создания пользовательских моделей оборудования и автоматики.

Ил. 4, библиогр. назв. 9.

УДК 621.311

Оптимизация суточных режимов энергосистемы с адаптивным расчетом максимально допустимых перетоков.

Шубин Н. Г., Неуймин В. Г., Багрянцев А. А., Максименко Д. М. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 135–144.

Предложен алгоритм оптимизации суточных режимов энергосистем, основанный на методе внутренней точки. Осуществляется совместная комплексная оптимизация ряда суточных режимов с произвольной дискретностью с учетом интегральных ограничений на выработку и скорость сброса/набора нагрузки, а также с учетом возможностей активно-адаптивной сети. На основе предложенного алгоритма разработан программный комплекс *Lincor*, применяющийся Системным оператором ЕЭС России при суточном планировании.

Ил. 4, библиогр. назв. 5.

УДК 621.316.933.9

Опыт эксплуатации ВЛ 110 и 150 кВ Северных электросетей ОАО «Колэнерго»: вопросы грозозащиты.

Новикова А. Н., Шмараго О. В., Ефимов Б. В., Данилин А. Н., Невретдинов Ю. М. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 145–163.

Получены эксплуатационные показатели грозоупорности ВЛ 110 и 150 кВ в северных регионах РФ, где ПУЭ допускается эксплуатация ВЛ или участков без троса. По результатам сравнения эксплуатационных и расчетных показателей грозоупорности ВЛ и привлечения данных по пеленгации разрядов молнии на севере Финляндии уточнена методика расчета грозопоражаемости ВЛ для районов с небольшой продолжительностью гроз. Оценена эффективность уменьшения числа двухцепных грозových отключений при подвеске цепей двумя треугольниками.

Ил. 4, табл. 11, библиогр. назв. 5.

УДК 621.315

Расчет сопротивления заземления фундаментов опор ВЛ из железобетонных грибовидных подножников в неоднородном грунте.

Шишигин С. Л., Новикова А. Н. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 164–173.

Предложена и обоснована сопоставлением с результатами физического моделирования – измерениями сопротивления в электролитической ванне – модель грибовидного подножника для использования в расчетах сопротивления заземления сборного фундамента из грибовидных подножников по методу эквивалентных зарядов. Разработана номограмма для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта для фундамента из четырех грибовидных подножников, дополняющая и уточняющая справочный материал «Типовой проект. Заземляющие устройства опор ВЛ 35–750 кВ».

Ил. 5, табл. 3, библи. назв. 6.

УДК 621.315.2

Стендовые испытания кабельных систем 110 и 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Лубков А. Н., Привалов И. Н., Ушакова М. В. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 174–193.

Приведены результаты типовых и предквалификационных испытаний кабельных систем 110 и 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена с кабелями и муфтами различных отечественных и зарубежных производителей. По результатам стендовых испытаний подтверждены эксплуатационная надежность и соответствие выпускаемой этими производителями кабельной продукции требованиям международных стандартов МЭК.

Ил. 11, табл. 4, библи. назв. 3.

УДК 621.315.62

Новые нормативные требования к внешней изоляции электроустановок.

Владимирский Л. Л., Орлова Е. Н., Печалин Д. С., Соломоник Е. А., Яковлева Т. В., Вага Н. А., Жулев А. Н. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 194–219.

Рассмотрены основные положения разработанных ОАО «НИИПТ» стандартов организации (СТО) для ОАО «ФСК ЕЭС» с акцентом на новые положения и/или изменения, которые отличают рассматриваемые СТО от ранее существовавших нормативно-технических документов. В СТО использованы, учтены и скорректированы под российскую специфику опубликованные и принятые новые рекомендации МЭК и СИГРЭ.

Разработанные НИИПТ СТО гармонизированы с действующими документами МЭК. Соблюдение и выполнение рекомендаций этих СТО, устанавливающих технические требования к внешней изоляции электро-

установок высокого напряжения, должно способствовать повышению надежности электрических сетей и электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС».

Ил. 7, табл. 7, библиогр. назв. 25.

УДК 621.311 (091)

Становление и развитие тематики системных исследований в НИИПТ.

Редакционная коллегия – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 220–234.

В статье изложена история становления и развития в НИИПТ системной тематики от создания лаборатории электрических систем до настоящего времени.

Ил. 1.

УДК 621.315 (091)

Время творческого подъема ЛТВН НИИПТ (1960–1985).

Соломоник Е. А. – Известия НИИ постоянного тока, № 65, 2011, с. 235–253.

Вторая часть очерка рассказывает о периоде наибольшего творческого расцвета коллектива лаборатории техники высоких напряжений НИИПТ. Приведены краткие биографические данные о ведущих сотрудниках лаборатории в 1960–1985 гг. и о важнейших работах лаборатории в области техники высоких напряжений в рассматриваемые годы.

ABSTRACTS

UDC 621.314

Higher harmonic component suppression in direct current mixed overhead and cable line.

Ivanova E. A., Mazurov M. I. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 7–18.

In the article the effectiveness of higher harmonic component suppression methods for direct current mixed overhead and cable line by the example of LAES-2-Viborgskaya station HVDC transmission system is analyzed. It is shown, that increasing of the smoothing reactor inductance isn't an efficient measure, especially when there are quite strict ratings for telephone interference. Scheme is offered and parameters of passive double frequency filter are calculated; such filter enables to reduce considerably psophometric current throughout the dc line length; the higher harmonic component suppression effectiveness of the passive filtering device in conjunction with active part is estimated. Special feature of harmonic component suppression in direct current mixed overhead and cable line is noted. Cable dc line section with sufficient length (in the considered case – approximately 90–100 km) is a harmonic component filtering element. In this case there isn't any need for filter installation on the dc line pole at the cable section side.

Fig. 5, tables 2, ref. 8.

UDC 621.316.933.9

The results of first STATCOM tests as a part of the Vyborg converter substation.

Zmaznov E. Yu., Lozinova N. G., Kochkin V. I., Krainov S. V., Drozdov A. V. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 19–26.

In work are presented the test results of the first in Russia STATCOM, installed at the Vyborg converter substation, considered the algorithms of its control and their correct operation in the process of testing. During the tests also determined the harmonic composition, generated by STATCOM. It was concluded, that work of the STATCOM is satisfactory and also if replacement of synchronous compensator on STATCOM (2 devices of ± 100 Mvar) will be made, there can be a necessity in installation of additional filter unit of 11th harmonic.

Fig. 4.

UDC 621.314

Management of the transient states of a power system using information on absolute voltage angle.

Andreyuk V. A. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 27–42.

In article the general approaches for solving a problem of turbogenerators' power management with the use of such parameter as an absolute angle of EMF vector of equivalent generators are stated. Also the applicability of this principle for a particular electric power system is shown on an example of power transit from the Surgut state district power plant to the electric power system of Urals.

Fig. 13, tables 6, ref. 9.

UDC 621.311

On considering the constraints of synchronous loading machinery in the calculation of the limiting regimes of power.

Nevelsky V. L., Ten E. A. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 43–65.

The analysis of the limiting regimes, with the achievement of the limit given by the transition of power in the cross section due to: the achievement of the aperiodic limit of static stability on communication, achievement in the generator node upper bound issue of reactive power, re-load the generator rotor current.

The range of values of the external reactance with respect to the station for which the limit of transmission power, accompanied by excessive in the generator node issuing nominal reactive specific power may be either higher or lower than the limit defined by the allowable rotor current generators.

Analyzed the records of restrictions on permissible current of the rotor in determining the limiting regimes in software systems calculation mode.

Fig. 9, tables 5, ref. 1.

UDC 621.314

Determination of a limiting overflow in controllable sections with a method of equivalent transformations.

Shargin Y. M., Kovyazin A. L., Popov E. E., Smirnova L. S. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 66–76.

On an example of two sections determination of limiting overflows of capacity with a method of equivalent transformations realized in a special program complex is shown. Advantages of a method of equivalent transformations over Newton's traditional method in questions of search of a limiting

mode and determination of maximum within the capacity of overflow are shown.

Fig. 3, tables 4, ref. 4.

UDC 621.311

Equivalent models of multiply connected power systems for controlling of their dynamic characteristics.

Salnikova M. K. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 77–83.

Based on description of complex power system in a form of self- and mutual transfer functions relatively to selected control contour the analytically reductive model of multiply connected system is presented. The model described as a multivariate characteristic polynomial comprising equivalent transfer functions and the model retain dynamic characteristics crucial for control purpose.

Fig. 4, ref. 2.

UDC 621.314

Comparison of induction motors mathematical modeling methods in programs of transient sustainability.

Popov E. E., Sevastyanova A. V., Kovyazin A. L., Smirnova L. S. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 84–88.

The short description of induction motor mathematical models is (given) resulted in modern programs of transient sustainability: Eurostag, Powertron, Mustang. On an example of basic transient behavior – short circuit on motor terminals - similarities and distinctions of models are shown, their disadvantages are specified.

Fig. 3, tables 1, ref. 3.

UDC 621.314

Power flow distribution optimization for prospective power network of Leningrad region.

Belyaev N. A., Korovkin N. V., Frolov O. V., Chudny V. S. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 89–102.

A new method of power flow distribution optimization in power energy systems was proposed. The method is based on the generalization of bilinear theorem and was used for optimal localization of FACTS devices in power network. Application of the method was performed for prospective power network of St.-Petersburg and Leningrad region. The optimization problem was solved taking into account several criteria.

Fig. 3, ref. 2.

UDC 621.314

Comparison of Russian and foreign technical requirements to excitation systems for synchronous machines.

Gerasimov A. S., Esipovich A. H., Romanov I. B. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 103–113.

Comparison of technical requirements stated in Russian and foreign standards for excitation systems and excitation controllers for synchronous machines is presented. It is concluded that application in Russian power systems of generators equipped with excitation systems constructed in compliance with foreign standards may cause considerable deterioration in overall reliability of UPS of Russia

Fig. 2, tables 1, ref. 13.

UDC 621.314

Tuning of excitation controllers of generators of Sayany HPP using digital and physical models.

Esipovich A. H., Kabanov D. A., Kiryenko G. V., Kuzminova A. A., Smirnov A. N. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 114–122.

The article presents methodology of tuning of microprocessor - based excitation controllers ARV-M and AVR-3MTK of Sayany HPP generators with application of digital and physical models of IPS of Siberia. The results of tests demonstrating effectiveness of excitation controllers' tuning in the adequate physical model of a power system are presented

Fig. 5, ref. 5.

UDC 621.311

Power system transient stability simulation and analysis.

Mashalov E. V., Neuymin V. G., Alexandrov A. S. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 123–134.

A novel object oriented software architecture for power system transient stability simulation and analysis, based on abstract dynamic device properties description class, is proposed. Transient stability simulation software package «RUSTab» is developed based on that architecture. Ability to introduce user-defined dynamic properties models and power system automatic models is provided.

Fig. 4, ref. 9.

UDC 621.311

Optimal day-ahead power system schedule development combined with adaptive flow constraints assessment.

Shubin N. G., Neuymin V. G., Bagryantsev A. A., Maksimenko D. M. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 135–144.

An algorithm for power system scheduling, based on interior point method, is proposed. It makes possible to perform full PQ-optimization of continuous scheduling period, consisting of several intervals, with variable interval size. Power output constraints and ramp constraints are considered. Price bids, incremental rate curves and flat tariffs can be used to form problem objective function. Adaptive algorithm, based on stability responsible cross-section search with given state trajectory sweep vectors, is used to reveal flow constraints. Industrial strength software package «Lincor» is presented as result of mentioned optimization algorithm implementation. «Lincor» is now used by System Operator of the United Power System to perform day-ahead scheduling and for market support.

Fig. 4, ref. 5.

UDC 621.316.933.9

Field experience of 110 and 150 kV OHL of Northern networks owned by JSC «Kolenergo»: lightning protection issues.

Novikova A. N., Shmarago O. V., Efimov B. V., Danilin A. N., Nevretdinov Y. M. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 145–163.

Lightning performance of 110 and 150 kV OHL have been obtained for northern districts of Russian Federation where PUE admits OHL or line sections being operated without shielding wire. According to the results of comparison of operating and design parameters of OHL lightning performance and using the data received during lightning stroke finding in the north part of Finland the calculation method for districts with short lightning duration has been adjusted. The efficiency of double-circuit line lightning outage reduction has been estimated for the case of circuit suspension in two triangulars.

Fig. 4, tables 11, ref. 5.

UDC 621.315

Calculation of grounding resistance of OHL tower footing presented as reinforced concrete pad - chimney foundations in heterogeneous soil.

Shishiguin S. L., Novikova A. N. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 164–173.

The model of pad-chimney foundation has been presented and justified by comparison of the results of physical simulation – resistance measurements in electrolyte pot. The above model may be used to calculate the grounding resistance of block foundation made of pad-chimney parts by applying the method of equivalent charges. Nomographic chart has been elaborated to define two-layer soil equivalent resistivity for foundation made of four pad-chimney parts, the chart completes and improves references given in «Standard project. Grounding devices for 35–750 kV OHL towers».

Fig. 5, tables 3, ref. 6.

UDC 621.315.2

Bench testing of cable systems 110 and 220 kV XLPE.

Lubkov A. N., Privalov I. N., Ushakova M. V. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 174–193.

The results of type and pre-qualification testing of cable systems 110 and 220 kV XLPE cables and couplers with various domestic and foreign productivity researchers. According to the results of bench tests confirmed operational reliability and compliance of these manufacturers cable products to international standards IEC.

Fig. 11, tables 4, ref. 3.

UDC 621.315.62

New regulatory requirements on outdoor insulation of electric installations.

Vladimirsky L. L., Orlova E. N., Pechalin D. S., Solomonik E. A., Yakovleva T. V., Vaga N. A., Zhulev A. N. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 194–219.

The article deals with basic principles of the new Institutional Standards that were developed by NIPT for FSK EES. The emphasis is on additions to and/or revisions of earlier regulatory requirements. The new edition of the Standards uses and adapts recent IEC and CIGRE with allowance for Russian specifics.

The NIPT-developed Institutional Standards are harmonized with standing IEC and CIGRE documents. Compliance and implementation of the Standards that set requirements on outdoor insulation of high voltage electric installations will contribute to a higher reliability of power grids and network facilities of JSC FGC UES.

Fig. 7, tables 7, ref. 25.

UDC 621.311 (091)

Formation and development of systems research topics in NIPT.

The Proceedings Editorial Board – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 220–234.

In the article the history of formation and development of a power system researching in NIPT from the foundation of the power systems laboratory to present is described.

Fig. 1.

UDC 621.315 (091)

1960–1985: Time of major achievements of NIPT's High Voltage Technology Laboratory.

Solomonik E. A. – HVDC Power Transmission Research Institute proceedings, № 65, 2011, pp. 235–253.

Part 2 of the Review is a story of greatest breakthroughs of the high voltage technology team of NIPT. Given are brief biographies of leading researchers of the 1960–1985 period. Reported are their most important research and development projects.



Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения является многопрофильным электроэнергетическим научным и инженеринговым центром Системного оператора, головной научной организацией отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

Институт активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (ОАО «ФСК ЕЭС», МРСК, ОАО «РусГидро», ТГК, ОГК, АО-Энерго) и иностранными фирмами (Siemens, ABB, Государственная сетевая компания Китая, Fingrid и др.).

ОАО «НИИПТ» располагает уникальной экспериментальной базой, включающей:

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Высоковольтный комплекс для испытания элементов ВЛ и оборудования ПС переменного и постоянного тока.
- Многофункциональный испытательный комплекс преобразовательной техники.

Основные направления научно-технической деятельности ОАО «НИИПТ»:

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надежность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.

5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Управляемые электропередачи: вставки и электропередачи постоянного тока, технологии FACTS.
7. ТВН и проектирование линий электропередачи постоянного и переменного тока.
8. Силовая преобразовательная техника.

ОАО «НИИПТ» предлагает:

- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработку рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Создание, верификацию и актуализацию цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.
- Разработку рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надежности и живучести электроэнергетических систем и отдельных энергообъектов.
- Разработку проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработку алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработку рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Проверку на функционирование (экспертизу) и настройку устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели, в том числе «под ключ».
- Аттестацию цифровых автоматических регуляторов возбуждения, цифровых устройств АЛАР и разработку рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Настройку «под ключ» автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций.

- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надежности.
- Создание и внедрение программных средств и систем автоматизации для эффективной работы предприятий энергетической отрасли: «Bars», «LincorWin», ВРДО, «RastrWin», «МДП», Анализ вероятных аварийных событий в электрической системе по принципу « $N - 1$ », «Коммутационные схемы», Комплекс «СМЗУ», «ЦСПА», «Прогноз потребления» и др.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных-, тепловых- и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Систему анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных-, тепловых- и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровую автоматику ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Преобразовательные установки различного назначения – комбинированные установки для компенсации реактивной мощности и плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах (в том числе со встроенным оптическим волокном) ВЛ, фильтр активный гармоник, мощные источники питания постоянного тока, мощные генераторы широкого диапазона частот для геологии и геофизики.
- Разработку проектов присоединения установок для плавки гололеда к цепям подстанций.
- Выбор оптимальных технических решений по конструкции основных элементов проектируемых ВЛ постоянного и переменного тока различного класса напряжения.

- Техничко-экономические расчеты и проектирование ВЛ переменного и постоянного тока. Выбор оптимальных опор по типам, высоте, дизайну и условиям размещения.
- Выполнение предпроектных работ, разработка ТЭО, подготовка тендерной документации и экспертиза конкурсных предложений, экспертиза проектов по направлениям научно-технической деятельности института.
- Анализ опыта эксплуатации и разработку рекомендаций по повышению надежности действующих воздушных и кабельных линий, оборудования ПС.
- Проведение приемо-сдаточных, квалификационных, периодических и типовых, испытаний оборудования ПС, кабелей и изоляторов.
- Исследование кратковременной и длительной электрической прочности внутренней изоляции оборудования для проверки его эксплуатационной надежности перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения, ремонта, а также снятого с эксплуатации по результатам профилактических испытаний.
- Проведение испытаний оборудования для целей сертификации в соответствии с областью аккредитации, в том числе предквалификационные и типовые испытания кабельных систем 10–330 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.
- Составление региональных и локальных карт степеней загрязнения и разработку рекомендаций по выбору линейной и внешней подстанционной изоляции, в том числе в районах с природными и промышленными загрязнениями.
- Выбор и оптимизацию средств грозозащиты ВЛ, в том числе проходящих по районам со сложными гидрометеорологическими условиями и грунтами с высоким удельным сопротивлением.
- Диагностику в условиях эксплуатации и оценку остаточного ресурса кабельных линий напряжением до 500 кВ с использованием современных неразрушающих методов.

Одной из важнейших сфер деятельности ОАО «НИИПТ», как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследова-

тельской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру и соискательство.

Обучение в аспирантуре ведется по научным специальностям:

- 05.14.02 – Электростанции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 1358 от 07 июня 2011 г.

ИЗВЕСТИЯ НИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

№ 65

Технический редактор	М. Леонтьева
Компьютерная верстка	А. Курбатов

Лицензия ЛР № 020593 от 07.08.97

Подписано в печать	Формат 60×84/16
Усл. печ. л . Уч.-изд. л.	Тираж 150. Заказ

Отпечатано с готового оригинал-макета
в типографии Издательства Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29